



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Министерство на енергетиката

**ПРОЕКТ НА ИНТЕГРИРАН ПЛАН В
ОБЛАСТТА НА ЕНЕРГЕТИКАТА И КЛИМАТА
НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

СЪДЪРЖАНИЕ

ЧАСТ 1

ОБЩА РАМКА

РАЗДЕЛ А: НАЦИОНАЛЕН ПЛАН.....	5
1 ПРЕГЛЕД И ПРОЦЕС НА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЛАНА.....	5
1.1. Резюме.....	5
1.2. Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките.....	8
1.3. Консултации и участие на националните организации и организациите на равнището на Съюза и резултати от тях.....	23
1.4. Регионално сътрудничество при подготвянето на плана.....	24
2 НАЦИОНАЛНИ ОБЩИ И КОНКРЕТНИ ЦЕЛИ.....	25
2.1. Измерение „Декарбонизация“.....	25
2.1.1. Емисии и поглъщане на парникови газове.....	25
2.1.2. Енергия от възобновяеми източници.....	27
2.2. Измерение „Енергийна ефективност“.....	30
2.3. Измерение „Енергийна сигурност“.....	32
2.4. Измерение „Вътрешен енергиен пазар“.....	34
2.4.1. Междусистемна електроенергийна свързаност.....	34
2.4.2. Електропреносна и газопреносна инфраструктура.....	36
2.4.3. Интеграция на пазара.....	40
2.4.4. Енергийна бедност.....	41
2.5. Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“.....	43
3 ПОЛИТИКИ И МЕРКИ	44
3.1. Измерение „Декарбонизация“	44
3.1.1. Емисии и поглъщане на парникови газове	44
3.1.2. Енергия от възобновяеми източници.....	62
3.1.3. Други елементи на измерението.....	77
3.2. Измерение „Енергийна ефективност“.....	78
3.3. Измерение „Енергийна сигурност“.....	99

3.4.	Измерение „Вътрешен енергиен пазар“.....	105
3.4.1.	Електроенергийна инфраструктура.....	105
3.4.2.	Електропреносна инфраструктура.....	106
3.4.3.	Интеграция на пазара.....	119
3.4.4.	Енергийна бедност.....	123
3.5.	Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“.....	125

РАЗДЕЛ Б: АНАЛИТИЧНА ОСНОВА.....127

4. ТЕКУЩО СЪСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИ ПРИ СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ.....127

4.1.	Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система и емисиите на парникови газове.....	127
4.2.	Декарбонизация.....	128
4.2.1.	Емисии и поглътители на парникови газове.....	128
4.2.2.	Енергия от възобновяеми източници.....	135
4.3.	Измерение „Енергийна ефективност“.....	139
4.4.	Измерение „Енергийна сигурност“.....	146
4.5.	Измерение „Вътрешен енергиен пазар“.....	154
4.5.1.	Взаимосвързаност между националните електроенергийни системи.....	154
4.5.2.	Електропреносна инфраструктура	155
4.5.3.	Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени.....	159
4.6.	Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“.....	162

5. ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА ПЛАНИРАНИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ.....163

5.1.	Въздействие на описаните в раздел 3 планирани политики и мерки върху енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки (посочени в раздел 4).....	163
------	--	-----

5.2.	Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3, на равнището на макроикономиката и доколкото е възможно, здравето, околната среда, заетостта и образованието, уменията и социалните въздействия, включително аспектите на справедливия преход (по отношение на разходите и ползите и на ефективността на разходите), най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки.....	164
5.3.	Преглед на нуждите от инвестиции.....	164
5.4.	Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3 върху другите държави членки и регионално сътрудничество най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки.....	165

ЧАСТ 2

СПИСЪК НА ПАРАМЕТРИ И ПРОМЕНЛИВИ, КОИТО ТРЯБВА ДА СЕ ДОКЛАДВАТ В РАЗДЕЛ Б ОТ НАЦИОНАЛНИТЕ ПЛАНОВЕ

1.	Общи параметри и променливи.....	166
2.	Енергийни баланси и показатели.....	167
2.1.	Енергийни доставки.....	167
2.2.	Електрическа и топлинна енергия.....	167
2.3.	Сектор на преобразуването на енергия.....	168
2.4.	Енергийно потребление.....	168
2.5.	Цени.....	168
2.6.	Инвестиции.....	169
2.7.	Възобновяеми енергийни източници.....	169
3.	Показатели във връзка с емисиите и поглъщанията на парникови газове.....	169

ЧАСТ 1

ОБЩА РАМКА

РАЗДЕЛ А: НАЦИОНАЛЕН ПЛАН

1 ПРЕГЛЕД И ПРОЦЕС НА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЛАНА

1.1. Резюме

і. Политически и икономически контекст на плана, контекст по отношение на околната среда, социален контекст на плана

Интегрираният национален план в областта на енергетиката и климата до 2030 г. на Република България (ИНПЕК) е изготвен в съответствие с изискванията на Регламента за управлението на енергийния съюз (РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2018/1999 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 11 декември 2018 г. относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата, за изменение на регламенти (ЕО) № 663/2009 и (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета, директиви 94/22/ЕО, 98/70/ЕО, 2009/31/ЕО, 2009/73/ЕО, 2010/31/ЕС, 2012/27/ЕС и 2013/30/ЕС на Европейския парламент и на Съвета, директиви 2009/119/ЕО и (ЕС) 2015/652 на Съвета и за отмяна на Регламент (ЕС) № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета), съгласно който държавите членки на Европейския съюз трябва да предадат проекта на ИНПЕК до 31.12.2018 г.

С ИНПЕК се определят основните цели, етапи, средства, действия и мерки за развитие на националната ни политика в областта на енергетиката и климата, в контекста на европейското законодателство, принципи и приоритети за развитие на енергетиката.

Основните цели, заложи в настоящия План са:

- ✓ стимулиране на нисковъглеродно развитие на икономиката;
- ✓ конкурентоспособна и сигурна енергетика;
- ✓ намаляване зависимостта от внос на горива и енергия;
- ✓ гарантиране на енергия на достъпни цени за всички потребители.

Националните приоритети в областта на енергетиката могат да бъдат обобщени, както следва:

- Повишаване на енергийната сигурност, чрез устойчиво развитие на енергетиката;
- Развитие на интегриран и конкурентен енергиен пазар;
- Използване и развитие на енергията от ВИ, съобразно наличния ресурс, капацитета на мрежите и националните специфики;
- Повишаване на енергийната ефективност чрез развитие и прилагане на нови технологии за постигане на модерна и устойчива енергетика;
- Защита на потребителите, чрез гарантиране на честни, прозрачни и недискриминационни условия за ползване на енергийни услуги.

Интегрираният национален план на Република България е съобразен с основните стратегически документи на европейско и национално ниво.

За изготвянето му са използвани следните национални стратегически документи (и проекти на документи в процес на съгласуване):

- ✓ Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.;
- ✓ Национална стратегия за развитие на минната индустрия до 2030 г.;
- ✓ Стратегия за участието на България в Четвъртата индустриална революция;
- ✓ Дългосрочна стратегия за саниране на националния сграден фонд от жилищни и административни сгради (обществени и частни);
- ✓ Иновационна стратегия за интелигентна специализация;
- ✓ Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради;
- ✓ Национална рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура;
- ✓ Национален план за действие за насърчаване производството и ускореното навлизане на екологични превозни средства, включително на електрическата мобилност в България за периода 2012-2014 г.;
- ✓ Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници;
- ✓ Национален план за действие по енергийна ефективност 2014 – 2020 г.;
- ✓ Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018 –2027 г.;
- ✓ Национална стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България и План за действие (проект);
- ✓ Трети национален план за действие по изменения на климата (за периода 2013-2020 г.).

ii. Стратегия, свързана с петте измерения на Енергийния съюз

Стратегическите цели и приоритети на енергетиката и климата на Република България заложили в Интегрираният национален план са:

По измерение Декарбонизация – усилия за намаляване на емисиите на парникови газове, погълтители на парникови газове и усилия за увеличаване на дела на енергията от възобновяемите източници в брутното крайно енергийно потребление;

По измерение Енергийна ефективност – постигане на енергийни спестявания в крайното потребление и в дейностите по производство, пренос и разпределение на енергия, както и подобряване енергийните характеристики на сградите;

По измерение Енергийна сигурност – повишаване на енергийната сигурност чрез диверсификация на доставките на енергия, ефективно използване на местни енергийни ресурси и развитие на енергийна инфраструктура;

По измерение Вътрешен енергиен пазар – развитие на конкурентен пазар чрез пълна либерализация на пазара и интегриране към регионални и общи европейски пазари;

По измерение Проучвания, иновации и конкурентност – насърчаване на научните постижения за внедряване на иновативни технологии в областта на енергетиката, в т.ч. за производство на чиста енергия и ефективно използване на енергията в крайното потребление.

iii. Обща таблица с ключовите цели, политики и мерки на плана

Измерение	Количествена цел за 2030 г.
Национална цел за намаляване на емисиите на ПГ, съгласно Регламент (ЕС) № 2018/842 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г. (целта е за секторите сграден фонд, селско стопанство, управление на отпадъците и транспорт)	0%
Принос на Р България към изпълнение на 43% цел на ЕС за намаление на емисиите на ПГ по схемата за търговия с емисии на ПГ (въз основа на Рамката на политиките на ЕС по климат и енергетика до 2030 г.)	няма индивидуална цел за всяка държава членка, а се изпълнява на ниво ЕС
Национална цел за дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия	25%
Национална цел за енергийна ефективност	27%
Национална цел за междусистемна свързаност	15%

Тези ключови цели, политики и мерки за провеждане на енергийната политика на страната до 2030 г. са определени като се вземат в предвид следните фактори:

- Гарантиране на енергийната сигурност на страната и региона;
- Наличието на местни енергийни ресурси и използването им в съществуващите производствени мощности и направените инвестиции за модернизация, което

оказва влияние върху конкурентноспособността на икономиката и социалната политика на страната;

- Съществуващата електроенергийна система е балансирана и разполага с достатъчно мощности с дългосрочен хоризонт за работа;
- Балансирането на електроенергийната система налага използването на кондензационни електрически централи за предоставяне на бързи и маневрени резервни мощности, поради малката часова използваемост на ВЕЦ и ПАВЕЦ;
- Стойността на БВП на страната спрямо другите страни от ЕС.

1.2. Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките

i. Енергийната система на национално равнище и на равнището на Съюза и контекст на политиките по националния план

Република България води прозрачна енергийна политика в защита на държавния и обществен интерес. Енергийната политика на страната цели утвърждаване на пазарните принципи в енергийния сектор, гарантиране на енергийната независимост, устойчиво енергийно развитие на страната, ефективно използване на енергията и енергийните ресурси, задоволяване потребностите на обществото от електрическа и топлинна енергия, природен газ и горива и е насочена към:

- Поддържане на сигурна, стабилна и надеждна енергийна система;
- Диверсификация на източниците и маршрутите на доставките на природен газ;
- Модернизиране и разширяване на газопреносната инфраструктура;
- Преодоляване зависимостта от внос на енергийни ресурси, чрез използване на местните ресурси;
- Модернизиране и разширяване на енергийна инфраструктура;
- Развитие на ядрената енергетика съобразно съвременните изисквания за надеждност, безопасност и икономичност;
- Подобряване на енергийната ефективност и повишаване използването на енергията от възобновяеми източници (ВИ) в брутното крайно енергийно потребление;
- Активно участие на страната в изграждането на единен и стабилен европейски енергиен пазар;
- Развитие на конкурентен енергиен пазар и политика, насочена към осигуряване на енергийните нужди и защита на интересите на потребителите;

- Осигуряване на равнопоставен достъп до мрежата на всеки потребител, при ясни и недискриминационни правила;
- Постигане на баланс на количество, качество и цена на енергията за крайните потребители.

При провеждането на енергийната политика на страната са възприети основните цели на енергийната политика на Европейския съюз (ЕС, Съюза), а именно сигурност на доставките, конкурентоспособност и устойчивост, като същата е съобразена с петте взаимно свързани измерения на Европейския енергиен съюз: енергийна сигурност, солидарност и доверие; напълно интегриран европейски енергиен пазар; енергийна ефективност; допринасяща за ограничаване на потреблението; декарбонизация на икономиката и научни изследвания, иновации и конкурентоспособност.

ii. Настоящите политики и мерки в областта на енергетиката и климата, свързани с петте измерения на Енергийния съюз

1) Декарбонизация

Настоящите политики и мерки са обобщени в Националния план за действие по изменение на климата (НПДИК) за периода 2013 – 2020 г. Представените в НПДИК секторни политики и мерки са формулирани по начин, който да отговаря на основната цел на Плана – намаляване на парниковите газове в България и изпълнение на действащото европейско законодателство в областта на изменение на климата. Обособени са приоритетни оси за развитие на дадения сектор и съответните мерки към всяка приоритетна ос.

Мерките са групирани в две направления – такива с измерим ефект върху намалението на парниковите газове и мерки с косвен ефект, при които също се постига намаление на емисиите, но то е по-трудно измеримо. За всяка мярка са предложени инструменти, които са необходими за нейното прилагане. Те могат да бъдат законодателни изменения, прилагане на закони и подзаконови актове, програми, планове, схеми и др., както и въвеждане на механизми за стимулиране, провеждане на информационни кампании, обучения и др. За всяка мярка са посочени целевите групи, отговорните институции за докладване на изпълнението ѝ, стартирането и срокът за изпълнение, както и необходимият финансов ресурс и източниците за финансиране. Заложен е индикатор за изпълнение, който директно или индиректно е свързан с изчисляването на очаквания ефект, както и целеви стойности по години. Представена е допълнителна информация за мярката, която посочва в кой нормативен акт или стратегически документ е залегнала тя, какви предвиждания са използвани при изчисление на

намалението на емисии, каква е връзката между мярката, инструментите, отговорните институции и т.н.

Най-голям дял в общите емисии на парникови газове в страната има сектор „Енергетика“, което определя и неговата първостепенна важност за изпълнение на националните цели за намаляването им. Производството на електрическа и топлинна енергия от въглища допринася за над 90% от емитираните ПГ в сектора, където е съсредоточен и основният потенциал за намаление на емисии. Политиките и мерките в сектор „Енергетика“, които са предвидени в НПДИК, се базират на тези, заложен в Енергийната стратегия на България до 2020 г. и в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници. Мерките са групирани в пет приоритетни оси:

- Приоритетна ос 1: По-чисто производство на електрическа енергия от съществуващите въглищни централи;
- Приоритетна ос 2: Преход към по-нисковъглероден електроенергиен микс;
- Приоритетна ос 3: Системата за централно топлоснабдяване – инструмент за нисковъглеродна енергетика;
- Приоритетна ос 4: Децентрализирано производство на енергия;
- Приоритетна ос 5: Развитие на нисковъглеродни мрежи за пренос и разпределение на електрическа енергия и природен газ.

Прилагането на заложените допълнителни мерки в този сектор ще доведе до намаление на емисиите на ПГ с 13.8% спрямо нивата в базовия сценарий¹ с мерки към 2020 г.

Сектор „Бит и услуги“ се характеризира с тенденция на нарастване на емисиите ПГ, което е обусловено от увеличение на енергийното потребление на домакинствата. Мерките в този сектор са базирани на Енергийната стратегия на България до 2020 г. и Националната индикативна цел по Директива 2006/32/ЕО и са насочени към повишаване на енергийната ефективност и използването на възобновяеми енергийни източници в брутно крайно енергийно потребление. Прогнозираното намаление на емисиите в този сектор при прилагане на заложените в НПДИК мерки е 22% спрямо емисиите в базовия сценарий за 2020 г.

Особено значим сектор с изключително голям потенциал за намаление на емисии е сектор „Отпадъци“. Очакваните редуки след прилагане на заложените в НПДИК мерки се равняват на 36.4% спрямо емисиите по базов сценарий. Секторът се явява един от главните източници на ПГ в три основни направления – емисии от

¹ базов сценарий (при политиката и мерките до референтната 2009 г.) - намаляване на емисиите с 3.1 млн .т. CO₂екв., или с 11.5% спрямо 2005 г., Национален план за действие по изменение на климата (НПДИК) за периода 2013 – 2020 г.

депонирание на отпадъци, третиране на отпадъчни води и изгаряне на отпадъци. Мерките са съсредоточени основно в подсектора „Депониране на отпадъци“, който е с най-голям дял в нивата на емисии. Голяма част от предвидените мерки в този сектор могат да се постигнат с прилагане на съществуващото законодателство без влагането на особено голям финансов ресурс, което ги прави високо ефективни. Важността от предприемане на мерки в сектор „Транспорт“ се обуславя от факта, че той е един от най-големите емитери на ПГ, бележещ постоянен растеж, но до голяма степен пренебрегван до скоро по отношение на влиянието му върху изменението на климата. В тази връзка основните мерки в сектора са насочени към оптимален баланс в използването потенциала на различните видове транспорт и са обособени в четири приоритетни оси:

- намаляване на емисиите от транспорта;
- намаляване на потреблението на горива;
- диверсификация на превозите;
- информиране и обучение на потребителите.

Прилагането на заложените допълнителни мерки в сектора ще доведат до намаление на емисиите на ПГ с 11.3% спрямо тези в базовия сценарий определени в НПДИК. Общият ефект от предложените мерки по сектори, изразен в очаквано намаляване на емисиите парникови газове до 2020 г., се оценява на 44.832 млн. тона CO₂ екв.

Понастоящем България провежда целенасочена политика за развитието на сектор енергия от възобновяеми източници (ВИ). През годините са въведени различни схеми за подкрепа, за да се гарантира, че производството и потреблението на енергията от ВИ ще се развие, така че значително да допринесе за сигурността и разнообразието на енергийните доставки, конкурентоспособността, опазването на околната среда и климата, регионалното развитие и използването на нови технологии.

За насърчаване производството и потреблението на енергията от ВИ са въведени комплекс от регулаторни, административни и финансови мерки.

Законът за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) е основният нормативен акт, който урежда обществените отношения в областта на енергията от ВИ. С този закон и подзаконовата нормативна уредба към него са транспонирани изискванията на Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергия от ВИ.

Най-атрактивните сред мерките за насърчаване на производството на електрическа енергия от ВИ, съгласно ЗЕВИ бяха изкупуването на произведената електрическа енергия по дългосрочни договори и на преференциални цени.

Постигането на задължителната национална цел за 2020 г. е основание съгласно чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ за прекратяване прилагането на част от насърченията за енергийни обекти за производство на електрическа енергия от ВИ, които се заявяват за присъединяване след датата на доклада на министъра на икономиката и

енергетиката (27 декември 2013 г.), в който е отчетено, че общата национална цел по дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия (16%) е постигната.

По тази причина, както и поради необходимостта от оптимизиране на схемите за подпомагане в съответствие с актуалното състояние и развитието на сектора, в съответствие с Насоките относно държавната помощ в областта на околната среда и енергетиката през 2014-2020 и Регламент № 651/2014 на ЕК от 17 юни 2014 г. за обявяване на някои категории помощи за съвместими с вътрешния пазар през 2015 г. бяха извършени промени в ЗЕВИ.

В резултат от извършените нормативни промени след 1 януари 2016 г., насърченията свързани с изкупуване на електрическа енергия от ВИ по преференциални цени и дългосрочни договори се предоставят само за малки енергийни обекти, изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии (с инсталирана мощност до 30 kW).

Тези изменения в ЗЕВИ са с оглед целият механизъм за подкрепа да бъде съобразен с процеса на либерализация на пазара на електроенергия, както и за отстраняване на някои негативни въздействия.

С приетия от Народно събрание през м. май 2018 г. Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ) са извършени промени в схемата за подпомагане на производството на електрическа енергия от ВИ.

С извършените промени със ЗИД на ЗЕ се предвижда ограничаване подпомагането на произведената електрическа енергия от ВИ чрез преференциални цени, като помощта ще бъде предоставяна само за произведената електрическа енергия от обекти с обща инсталирана мощност по-малка от 4 MW.

В ЗЕВИ са регламентирани и специфични мерки за насърчаване производството на топлинна енергия и на енергия за охлаждане и на газ от ВИ, в т.ч. чрез подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на топлопреносни мрежи в населени места, отговарящи на изискванията за обособена територия, когато е доказана икономическа целесъобразност за потребление на топлинна енергия от ВИ; подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на малки децентрализирани системи за топлинна енергия и/или енергия за охлаждане; присъединяване на обекти за производство на топлинна енергия от ВИ към топлопреносната мрежа и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител топлинна енергия.

За постигане на задължителния 10% дял на енергията от ВИ в транспорта в ЗЕВИ е въведено задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход да ги предлагат на пазара при освобождаване за потребление, смесени с биокомпонент в определено процентно съотношение.

В изпълнение на изискванията на Директива 2015/1513/ЕО за изменение на Директива 98/70/ЕО относно качествата на бензиновите и дизеловите горива и за изменение на Директива 2009/28/ЕО през април 2017 г. е определена и представена в ЕК национална цел за биогорива от ново поколение в размер на 0.05 процентни пункта енергийно съдържание от задължителния дял на енергия от ВИ във всички видове транспорт, която следва да бъде постигната до 2020 г.

С оглед постигане на тази цел от 1 април 2019 г. с приетия ЗИД на ЗЕВИ (Обн. ДВ бр. 91 от 2.11.2018 г.) са регламентирани конкретни мерки. Въведено е задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход в транспорта, да предлагат на пазара горива за дизелови двигатели със съдържание на биодизел минимум 6 процента обемни, като минимум 1 процент обемен от биодизела да бъде биогориво от ново поколение. Такова задължение е въведено и за крайните разпространителите и разпространителите на течни горива от нефтен произход.

2) енергийна ефективност;

Политиката в областта на енергийната ефективност (ЕЕ) е много съществен елемент от националната и европейската енергийна политика и политиката в областта на климатичните промени. Нейното изпълнение е средство за постигане на целите и приоритетите на ЕС както за периода до 2020 г., така и в периода 2030 г., с хоризонт 2050 г., в съответствие със споразумението от Конференцията на страните по Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата (COP 21) в Париж и рамковата политика в областта на климата и енергетиката през периода до 2030 г. на ЕС.

Процесът на преминаване към енергетика с ниски нива на вредни емисии изисква, повишаване на енергийната ефективност, увеличаване използването на енергия от възобновяеми източници в брутно крайно енергийно потребление, подобряване на енергийното управление, развитие на енергийната инфраструктура и изграждането на вътрешния пазар, както и разработването на различни концепции и внедряване на нови технологии и услуги. В съответствие с приоритетите на ЕС, енергийната ефективност е първият приоритет в енергийната политика и е от основно значение за изпълнението на целите за периода 2020–2030 г.

Нормативната уредба в областта на ЕЕ е приведена в съответствие с европейското законодателство, като основният документ, осигуряващ изпълнението на политиката в тази област е Законът за енергийната ефективност (ЗЕЕ).

В изпълнение изискванията на ЗЕЕ и съгласно разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност и Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите са разработени и са в процес на изпълнение следните стратегически документи:

- Национален план за действие по енергийна ефективност 2014–2020 г.;
- Национален план за сгради с близко до нулево потребление на енергия 2015 г. – 2020 г.;
- Национален план за подобряване на енергийните характеристики на отопляваните и/или охлаждаемите сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация;
- Национална дългосрочна програма за насърчаване на инвестиции за изпълнение на мерки за подобряване на енергийните характеристики на сградите от обществените и частния национален жилищен и търговски сграден фонд.

Основните приоритети и цели в политиката на България в областта на енергийната ефективност са следните:

- постигане спестяване на енергия в размер на 8.325 GWh до 2020 г.;
- реализиране на годишни енергийни спестявания в размер на 1.5% от обема на продажбите на енергия;
- предприемане на мерки за подобряване на енергийните характеристики на поне 5% от общата разгърната застроена площ на всички отоплявани и/или охлаждаемите сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация;
- увеличаване броя на сградите с близко до нулево потребление на енергия;
- осигуряване на сигурна и достъпна енергия за всички;
- свеждане до минимум нежеланите последици от използването на енергията върху здравето на хората и околната среда;
- повишаване жизнения стандарт на населението;
- повишаване на конкурентоспособността на българската икономика.

Предвидените политики и мерки за периода след 2020 г. осигуряват взаимовръзка между съществуващите и планираните политики и мерки в рамките на измерението „Декарбонизация“, както и между съществуващите и планираните политики и мерки по останалите измерения на Енергийния съюз до 2030 г. Поради спецификата и взаимозависимостта на ефекта и очакваните резултати, мерките и политиките в областта на енергията от ВИ са комплексно съчетани с тези от измерение „Енергийна ефективност“. Положени са усилия за постигане на координация на националните политики в областта на климата и енергетиката, като се използват и възможностите за регионалното сътрудничество с други държави-членки, така че да бъдат привлечени необходимите за тяхното изпълнение инвестиции.

Политиките и мерките надграждат обхвата и същността на сега действащите с оглед по-широко разгръщане и по-добра интегрираност на възобновяемата енергия при постигане на основните показатели за финансово достъпна, безопасна, конкурентоспособна, сигурна и устойчива енергийна система.

По отношение на заложения в Енергийната стратегия приоритет за развитието и разширяването на битовата газификация в страната не можем да отчетем напредък. Делът на домакинствата в България ползващи природен газ е под 5%, докато за Европа този дял е 55%. Използването на електрическа енергия в крайното потребление води до три пъти повече разходи на първична енергия в сравнение с екологичната алтернатива – пряко използване на природен газ. Поради това, заместването на електрическата енергия с природен газ за отопление и за домакински нужди в бита ще допринесе за трикратно спестяване на първична енергия и по тази причина трябва да се разглежда като един от начините за повишаване на енергийната ефективност.

За създаване на стимули за увеличаване нивото на битова газификация в страната, в Министерство на енергетиката се изпълнява проект „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ“ (DESIREE) – 10.9 млн. евро грант по Международен фонд „Козлодуй“ (МФК). Целта му е да се стимулира битовата газификация, като се подпомогне първоначалната инвестиция на около 10 000 домакинства (фиксирана такса 30% от стойността на допустимата инвестиция и 100% такса за присъединяване, но не повече от 1 000 евро на домакинство за системи с високоефективни котли и не повече от 1 200 евро на домакинство за системи с кондензационни котли) за присъединяване към съществуващата газоразпределителна мрежа.

Реализирането на проекта ще постигне намаляване на замърсяването на въздуха, чрез заместване на горива с високи нива на емисии на вредни вещества в атмосферния въздух с природен газ.

3) енергийна сигурност

Сигурност в областта на електроенергийния сектор

Политиката за сигурността в областта на електроенергийния сектор на страната може да бъде обобщена в две приоритетни оси:

- ефективно използване на местните енергийни ресурси
- повишаване на междусистемната свързаност.

- *ефективно използване на местните енергийни ресурси*

Българската държава използва в максимална степен съществуващия потенциал на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания, като те осигуряват ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Използването на местните въглищни запаси има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от

производство на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Тези централи са основни базови електропроизводствени мощности за българската електроенергийна система и са основен доставчик на услуги за балансиране на системата, поради което те се явяват основен фактор за електроенергийната сигурност на страна. Това определя ролята на местните въглища като стратегически енергиен ресурс, по отношение на енергийната и национална сигурност на страната.

АЕЦ „Козлодуй“, като базова централа, има своята основна роля за поддържане запаса по устойчивост в електроенергийната система. Той осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България. В изпълнение на приетата от Народното събрание на 01.06.2011 г. „Енергийната стратегия на Република България до 2020 г.“, е заложено удължаване срока на експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“. В тази връзка са предприети следните действия:

1. Проектът за продължаване срока на експлоатация на 5 блока е реализиран на два етапа, в периода 2015-2016 г. След като се изпълни целия обем дейности за удължаване живота на реактора и проведените обследвания се установи липсата на ограничения за безопасна експлоатация на 5-ти блок за период на дългосрочна експлоатация до 2047 г. (30 г.) В изпълнение на изискванията на чл.8 и чл.3 на Наредбата за реда за издаване на лицензии и разрешение за безопасно използване на ядрената енергия на 06.11.2017 г. от Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) е издаден лиценз за удължаване работата на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ за 10 години, съгласно българското законодателство за максимален срок на експлоатация.

2. За удължаване срока на експлоатация на 6-ти блока са изпълнени до края на 2018 г., общо 208 дейности и мерки предвидени по програмата за удължаване на живота на реактора за дългосрочна експлоатация за 30 г. На 08.09.2018 г. АЕЦ „Козлодуй“ е подал съгласно изискванията на Наредбата за реда за издаване на лицензии и разрешение за безопасно използване на ядрената енергия в АЯР заявление за експлоатация на 6-ти блок за 10 години, който е максималният законово установен срок.

➤ *повишаване на междусистемната свързаност*

Възможността за обмен на електрическа енергия със съседните електроенергийни системи е важен фактор за повишаване на сигурността на електроенергийната система на страната и в региона. С цел увеличаване на съществуващия капацитет за междусистемен обмен на електрическа енергия се планира изграждане на нови междусистемни връзки, като основните проекти са:

- Изграждане на междусистемна електропроводна ВЛ (въздушна линия) между България и Гърция има съществено отражение върху сигурността на доставките на

електрическа енергия в региона и допринася за гъвкавостта на електроенергийната система, преноса на електроенергия от ВЕИ, оперативната съвместимост и сигурната работата на системата. Групата от проекти повишава нетния капацитет за пренос на границата България – Гърция, ускорява пазарното интегриране и насърчава конкуренцията. Проектът е включен в списъка на проектите от общ интерес и е разделен на следните подпроекти:

- Междусистемна електропроводна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“
- Вътрешен ЕП (електропровод) между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“ - предпроектни работи
- Вътрешен ЕП между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“- предпроектни работи
- Вътрешен ЕП между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас“

Междусистемната ВЛ и трите вътрешни електропровода ще бъдат с преносна способност по 1 500 MW всеки.

- Междусистемна електрическа линия между България и Румъния, включваща изграждане на нов 400 kV електропровод;

- Помпено-акумулираща мощност – яз. Яденица е проект от общ икономически интерес, съфинансиран от фонд „Механизъм за свързване на Европа“. Реализация на проект „Яденица“ за увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“. Проектът „Яденица“ обхваща изграждането на две основни съоръжения – язовирна стена „Яденица“ с водохранилище и реверсивен напорен тунел „Яденица“. Реализацията на инвестиционното намерение ще осигури балансираща мощност в електроенергийната система на страната и ще позволи по-нататъшно развитие на електропроизводството от възобновяеми енергийни източници в съответствие с дългосрочните стратегии за развитие на енергетиката в България и Европейския съюз.

➤ *сигурност в областта на доставките на природния газ*

Диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ е важна за националната сигурност и енергийната независимост на страната, както и за целия регион. В тази връзка се изпълняват редица проекти, които са от общ интерес на ЕС и от регионално значение:

- Междусистемна газова връзка между Гърция и България (IGB)

Този проект е включен в списъка с проекти от общ интерес на ЕС. През 2015 г. е взето окончателно инвестиционно решение и за реализацията на проекта е осигурено финансиране. Предвижда се въвеждане в експлоатация през 2020 г. Преките ефекти от реализацията на проекта са постигане на реална диверсификация

на източниците на доставки на природен газ за България, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от LNG източници, превръщане на България и газопреносната ѝ система в основна част от регионална инфраструктура за газови доставки от алтернативни източници за региона на Югоизточна и Централна Европа.

- Участие в изграждането на новия терминал за втечен природен газ (LNG терминал) в Александруполис, Гърция. Този проект е включен в списъка с проекти от общ интерес на ЕС. Целта на проекта е да осигури алтернативен източник за доставки на газ за пазарите в Югоизточна Европа, гъвкавост на цените и по-висока конкуренция. Проектът за LNG терминал представлява изграждане на плаваща платформа за приемане, съхранение и регазификация на втечен природен газ. Към него ще бъде изградена система от подводни и надземни газопроводи, чрез които природният газ ще бъде доставян до гръцката национална газопреносна система (NNGTS), а от там и до Гърция, България, Сърбия, Македония, Турция, Румъния, Украйна и Унгария. За България проектът е важен не само защото може да осигури алтернативни източници на газ, но и поради възможността страната да транзитира природен газ за страните от Централна Европа.

- Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газоразпределителен център "Балкан" (ГРЦ) в България е проект от общ интерес на ЕС. В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, реализирането на концепцията за ГРЦ е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа, в посока подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ. Проектът е в съответствие с нуждите на региона, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа (CESEC), както и от Европейската стратегия за Енергиен съюз. Създаването на ГРЦ цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на държавите членки в региона – България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях на държавите членки от Централна и Западна Европа, както и на договарящите се страни от Енергийната общност – Сърбия, Украйна, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика. В същото време се организира търговска платформа за търговия с природен газ (борса), където всеки търговски участник на пазара да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. С оглед осигуряването на функционираща и ликвидна газова борса е изготвен проект на Споразумение за сътрудничество между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Central European Gas Hub AG (CEGH AG), която оперира газова борса на пазарите на Австрия и Чехия.

Меморандумът предвижда в оперативен порядък двете компании да си сътрудничат по пет основни направления – обучение и споделяне на добри практики, търговски въпроси, правни и регулаторни въпроси, практическо имплементиране на газова борса, както и междусистемна свързаност с оглед осигуряване на необходимата инфраструктура за реализация на търговските сделки.

- Проект за Разширение капацитета на ПГХ "Чирен", е проект от общ интерес на ЕС, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. Той предвижда поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Планираният срок за изпълнение на проекта е 2024 г.

- Междусистемна газова връзка Турция –България (ITB)
Проектът е важен от гледна точка осигуряване диверсификацията на газовите доставки за България и страните от региона. Той ще осигури възможност за доставка на количества природен газ от алтернативни източници в каспийския регион.

- Междусистемна газова връзка между България и Сърбия (IBS)
Този проект е включен в списъка с проекти от общ интерес на ЕС. Газовата междусистемна връзка София – Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия.

- Проект Eastring – България – TRA – N – 654 е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Концепцията Eastring, предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа – първият да бъде въведен в експлоатация през 2023 г., а вторият етап през 2028 г.

- Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния - преносен коридор България – Румъния – Унгария –Австрия.

В края на 2016 г. е въведена в експлоатация нова газова междусистемна връзка с Румъния „Русе-Гюргево“, като същевременно е извършена рехабилитация и модернизация на част от компресорните станции на територията на страната.

4) вътрешен енергиен пазар

Либерализация на електроенергийния пазар

В изпълнение целите заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната произтичащи от членството и в ЕС през 2012 г. бяха приети изменения и допълнения в Закона за енергетиката (ЗЕ), с които беше транспонирана Директива 2009/72/ЕО за пазара на електрическа енергия. С този законодателен акт и с приемането на подзаконовите нормативни актове бяха създадени условия за развитие на електроенергийния сектор и неговата пазарна либерализация, съгласно изискванията заложи в Третия енергиен либерализационен законодателен пакет на ЕС.

Регламентира се, а в последствие се извърши отделяне и сертифициране на оператора на електропреносната мрежа – ЕСО ЕАД по модела Независим преносен оператор. Беше ограничен обхвата на крайните клиенти, имащи право да участват на регулирания пазар до битовите и небитовите на ниско напрежение. Беше регламентирана дейността на доставчиците от последна инстанция и бяха издадени лицензи за тази дейност. Създадена бе необходимата нормативна регламентация за функционирането на пазара на балансираща енергия. На 19 януари 2016 г стартира борсовия сегмент „ден напред“ и централизирания пазар на двустранни договори, през месец април 2018 г. заработи и борсовия сегмент „в рамките на деня“ на „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ) ЕАД. Първостепенна задача на БНЕБ е създаването и оперирането на борсов пазар за електрическа енергия. Чрез българската електроенергийна борса се реализира и европейската политика за интегриране на националните пазари и създаване на добре функциониращи регионални пазари, а в последствие и общ европейски пазар. В резултат на законови промени от началото на 2018 г., цялото количество произведена електроенергия предназначена за свободния пазар се търгува единствено на търговските платформи на БНЕБ.

След като от 01.04.2016 г. КЕВР одобри и въведе Стандартизирани товари профили, битовите и небитовите клиенти на ниско напрежение вече не само имат правото, но и реално могат да сменят своя доставчик на електрическа енергия и да сключват сделки по свободно договорени цени. Въпреки това, сегментът от пазара за търговия по регулирани цени е значителен, с дял около 48% от нетното производство на електрическа енергия. При този сегмент цените на електрическата енергия са регулирани по цялата верига от производство до крайно потребление, чрез обществения доставчик НЕК ЕАД, изпълняващ функции на единствен купувач за този пазарен сегмент.

По отношение на преносните способности (по-конкретно на междусистемните сечения) ЕСО ЕАД прилага изискванията на Третия енергиен пакет като има

подписани споразумения със съседните оператори за процеса по разпределяне на капацитетите на база търгове, съгласно Регламент (ЕС) № 714/2009 и съответните Мрежови кодекси (вкл. за Capacity Allocation & Congestion Management).

Либерализация на пазара на природен газ

В изпълнение целите заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната произтичащи от членството и в ЕС през 2012 г. бяха приети изменения и допълнения в Закона за енергетиката (ЗЕ), с които беше транспонирана Директива 2009/73/ЕО за пазара на природен газ.

Важна стъпка в посока либерализация на пазара на природен газ в България и в изпълнение на приоритетите заложи в Енергийната стратегия на Р България до 2020 г., КЕВР прие пакет от правила, установяващи нов режим на балансиране на преносната система на природния газ. Правилата имат за цел извършване на търговско балансиране на пазара на природен газ. За развитие на конкурентен пазар на природен газ, в контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, са предприети действия за реализиране на концепция за изграждане на газоразпределителен център „Балкан“ на територията на България. Концепцията е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и е в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в ЕС. Целта е подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите на доставка на природен газ. С цел осигуряване на необходимата пазарна среда за осъществяването на газопразпределителния център „Балкан“ в страната е учредена дъщерна компания на „Булгартрансгаз“ ЕАД, която е оператор на газова борса в България.

По отношение на преносните способности (по-конкретно на междусистемните сечения) „Булгартрансгаз“ ЕАД спазва изискванията на Третия енергиен пакет, като прилага Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP), съгласно Регламент (ЕС) № 984/2013 за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносни системи.

5) научни изследвания, иновации и конкурентоспособност

Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2014 – 2020 г. поставя като приоритетна област развитието на чистите технологии с акцент върху транспорта и енергетиката (съхранение, спестяване и ефективно разпределение на енергия, електрически превозни средства и еко-мобилност, водород-базирани модели и технологии, безотпадни технологии, технологии и методи за включване на отпадъчни продукти и материали от производства в други производства).

По оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 (ОПИК) се финансират инфраструктурни проекти в областта на енергетиката и енергийната

ефективност. В тази връзка по ОПИК се отпусна безвъзмездна финансова помощ в размер на 76.2 млн. лв., за „Изграждане на междусистемна газова връзка Гърция – България“. С реализацията на този проект ще се осигури изграждането на инфраструктура за пренос на природен газ от Южния газов коридор и ще се обезпечи сигурността на доставките на газ за България чрез повишаване на транзитния капацитет към страните от Югоизточна Европа. По този начин ще се осигури диверсификация на внасяния газ чрез допълнителни източници за доставка от Каспийския регион, Близкия изток и Източното Средиземноморие.

Също така, по ОПИК се реализира и процедурата за „Повишаване на енергийната ефективност в големи предприятия“, по която безвъзмездно се финансират големи предприятия, с цел изпълнение на мерки за енергийна ефективност с оглед постигане на устойчив растеж и конкурентоспособност на икономиката.

iii. Основни въпроси с трансгранично значение

В изпълнение на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар, България изпълнява редица проекти с европейско и регионално значение. Основните проекти са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност на страната със съседните страни от региона, както и с обединението на енергийните пазари. Целта е повишаване на енергийната сигурност на страната и на региона, гарантиране сигурността на доставките и диверсификация на източниците и маршрутите и развитие на електроенергиен и газов пазар. Това гарантира конкурентоспособността на българския бизнес и развитие на икономиката в страната и региона.

iv. Административна организация за изпълнение на националните политики в областта на енергетиката и климата

Държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет, съгласно чл. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Енергийната политика на страната се провежда от министъра на енергетиката, съгласно чл. 4 от ЗЕ. Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) е администрация към министъра на енергетиката, която изпълнява държавната политика по повишаване на енергийната ефективност, както и за насърчаване на производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници.

Държавното регулиране на безопасното използване на ядрената енергия и йонизиращите лъчения и на безопасното управление на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво се осъществява от председателя на Агенцията за ядрено регулиране.

Министерство на околната среда и водите провежда държавната политика в областта на околната среда, като основните ѝ аспекти са свързани с изпълнение на секторните политики в областта на климата.

Министерство на икономиката осъществява държавната политика за изграждане на конкурентоспособна нисковъглеродна икономика, за насърчаване и ускоряване на инвестициите, иновациите и конкурентоспособността.

Министерството на транспорта, информационните технологии и съобщенията провежда държавната политика в областта на транспорта, развитието на пътната инфраструктура и електронните съобщения и пощенските услуги.

Министерство на регионалното развитие и благоустройството е отговорно за провеждане на реформата в регионалното развитие на страната, устройството на територията, изграждането на основните мрежи и съоръжения на техническата инфраструктура и изпълнява Националната програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради.

Министерство на земеделието, храните и горите провежда държавната политика в областта на селското стопанство, земеделието, горите и храните.

Министерство на труда и социалната политика (МТСП) чрез Изпълнителната агенция реализира държавната политика по социалното подпомагане като администрира целевите помощи за отопление.

Министерството на финансите поддържа устойчиви и прозрачни публичните финанси на страната, подпомагайки правителството в изграждането на ефективен публичен сектор и създаването на условия за икономически растеж.

1.3. Консултации и участие на националните организации и организациите на равнището на Съюза и резултати от тях

і. Участие на националния парламент

Държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет, съгласно чл. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ). В тази връзка със стартиране на консултациите с ЕК по проекта на ИНПЕК ще започне паралелно провеждането на консултации с Народното събрание за изготвянето на окончателния Интегриран национален план.

ii. Участие на местните и регионалните органи

След започване на консултации с ЕК по проекта на ИНПЕК ще започне паралелно провеждането на консултации с местните и регионалните органи за изготвянето на окончателния Интегриран национален план.

iii. Консултации със заинтересовани страни, включително социалните партньори и ангажиране на гражданското общество и широката общественост

След започване на консултации с ЕК ще започне паралелно провеждането и консултации със заинтересованите страни, включително социалните партньори, гражданското общество и широката общественост за изготвянето на окончателния Интегриран национален план.

iv. Консултации с други държави членки

След започване на консултации с ЕК с оглед на международните проекти, които реализира страната ще започне провеждането консултации с други държави членки за изготвянето на окончателния Интегриран национален план.

v. Повтарящ се процес с участие на Комисията

В Регламента за управлението на европейския съюз се предвижда постоянен процес на консултации с ЕК, състоящ се в оценка на ИНПЕК от страна на Комисията, както и актуализация на плановете и изготвянето на доклади за напредък от страна на държавите членки.

1.4. Регионално сътрудничество при подготвянето на плана

i. Въпроси, които могат да бъдат предмет на съвместно или координирано планиране с други държави членки

Основните въпроси, които подлежат на координиране с други държави членки са свързани с реализирането на енергийните междусистемни връзки и обединението на енергийните пазари.

ii. Обяснение как в плана се разглежда регионалното сътрудничество

В изпълнение на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар, България изпълнява редица проекти с европейско и регионално значение. Основните проекти са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност на страната със съседните страни от региона, както и с обединението на енергийните пазари. Целта е повишаване на енергийната сигурност на страната и на региона,

гарантиране сигурността на доставките и диверсификация на източниците и маршрутите и развитие на електроенергиен и газов пазар. Това гарантира конкурентноспособността на българския бизнес и развитие на икономиката в страната и региона.

2 НАЦИОНАЛНИ ОБЩИ И КОНКРЕТНИ ЦЕЛИ

2.1. Измерение „Декарбонизация“

2.1.1. Емисии и поглъщане на парникови газове

i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 1

През октомври 2014 г. Европейският съвет постигна съгласие за политическата рамка за климата и енергетиката до 2030 г. като определя ангажимента на Европейския съюз (ЕС) за постигане на задължителна цел за намаляване на емисиите на парникови газове (ПГ) с най-малко 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г. Всички сектори следва да допринесат за постигането на тези намаления на емисиите. Европейският съвет потвърди, че целта ще бъде постигната колективно от Европейския съюз, като намаленията в схемата за търговия с емисии (СТЕ) и секторите извън СТЕ възлизат съответно на 43 % и 30 % до 2030 г. в сравнение с 2005 г.

Системата за търговия с емисии на ЕС е в основата на стратегията на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове (ПГ) от промишлеността и енергийния сектор.

През 2015 г. ЕК прие предложение за преразглеждане на СТЕ за четвъртия период на търгуване (2021—2030 г.), като през февруари 2018 г. Европейският парламент и Съветът официално подкрепи преразглеждането. На 8 април 2018 г. влезе в сила Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. С Директива (ЕС) 2018/410 е реформирана СТЕ, която е основния инструмент за постигане на обвързващата цел на ЕС до 2030 г. от най-малко - 40 % спрямо равнищата от 1990 г., като секторите в СТЕ трябва да намалят емисиите си с 43 % в сравнение с 2005 г.

Регламент (ЕС) № 2018/842 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г., допринасящи за действията в областта на климата в изпълнение на задълженията, поети по Парижкото споразумение, и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013, определя

национални цели за секторите извън СТЕ. Секторите извън СТЕ са сграден фонд, селско стопанство, управление на отпадъците и транспорт. За тези сектори националната цел на България за намаляване на емисиите на ПГ до 2030 г. в сравнение с 2005 г. съгласно Регламента за разпределяне на усилията е 0 %. Регламент (ЕС) № 2018/841 за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г. и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013 и Решение № 529/2013/ЕС, е част от усилията на ЕС за намаляване емисиите на ПГ с 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г. Регламентът изисква от държавите членки да балансират емисиите и поглъщителите от сектор Земеползване в продължение на два петгодишни периода между 2021 и 2030 г., като се прилагат правила за отчитане и се позволява известна гъвкавост. България е готова с проекта на Национална стратегия за адаптация към изменението на климата и план за действие.

Проектът на Национална стратегия за адаптация към изменението на климата и План за действие е разработен по проект финансиран по Приоритетна ос 2 „Ефективно и професионално управление в партньорство с гражданското общество и бизнеса“ на Оперативна програма „Добро управление 2014-2020 г.“.

Изпълнител на проекта е МОСВ съвместно с Международната банка за възстановяване и развитие като за целта е сключено Споразумение за предоставяне на консултантски услуги, ратифицирано от Народното събрание.

Проектът на Стратегия определя цели и приоритети за подобряване на капацитета за адаптация към изменението на климата на национално и секторно равнище в периода до 2030 г. В Плана за действие са формулирани мерки за адаптация към изменението на климата по сектори, график за изпълнение на мерките, необходими ресурси и отговорни институции.

Рамковият документ очертава рисковете и уязвимостите в различните икономически сектори, междусекторните връзки по отношение на тези рискове и уязвимости, както и макроикономическите последици от изменението на климата като цяло. Към Стратегията като приложения са включени девет секторни оценки (сектор земеделие, биоразнообразие и екосистеми, енергетика, гори, човешко здраве, туризъм, транспорт, градска среда и води), анализ на макроикономическите последици от изменението на климата и оценка на сектор „Управление на риска от бедствия“.

- ii. Ако е приложимо, други национални общи и конкретни цели, които са в съответствие с Парижкото споразумение и съществуващите дългосрочни стратегии. Ако е приложимо с оглед принос към цялостния ангажимент на Съюза за намаляване на емисиите на парникови газове, други общи и конкретни цели, включително секторни цели и цели за адаптиране към изменението на климата, ако има такива

Не е приложимо

2.1.2. Енергия от възобновяеми източници

- i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 2

Дял на енергията от ВИ в брунтото крайно потребление на енергия в страната за периода 2021-2030 г.

	Мярка	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергията от ВИ в брунтото крайно потребление на енергия	%	16%	20%	20%	21%	21%	22%	23%	23%	24%	25%

В изпълнението на тези *ключовите цели, политики и мерки на плана* за провеждане на енергийната си политика до 2030 г. са определени поради следните фактори: Националният принос на България съгласно чл. 4, буква а), точка 2 от Регламента за управление, е определен в размер на 25% дял на енергия от възобновяеми източници от брунтото крайно енергийно потребление към 2030 г.

При определянето на този принос са взети следните релевантни обстоятелства съобразно чл. 5, параграф 1, буква д) от Регламента за управление:

- Икономическите условия и потенциал, включително БВП.

Съобразно статистическите данни брутният вътрешен продукт на глава от населението в България е най-ниският на ниво ЕС. Това от една страна води като последица по-ограничени възможности за инвестиции във ВЕИ инсталации или за предоставяне на бюджетни средства чрез схеми за подпомагане на производството на енергия от ВИ. От друга страна направените инвестиции или предоставените вече средства по дългосрочни договори за подпомагане на енергия от ВИ имат по-сериозно отражение върху икономиката на страната и представляват по-голяма финансова тежест в сравнение с останалите държави членки.

Ето защо националният принос към общоевропейската цел отразява тази национална специфика и обосновава нивото на национална амбиция като максимално

амбициозно в светлината на обективните обстоятелства по чл. 5, параграф 1, буква д).

- Географски, екологични и естествени ограничения (Зона Натура 2020)

Въпреки че България разполага с подходящи климатични условия за развитие на сектора на възобновяемата енергия, налице са някои обективни ограничения, свързани с определени местности, в които не могат да бъдат инсталирани съоръжения за производство на енергия от ВИ.

Пример за това са териториите, които попадат в обхвата на Натура 2000 – мрежа от защитени райони съгласно Директивата за запазване на природните местообитания и Директивата за защита на дивите птици, в които райони не е възможно да се поставят инсталации за производство на енергия, в това число вятърни централи, фотоволтаични съоръжения или водни електроцентрали.

България е една от най-богатите на биологично разнообразие в Европа държави. Като принос за Европейската екологична мрежа НАТУРА 2000, страната ни трябва да защити над 80 типа местообитания, както и най-важните местообитания на 100 вида растения и 226 вида животни, определени от европейските директиви. Близко 34% от територията на България - повече от 37 400 кв. км защитени зони попадат в екологична мрежа НАТУРА 2000. По този показател държавата се нарежда на едно от първите места в Европа.

- Интензивното увеличаване на дела на енергия от ВИ в крайното брутно потребление в периода 2012 – 2016 г. беше придружено с негативни последици за енергийната система, включително, но не само, проблеми при балансирането на разпределителната и преносната мрежа, финансови дефицити, свързани със задължителното изкупуване от страна на обществения доставчик на електрическа енергия от ВИ на преференциални цени, увеличени разходи за приспособяване на инфраструктурата към спецификите на производството на енергия от ВИ и други.

Поради тази причина ранните усилия на България при постигането на обвързващата национална цел за 2020 г. са взети предвид при формирането на националния принос към европейската цел за 2030 г.

- ii. Прогнозни криви за дела по сектори на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно енергийно потребление от 2021 г. до 2030 г. в секторите на електроенергетиката, отоплението и охлаждането, а също и сектора на транспорта

Прогнозна крива за дела на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в сектор електрическа енергия за периода 2021-2030 г.

	Мярка	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в сектор електрическа енергия	%	17%	18%	18%	18%	18%	18%	19%	19%	19%	17%

Прогнозна крива за дела на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане за периода 2021-2030 г.

	Мярка	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане	%	35%	36%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	44%

Прогнозна крива за дела на енергията от ВИ в крайно потребление на енергия в сектор транспорт за периода 2021-2030 г.

	Мярка	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергията от ВИ в крайно потребление на енергия в сектор транспорт	%	9%	10%	10%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	14%

- iii. Прогнозни криви по технологии за възобновяема енергия, които дадена държава членка предвижда да използва, за да се съобрази с общите и секторните криви за енергия от възобновяеми източници за периода 2020 – 2030 г., включително очакваното общо брутно крайно потребление на енергия за всяка технология и сектор в млн. т.н.е., както и общи планирани инсталирани мощности (разделени на нови мощности и увеличение на мощността на съществуващи инсталации) за всяка технология в MW

Прогнозна крива по технологии за възобновяема енергия (брутно производство на електрическа енергия от ВИ), GWh

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЕЦ	4 294	4 294	4 294	4 294	4 294	4 382	4 294	4 294	4 294	4 294	4 294
ВтЕЦ	1 400	1 460	1 460	1 520	1 580	1 640	1 700	1 760	1 820	1 880	1 940
ФЕЦ	1 260	1 404	1 404	1 404	1 404	1 346	1 380	1 415	1 323	1 355	1 386
ЕЦ на биомаса	290	350	364	378	384	391	398	405	412	419	426
Брутно производство на електрическа енергия от ВИ	7 244	7 508	7 522	7 596	7 663	7 759	7 772	7 874	7 849	7 948	8 046

Прогнозна крива по технологии за възобновяема енергия (инсталирана мощност на електрически централи, използващи енергия от ВИ), MW

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЕЦ	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232	3 232
ВтЕЦ	700	730	730	760	790	820	850	880	910	940	970
ФЕЦ	1 050	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 200	1 230	1 260	1 290	1 320
ЕЦ на биомаса	70	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Инсталирана мощност	5 052	5 232	5 232	5 262	5 292	5 322	5 382	5 442	5 502	5 562	5 622

- iv. *Прогнозни криви за потреблението на енергия от биомаса, разпределени между топлинната и електрическата енергия и транспорта, и криви за осигуряването на биомаса от различни суровини, с посочване на произхода им (като се прави разграничение между национално производство и внос). За биомасата с произход от горското стопанство – оценка на произхода ѝ, както и оценка на въздействието върху въглеродните поглътителни в областта на LULUCF*
- v. *Ако е приложимо, други национални криви и цели, включително дългосрочни или секторни (например дял на възобновяемата енергия в топлоснабдяването, използването на възобновяема енергия, възобновяема енергия, произведена от градовете, енергийните общности и самостоятелните потребители, енергия, добита от утайки, получени от пречистване на отпадни води)*

Не е приложимо

2.2. Измерение „Енергийна ефективност“

- i. *Елементите, посочени в член 4, буква б)*

Индикативен национален принос по отношение на енергийната ефективност

Показател / Година	2016	2021	2024	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Брутно вътрешно потребление, ktce, в т.ч.:	18152	20220	19310	18854	18711	18762	18593	17779	17732
Енергийна интензивност на брутното вътрешно потребление, toe/млн. лева (2010)	220	200	170	160	150	130	120	110	100
Крайно потребление, ktce	10017	10018	9714	9431	9169	9280	9406	9462	9535
Енергийна интензивност на крайното потребление, toe/млн. лева	99	100	90	80	70	60	60	50	50

Обща кумулативна цел за енергийни спестявания за периода 2021-2030 г., съгласно чл. 7, параграф 1, буква б) относно задълженията за енергийни спестявания съгласно Директива 2012/27/ЕС, ktce

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Общо
76.11	152.21	228.32	304.42	380.53	456.63	532.74	608.84	684.95	761.06	3 185.81

ii. Ориентировъчните етапни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г., установените на национално равнище показатели за напредъка и техният принос за постигане на целите на Съюза в областта на енергийната ефективност, включени в пътните карти, определени в дългосрочните стратегии за саниране на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради (частни и обществени), в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС

Съгласно приетата на от 30 май 2018 г. Директива (ЕС) 2018/844 на Европейския парламент и на Съвета изменяща Директива 2010/31/ЕС държавите членки следва да разработят дългосрочна стратегия за саниране в подкрепа на санирането на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради, както обществени, така и частни, за постигане на високо енергийно ефективен и декарбонизиран сграден фонд до 2050 г., улеснявайки разходно ефективната трансформация на съществуващите сгради в сгради с близко до нулево нетно потребление на енергия. Разпоредбите на директивата следва да бъдат транспонирани в националното законодателство до 10 март 2020 г. В тази връзка ще бъде разработена дългосрочна национална стратегия за подпомагане на санирането на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради, с която да се определят:

- индикативни междинни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г.;
- примерно описание на финансови средства за подпомагане на изпълнението на стратегията;
- ефективни механизми за насърчаване на инвестициите в санирането на сгради.

- iii. Ако е приложимо, други национални цели, включително дългосрочни цели или стратегии и секторни цели, както и национални общи цели в области като енергийната ефективност в транспортния сектор и по отношение на отоплението и охлаждането*

Не е приложимо

2.3. Измерение „Енергийна сигурност“

- i. Елементите, посочени в член 4, буква в)*

Основен приоритет на ЕС в енергийния сектор е разнообразяването на енергийните източници в Европа и гарантирането на енергийната сигурност чрез солидарност и сътрудничество между държавите членки, засилване на диверсификацията на енергийните доставки на ЕС и разработването и използването на местните енергийни ресурси. Основната цел е обезпечаване сигурността на енергийните доставки, което означава гарантиране на непрекъснати и адекватни доставки на енергия от всички източници за всички потребители.

Енергийната зависимост на страната е значително по-ниска от средната за държавите членки на ЕС. В тази връзка, целите, които си поставя България по отношение на енергийната сигурност са свързани с:

- увеличаване на диверсификацията на енергийните източници и доставките от трети държави, които може да имат за цел намаляване на зависимостта от внос на енергия;
- повишаване на гъвкавостта на националната енергийна система; и
- предприемане на мерки относно ограничени или прекъснати доставки от даден енергиен източник с цел подобряване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи, включително график за постигането на целите.

- ii. Национални общи цели по отношение на увеличаване на диверсификацията на енергийните източници и доставките от трети държави с цел повишаване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи*

Увеличаване на диверсификацията на енергийните източници чрез използване на местни ресурси:

- Развитие на местния добив на природен газ чрез проучвания за нови находища на нефт и природен газ, в т.ч. и в шелфа на Черно море;

- Оползотворяване потенциала от възобновяеми енергийни източници като местен ресурс, който намалява зависимостта от внос, подобрява сигурността на енергоснабдяването и облекчава задълженията по опазване на околната среда.

Увеличаване на диверсификацията на източниците за доставки на природен газ чрез междусистемна свързаност със съседни държави и доставки от:

- Каспийския регион през Южен газов коридор;
- На втечен природен газ от региона на Средиземно море и други страни чрез терминал за втечен природен газ.

iii. Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на намаляването на зависимостта от внос на енергия от трети държави, за да се повиши устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи

В Република България досега няма открити значими находища на природен газ и потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос от един основен източник - Руската Федерация. Природният газ достига до България основно по маршрута през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. В тази връзка, основната цел за намаляване зависимостта от внос на природен газ е чрез диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка, както и развитие на местния добив.

iv. Национални общи цели по отношение на увеличаването на гъвкавостта на националната енергийна система, по-специално посредством използването на собствени енергийни източници, оптимизацията на потреблението и съхранение на енергия

Цели по отношение на увеличаване на гъвкавостта на националната енергийна система:

- Запазването на ключовата роля на местните енергийни ресурси (въглища) и използването им в съществуващите производствени мощности, в съответствие с изискванията на екологичното законодателство;
- Запазване ролята на ядрената енергия, която се счита за местен енергиен източник;
- Поддържане и развитие на преносната способност на мрежите за пренос на електрическа енергия и природен газ;
- Оптимизация на потреблението в енергийната система чрез развитие на енергийните пазари;

- Увеличаване на капацитета за съхранение на електрическа енергия и природен газ чрез развитие на съществуващите и изграждане на нови съоръжения за съхранение.

2.4. Измерение „Вътрешен енергиен пазар“

2.4.1. Междусистемна електроенергийна свързаност

i. Нивото на междусистемна електроенергийна свързаност, което е определено от държавите членки като цел за 2030 г., като се отчита целта за 2030 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от поне 15%, със стратегия с равнището от 2021 г. нататък, определено в тясно сътрудничество със засегнатите държави членки, като се отчита целта за 2020 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от 10% и следните показатели за спешността на действие:

- 1) Разликата в цените на пазара на едро, превишаваща индикативен праг от 2 евро/мегават час между държавите членки, регионите или тръжните зони;*
- 2) Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от върховото натоварване;*
- 3) Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници.*

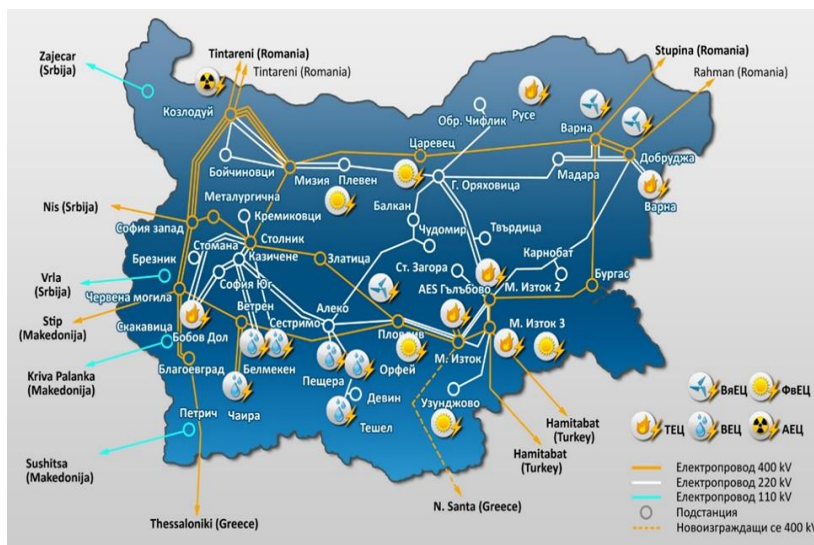
Всеки нов междусистемен електропровод се подлага на социално-икономически и екологичен анализ на разходите и ползите и се реализира само ако потенциалните ползи надхвърлят разходите.

Съгласно европейското законодателство, преносният капацитет трябва да бъде поне 10% от 2020 г. и поне 15% от 2030 г., спрямо инсталираната генерация, при отчитане на сигурността, критерия (N-1) и резерва по надеждност.

Към настоящия момент, данните са следните:

- 12 000 MW – обща инсталирана генерираща мощност в българската ЕЕС, а разполагаемата мощност е 8 300 MW.
- 1 950 MW – преносен капацитет при износ (електрическа свързаност 16.2% при износ);
- 1 590 MW – преносен капацитет при внос (електрическа свързаност 13.2% при внос).

След изграждането на новите електропроводи от електропреносната инфраструктура по т. 2.4.2., преносният капацитет за обмен на електроенергия ще достигне 22% съгласно изчисленията на ENTSO-E.



Фигура 1 Междусистемна свързаност - по данни на ЕСО ЕАД

Номиналният преносен капацитет по термична преносна способност на междусистемните електропроводи трябва да бъде поне 30% от върховия товар.

Към настоящия момент, данните са следните:

- достигнат максимален товар на системата – 7 690 MW;
- обща термична преносна способност на междусистемните електропроводи – 11 700 MW, което е 152% спрямо върховия товар.

Трябва да се има предвид, че термичната преносна способност на електропровод 400 kV с проводници 2xACO500 е 1 200 MW, а при проводници 3xACO400 е 1 500 MW.

Номиналният преносен капацитет по термична преносна способност на междусистемните електропроводи следва да бъде поне 30% спрямо инсталираната възобновяема генерация.

Към настоящия момент, данните са следните:

- инсталирана генерираща мощност от енергия от ВИ – 4 162 MW;
- обща термична преносна способност на междусистемните електропроводи – 11 700 MW, което е 281% спрямо инсталирана генерираща мощност от енергия от ВИ.

Българската ЕЕС работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез четири междусистемни електропровода с Румъния, два с Турция и по един със Сърбия, Македония и Гърция, както следва:

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Варна (BG) – п/ст Ступина (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Добруджа (BG) – п/ст Рахман (RO);
- ЕП 400 kV ТЕЦ „Марица Изток 3“ (BG) – п/ст Хамитабат (TR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ „Марица Изток 3“ (BG) – п/ст Хамитабат (TR).
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS);
- ЕП 400 kV п/ст Червена могила (BG) – п/ст Щип (МК);
- ЕП 400 kV п/ст Благоевград (BG) – п/ст Солун (GR).

2.4.2. Електропреносна и газопреносна инфраструктура

i. Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и, по целесъобразност, проекти за модернизиране, които са необходими за постигането на общите и конкретните цели по петте измерения на стратегията за Енергийния съюз

Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и проекти за модернизация са:

1. В областта на електропреносната инфраструктура

1. Междусистемна ВЛ (въздушна линия) между България и Гърция, която включва подпроектите, които са в списъка с проекти от общ интерес:

1.1. Междусистемна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“

Подпроектът предвижда изграждане на междусистемен електропровод 400 kV с дължина 122 km на българска територия и капацитет от 1500 MW между Марица изток и Неа Санта. Предпроектните дейности частично са финансирани от Механизма за свързване на Европа.

1.2. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 94 km и капацитет 1500 MW.

1.3. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 13 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Марица изток 3.

1.4. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 150 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Бургас.

2. Междусистемна електрическа линия между България и Румъния, включваща изграждане на нов 400 kV електропровод между п/ст „Добруджа“ и п/ст „Бургас“

Целта на проекта от общ интерес е да бъде изграден нов 400 kV електропровод с дължина 110 km и капацитет 1500 MW, свързващ Добруджа и Бургас.

3. „Изграждане на нов двоен междусистемен електропровод 400 kV между Република България и Република Сърбия“

Проектът е включен като нова инвестиция в последния десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа в Европа на ENTSO-E 2016. Оценката за необходимостта от изграждане на втората междусистемна връзка между Р България и Р Сърбия е направена в рамките на пазарните изследвания, изпълнени от регионалната група към ENTSO-E. Проектът ще повиши междусистемния капацитет на българо-сръбската граница и ще ускори търговските потоци между западните граници на Румъния и България с региона на Западните Балкани.

4. Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица

Хидроенергиен комплекс Яденица е ключов за балансиране на системата. Проектът е в списъка с ПОИ.

2. Основни проекти в областта на газопреносната инфраструктура

- Изграждане на междусистемна газова връзка България – Гърция (IGB)

С геостратегическо значение за диверсификацията на доставките за България, Македония и региона на Югоизточна и Централна Европа е газовият интерконектор Гърция-България (IGB). Като част от развитието на Южния газов коридор, чрез IGB България и съседните ѝ страни ще имат достъп до алтернативни доставки от Каспийския регион, както и от съществуващи или бъдещи терминали за втечен газ. IGB е от стратегическо значение за реализацията на Вертикалния газов коридор, ще допринесе за развитието на концепцията за Газоразпределителен център „Балкан“, реализирането му създава възможности и за транзитен пренос чрез газотранспортната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД към останалите междусистемни връзки – направления Румъния и Сърбия. Проектът създава възможности за свързаност и има синергия с други бъдещи важни проекти в региона – LNG терминала при Александрополис, Гърция; EastMed за директно свързване на ресурси от Източното Средиземноморие с Гърция през Кипър и Крит, както и втечен газ от Израел, Египет.

Интерконекторът Гърция-България е включен в списъка на проектите от общ интерес за Европейския съюз.

- Изграждане на газова междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)

Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на газ в двете посоки на: 1 млрд. куб. м./год. до 1.8 млрд. куб. м./год. в посока от България до Сърбия и 0.15

млрд. куб. м./год. в посока от Сърбия към България. Междусистемната връзка фигурира в списъка с приоритетни проекти от общ европейски интерес.

- Проект за терминал за втечен природен газ до Александруполис –LNG.

Обявеният от гръцката компания Gastrade S.A. проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA S.A. и е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“. Количества природен газ ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, румънския, македонския, сръбския и унгарския. Проектът ще гарантира диверсификация на газови доставки на България. Вече има сключен договор с Азербайджан за 1 млрд. кубически метра газ годишно, но след изграждането на конекторната връзка България-Гърция, ще можем да доставяме и втечен газ от САЩ, Алжир или Катар.

- Проект Eastring

Eastring-България е подпроект на клъстерния проект Eastring, включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на ENTSOG и класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“.

- Междусистемна газова връзка Турция-България (ITB)

Проектът е за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България) и „Боташ“ (Турция), чрез което да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB ще допринесе за реализацията на приоритетния Южен газов коридор, предвиждащ инфраструктура за транспортиране на газ от Каспийския басейн, Централна Азия, Близкия изток и източния Средиземноморски басейн до ЕС за повишаване на диверсификацията на доставките на газ.

- Газоразпределителен център “Балкан”

България разработи, съвместно с Европейската комисия, концепция за създаването на регионален газоразпределителен център „Балкан“ на територията на страната. Проектът е включен от Европейската комисия в списъка с проекти от „общ интерес“. Създаването на газов център цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях на страните-членки от Централна и Западна Европа, както и на държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

- Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“

Целта на проекта от общ интерес е постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Повишените технически характеристики ще позволят хранилището да бъде използвано не само за нуждите на българския пазар, както е понастоящем, но и за посрещане пиковото потребление на страните от региона.

- Междусистемна газова връзка България - Румъния

Проектът "Междусистемна газова връзка България - Румъния" (IBR) бе изпълнен съвместно от "Булгартрансгаз" ЕАД и "Трансгаз" С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г.

- Газопровод за разширяване на капацитета на взаимно свързване на Северния пръстен на българската и румънската газопреносни мрежи (BRUA)

Проектът за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България – Румъния – Унгария - Австрия - BRUA) е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018–2027. BRUA е предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа с капацитет 1,75 млрд. м³/г. за първата фаза и 4,4 млрд. м³/г. за втората фаза, като е предвидена и възможност за допълнително разширение на проекта през третата фаза при доказана икономическа рентабилност.

- Рехабилитация и модернизация на националната газопреносна система

Българската газопреносната система ще осигурява преноса на природен газ не само за българските потребители, но и на азербайджански и втечен (LNG) газ от IGB към IBR и IBS, т.е. към Румъния и Сърбия и след тях към Унгария и Централна Европа, т.е. тя е важен елемент от Коридора Север-Юг.

Проектът е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“.

ii. Ако е приложимо, главни разглеждани инфраструктурни проекти, различни от проектите от общ интерес (ПОИ)

- Междусистемна газова връзка Турция-България (ITB)

Проектът е за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България) и „Боташ“ (Турция), чрез което да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB ще допринесе за реализацията на приоритетния Южен газов коридор, предвиждащ инфраструктура за транспортиране на газ от Каспийския басейн, Централна Азия, Близкия изток и източния

Средиземноморски басейн до ЕС за повишаване на диверсификацията на доставките на газ.

2.4.3. Интеграция на пазара

- i. Национални общи цели, свързани с други аспекти на вътрешния енергиен пазар, като например повишаване на гъвкавостта на системата, по-специално чрез насърчаване на цени на електроенергията, които се определят от конкуренцията съгласно съответното секторно законодателство, интегрирането и обединяването на пазари, с цел увеличаване на търгуемия капацитет на съществуващите междусистемни електропроводи, интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство на електроенергия, механизми за разпределение, преразпределение или съкращаване и ценови сигнали в реално време, включително график за постигане на целите*

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за всички крайни потребители и на цените за производители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия. Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия ще създаде условия за повишаване гъвкавостта на системата, чрез осигуряване условия за постигане на конкурентни цени и ще увеличи ликвидността на борсовия пазар на електрическа енергия.

Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия е предпоставка за постигане на целта за пълна интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар.

Либерализацията на пазарна на природен газ заема важно място в европейската енергийна политика и е свързана със стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите на доставка на природен газ, както и изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар. Чрез разширяване на междусистемната газова свързаност, диверсификация на източниците за доставка на природен газ и създаването на газоразпределителен център ще се създадат реални условия за функциониране на ликвидна борса за търговия с природен газ.

- i. Когато е приложимо, национални общи цели, свързани с недискриминационното участие на енергията от възобновяеми източници, оптимизация на потреблението и съхранение, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари, включително график за постигане на целите*

Не е приложимо

- ii. Когато е приложимо, национални общи цели с оглед да се гарантира, че потребителите участват в енергийната система и ползват собственото генериране на енергия и новите технологии, включително интелигентните измервателни уреди*

Не е приложимо

- iii. Национални общи цели, свързани с осигуряване на адекватност на електроенергийната система, както и с повишаване на гъвкавостта на енергийната система във връзка с производството на енергия от възобновяеми източници, включително график за постигането на целите*

Повишаване гъвкавостта на системата чрез развитие на балансиращите мощности, капацитета за съхранение на енергия и способностите за нейното управление.

Създаване на подходящи условия и засилване участието на оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар.

Надграждане на преносната мрежа с цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет.

- iv. Когато е приложимо, национални общи цели за защита на потребителите на енергия и подобряване на конкурентоспособността на сектора на пазара на енергия на дребно*

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. В тази връзка, целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия.

2.4.4. Енергийна бедност

- i. Когато е приложимо, национални цели във връзка с енергийната бедност, включително график за постигането на целите*

Съгласно дефиницията на Международната енергийна агенция, „енергийната бедността се отнася до ситуация, при която дадено домакинство има технически

достъп до енергия, но не може да си позволи адекватни енергийни услуги за задоволяване на основните си нужди”². Поради големите различия в икономическите и социалните параметри в различните държавите членки, на Европейско ниво няма разработена дефиниция за енергийна бедност. Към настоящия момент, в българското законодателство също няма подобна дефиниция. Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност, като през отоплителния период на тези лица се предоставят целеви помощи за отопление от системата за социално подпомагане.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 48%. Пазарът на дребно на електрическа енергия в България е частично либерализиран. От 2007 г., всички крайни клиенти, в това число и битовите потребители имат право да купуват електрическа енергия по договорени цени, като свободно избират своя доставчик на електрическа енергия. Въпреки това, за определена категория крайни клиенти, в това число и битовите, е осигурена възможност те да купуват електрическа енергия по регулирани от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) цени, от краен снабдител за съответната територия.

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство.

Целите, която си поставя България е, чрез системата за социално подпомагане:

- да осигурява адекватна защита за енергийно бедните лица с предоставяне на целеви помощи за отопление и
- прилагане на механизъм за защита на уязвимите клиенти при стартиране на процеса към пълна либерализация на цените на електрическата енергия за крайните клиенти, в това число и битовите.

² „Преглед за състоянието на енергетиката на световно ниво за 2014 г.“, Международна енергийна агенция

2.5. Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“

- i. Национални общи цели и конкретни цели за финансиране за публични и, при наличност, частни научни изследвания и иновации във връзка с Енергийния съюз, включително, ако е подходящо, график за постигане на целите*

Основните цели в областта на научните изследвания, иновации и конкурентоспособност са:

- постигане целите по пакета „Климат-енергетика“ на ЕС до 2030 г., както и за развитие на нисковъглеродна икономика в дългосрочен план;
- постигане целите на Енергийния съюз, свързани с повишаване сигурността на енергийните доставки и подобряване на енергийната и ресурсната ефективност в транспорта;
- насърчаване създаването на иновации, тяхната пазарна реализация и технологичното обновление на предприятията, приоритетно място сред които заемат тематичните области на Иновационната стратегия за интелигентна специализация;
- повишаване на конкурентоспособността и пазарните позиции на българската индустрия, както и насърчаване развитието на иновативни производства с висока добавена стойност;
- запазване конкурентоспособността на базовите енергоемки индустрии и ограничаване на рисковете от „изтичане на въглерод“;
- развитие на електрическите автомобилите и водородните технологии;
- подобряване качеството на атмосферния въздух.

- ii. Когато са налице, национални цели за 2050 г., свързани с насърчаването на технологиите за чиста енергия и, ако е подходящо, национални общи цели, включително дългосрочни конкретни цели (2050 г.) за въвеждането на нисковъглеродни технологии, в това число цели за декарбонизация на сектора на енергетиката и на енергийно и въглеродно интензивните промишлени отрасли, и, ако е приложимо, цели за съответната инфраструктура за транспортиране и съхранение на CO₂*

Не са налице национални цели в тази област

iii. Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на конкурентоспособността

Не е приложимо

3. ПОЛИТИКИ И МЕРКИ

3.1 Измерение „Декарбонизация“

3.1.1 Емисии и поглъщане на парникови газове

- i. Политики и мерки за изпълнение на целите съгласно Регламент (ЕС) 2018/842, посочени в точка 2.1.1 и политики и мерки за съобразяване с Регламент (ЕС) 2018/841, с които се обхващат всички основни източници и сектори за засилване на поглъщанията, с идея за дългосрочната визия и цел за икономика с ниски нива на емисии и постигане на баланс между емисии и поглъщания в съответствие с Парижкото споразумение*

Национално законодателство

Закон за ограничаване на изменението на климата (ЗОИК)

Административната рамка на политиката в областта на изменението на климата е определена от Закона за ограничаване на изменението на климата (ЗОИК) (ДВ 22/2014, последно изменен ДВ 15/2018). Той урежда обществените отношения, свързани с прилагането на Европейската схема за търговия с емисии на парникови газове, и регламентира дейностите, свързани с разпределянето на квоти за емисии на парникови газове и издаването и изменението на разрешителни за емисии на парникови газове. Законът регламентира: отношенията, включващи планове за мониторинг и отчитане на емисиите на парникови газове; функционирането на националния регистър за квоти за емисии на парникови газове и дейността на администратора на националния регистър; издаването, предаването и отмяната на квоти; условията за закриване на стационарни инсталации; и квотите за емисии на авиационните оператори.

Предмет на регулиране от страна на ЗОИК е намаляването на емисиите на парникови газове от течни горива, доставяни в транспортния сектор, както и изпълнението на задълженията по Решение 406/2009/ЕО относно усилията на държавите-членки за намаляване на техните емисии на парникови газове с цел за изпълнение на

ангажиментите на Общността за намаляване на емисиите на парникови газове до 2020 г.

ЗОИК консолидира множеството разпоредби, свързани с изменението на климата, които се съдържат в различни регулаторни актове. Той урежда връзките между националното законодателство и стандартите на ЕС в областта на регулираната рамка. Той регулира и необходимите механизми за изпълнение на задълженията на България по Протокола от Киото.

Трети национален план за действие по изменение на климата (НПДИК)

НПДИК очертава рамката за действия по изменение на климата за периода 2013-2020 г., за да изпълни задълженията на България по Рамковата конвенция на Обединените нации по изменение на климата, Протокола от Киото и пакета "Климат-енергия" Европейският съюз.

Основната цел на НПДИК е да очертае рамката за действие срещу изменението на климата за периода 2013-2020 г. и да насочи усилията на страната към действия, водещи до намаляване на отрицателното въздействие на изменението на климата и изпълнение на поетите ангажименти.

НПДИК предвижда конкретни мерки за намаляване на емисиите на парникови газове във всички сектори и тези мерки съответстват както на националната политика по изменение на климата, така и на потенциала на националната икономика за намаляване на емисиите. Общият ефект от мерките ще гарантира изпълнението на поетите ангажименти и постигането на правно обвързващите европейски цели, а именно:

- 20% увеличаване на енергийната ефективност;
- 20% намаляване на емисиите парникови газове спрямо нивата им от 1990 г.;
- 20% дял на енергията от възобновяеми източници в общото потребление на енергия в ЕС до 2020 г., включително 10% дял на биогоривата в транспорта.

НПДИК представя оценка на състоянието и тенденциите на емисиите на парникови газове в България до 2009 г. в различни сектори и сценариите и прогнозите за емисиите в тези сектори до 2030 г. преди и след изпълнението на мерките.

Икономическо развитие

Основните индикатори за тенденциите в емисиите в България включват демографското развитие, икономическата активност (включително промените в секторната структура), промените в използването на енергия и транспортните модели и информацията за генерирането на отпадъци.

България има развиваща се пазарна икономика в горната част на средния доход, където частният сектор има повече от 80% дял от БВП.

Страната е в режим на валутен борд, който обвързва националната валута лев с еврото. По фиксинга на БНБ 1 евро се равнява на 1.95583 лева. България има отворена пазарна икономика, средно развит частен сектор и сравнително малък вътрешен пазар.

След присъединяването на България към ЕС се наблюдава устойчив процес на приравняване към доходите в общността, чувствително забавен в годините на глобалната икономическа криза, но отново ускорен в последните три години. През 2016 г. икономиката на страната отбелязва ръст от 3.9%.

Основният двигател на икономическия растеж е износет, който надхвърли предкризисните си нива още през 2011 г. През 2016 г. неговият дял в БВП е 64%. Реалният растеж на износа на стоки от 7.9% през 2016 г. е третият най-висок в ЕС и това се реализира в условията на нестабилна външна среда.

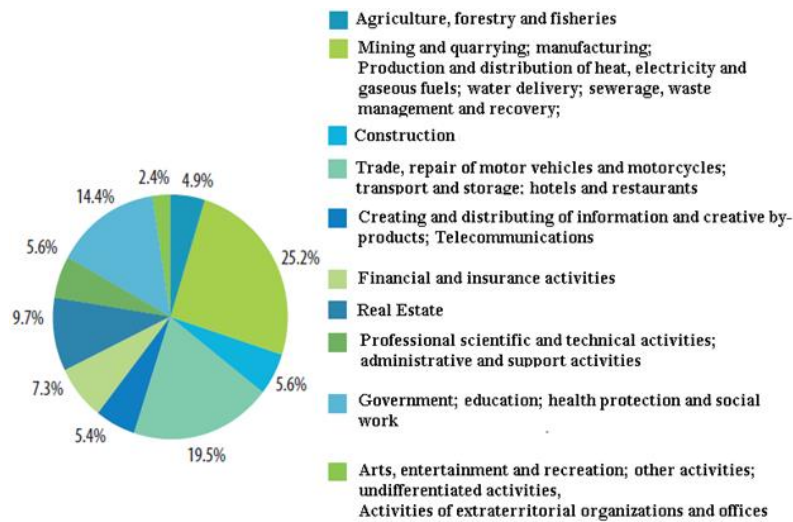
Непосредствено след присъединяването си към ЕС България постигна исторически най-ниски нива на безработица. Под влияние на световната икономическа криза коефициентът се повиши, но през последните години отбелязва намаление. През 2016 г. неговата стойност е 7.6%.

Ниските ставки на корпоративните данъци и данъците върху доходите на физическите лица подобряват бизнес средата и насърчават инвестициите.

Финансовата стабилност е основен икономически приоритет на България. В годините преди световната криза страната натрупа бюджетни излишъци, които формираха фискални буфери и така бяха неутрализирани негативните ефекти върху фиска. България е сред малкото държави-членки, които запазиха нивото на държавния дълг и дефицита сред най-ниските в ЕС. Само за няколко години след началото на кризата България успя да приведе отново бюджетния дефицит на устойчиви нива, като през 2016 г. той е сведен до нула.

Икономическото развитие е пряко обвързано и с успешното реализиране на инфраструктурни проекти и разширяването на пътната мрежа в страната.

През последните години пътната мрежа в България се разшири значително. С помощта на средствата от Европейския съюз бяха изградени над 300 км. нови автомагистрални участъци, с което беше удвоена съществуващата магистрална мрежа преди 2007 г. Завърши цялостното изграждане на магистралите „Тракия“, „Марица“ и „Люлин“ и бяха построени 69 км от АМ „Струма“. Работата по нея продължава и в момента. До края на настоящия програмен период ще приключи изграждането на най-сложния участък през Кресненското дефиле.



Фигура 6

Политики и мерки в сектор Енергетика

В зависимост от естеството на въздействие върху нивата на емисиите на парникови газове мерките са групирани в два типа - мерки с измерим/директен ефект и мерки с косвен ефект. Мерките с пряко въздействие включват тези, които водят до намаляване на общите емисии на парникови газове в резултат на производството на топлоенергия и електрическа енергия до 2030 г. Множество мерки, включени в приоритетната ос, няма да доведат до намаляване на емисиите на парникови газове в енергийния сектор до 2030 г., но те са стъпка към нисковъглеродно развитие на сектора и ще имат мултиплициращ ефект през следващите десетилетия. Те включват:

- мерки, водещи до намаляване на въглеродния интензитет на различните производства на електроенергия чрез допълнително производство на декарбонизирана електроенергия;
- Мерки, водещи до намаляване на въглеродния интензитет на доставяната електроенергия чрез намаляване на мрежовите загуби и развитие на децентрализирано производство на енергия.

Обобщени политики и мерки в сектор Енергетика

Наименование на мярката	Цел и/ или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO ₂ eq)		
			2020	2025	2030
Реконструкция на когенерационни инсталации и котли за централно отопление с турбини на природен газ	Ниско емисионно производство на електроенергия	CO ₂	950	950	950
Намаляване на загубите от разпределителните и преносните мрежи	Намаляване на загубите на електроенергия	CO ₂	1100	1000	1 000
Намаляване на загубите в топлопреносните мрежи	Намаляване на загубите на топлина	CO ₂	1000	1000	1 000
Биомаса за производство на електрическа и топлинна енергия	Възобновяема електроенергия	CO ₂	600	600	600
Подобряване на ефективността на производството в съществуващите въглищни електроцентрали	Увеличаване на енергийната ефективност	CO ₂	466	585	585
Подмяна на горивото – от въглища към природен газ	Намаляване на емисиите чрез заместване на горивото	CO ₂	2700	2700	2700
Институционална подкрепа за инвестиции в беземисионни електрогенериращи мощности - ядрена енергия	Ниско емисионно производство на електроенергия	CO ₂	-	-	-
Увеличаване на комбинираното високоефективно производство	Производство на електричество по по-ефективен начин	CO ₂	200	200	200
Увеличаване на дела на отоплението и охлаждането въз основа на ВИ	Насърчаване на производството на енергия от ВИ	CO ₂	61	66	70

Обобщени политики и мерки от битовия и обществен сектор

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO ₂ eq)		
			2020	2025	2030
Газоснабдяване на домакинствата	Домакинства и обществени сгради	CO ₂	2500	2 500	2 500
Монтаж на слънчеви колектори	Домакинства и обществени сгради	CO ₂	20	25	40
Разработване и поетапно изпълнение на националната програма "1000 слънчеви покриви"	Насърчаване на възобновяемите енергийни източници	CO ₂	17	14	14
Изпълнение на мерките в програмата за ускорена газификация (ПАГ) в България	Намаляване на енергийната интензивност на крайното потребление	CO ₂	370	310	310
Възобновяване (саниране) до определения годишен процент от публичните и държавни сгради (с обща площ над 250 квадратни метра) след влизането в сила на директива за енергийна ефективност	Подобряване на енергийната ефективност на общинските жилища	CO ₂	25	26	26
Въвеждане на задължителна схема за енергийна ефективност (намаляване на потреблението на гориво и енергия в консумацията на крайно потребление на енергия)	Подобряване на енергийната ефективност	CO ₂	18	18	18
Замяна на остарялото и неефективно оборудване за производство на енергия с ново оборудване	Подобряване на енергийната ефективност	CO ₂	9	9	9

Индустриални процеси

Мерките за повишаване на енергийната ефективност в индустриалния сектор са насочени към:

- По-висока енергийна ефективност в промишлеността;

- Използване на алтернативни горива като биоразградими отпадъци;
- Създаване на технологичен парк - въвеждане на стимули за насърчаване на частния сектор да инвестира в научноизследователска и развойна дейност и иновации на широко използвани производствени методи, насочени към оптимална ефективност на ресурсите;
- Насърчаване на обмена на добри практики между предприятията по отношение на ефективното използване на суровините в производството;

В директните мерки се включват технологиите, използвани в индустрията, като по този начин създават предпоставки за повишаване на конкурентоспособността на производството чрез намаляване на енергийната интензивност в сектора и на крайното енергопотребление.

Други мерки са насочени към използването на алтернативни горива като биоразградими отпадъци, като по този начин се повишава ефективността на ресурсите, намалява зависимостта от вносни горива и се изпълняват изискванията, свързани със забраната за депониране на биоразградими отпадъци.

Обобщени политики и мерки сектор Индустрия

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, Gg CO2 eq)		
			2020	2025	2030
Намаляване на топлинните загуби в промишлеността	Промишлени предприятия	CO ₂	140	140	140
Увеличаване използването на природен газ в промишлеността чрез нова газова инфраструктура	Газоразпределителни мрежи	CO ₂	90	90	100
Системи за мониторинг за използване на енергия в промишлеността	Промишлени предприятия	CO ₂	120	120	120
Одити за енергийна ефективност и изпълнение на предписаните мерки	Индустриална система с годишно потребление на енергия над 3000 MWh	CO ₂	119	119	119
Използване на биомаса в горивните котли на инсталациите	Намаляване използването на изкопаеми горива и увеличете дела на алтернативните горива	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	554	554	554

Транспорт

Основните цели на политиката за намаляване на емисиите на парникови газове в сектор Транспорт са:

- Насърчаване на производството на електрически и други екологични превозни средства;
- Насърчаване на научноизследователски и развойни дейности, свързани с екологични превозни средства и системи за таксуване;
- Насърчаване на потреблението / търсенето на нови екологични превозни средства;
- Ускорено разгръщане на инфраструктурата за зареждане на електрически и хибридни автомобили;
- Организиране на кампании за повишаване на осведомеността, изграждане на капацитет на заинтересованите страни по отношение на развитието на устойчивата мобилност.

Пътни такси

През 2019 г. Агенция „Пътна инфраструктура“ въвежда електронна система за събиране на пътни такси от пътните превозни средства.

От 1 януари 2019 г. пътните превозни средства до 3.5 тона ще трябва да закупуват електронна винетка за ползване на пътната инфраструктура – таксуване по време.

От м. август 2019 г. се въвежда тол такса за пътните превозни средства над 3.5 тона – таксуване за изминато разстояние.

Интегрирана транспортна стратегия в периода до 2030 г.

Стратегията очертава основните насоки за развитие на националната транспортна система в периода до 2030 г.

В документа са определени 3 стратегически цели, които обхващат 9 стратегически приоритети, всеки от които съдържа рамка от конкретни цели (задачи). На тази база са набелязани мерки, които са най-подходящи за постигане на съответните цели.

Стратегическите цели на транспортната политика до 2030 г. са:

- Повишаване на ефективността и конкурентоспособността на транспортния сектор;
- Подобряване на транспортната свързаност и достъпност (вътрешна и външна);
- Ограничаване на отрицателните ефекти от развитие на транспортния сектор.

Стратегическите приоритети в развитието на транспорта са:

- Ефективно поддържане, модернизация и развитие на транспортната инфраструктура;

- Подобряване на управлението на транспортната система;
- Развитие на интермодален транспорт;
- Подобряване на условията за прилагане на принципите на либерализация на транспортния пазар;
- Намаляване на потреблението на горива и повишаване на енергийната ефективност на транспорта;
- Подобряване на свързаността на българската транспортна система с единното европейско транспортно пространство;
- Осигуряване на качествен и достъпен транспорт във всички райони на страната;
- Ограничаване на негативното въздействие на транспорта върху околната среда и здравето на хората;
- Повишаване на сигурността и безопасността на транспортната система.

В обхвата на стратегическия документ е подготвен и Национален транспортен модел, който е разработен за пътническият и товарния транспорт и е приложим за отделните видове транспорт в рамките на страната, международния и транзитния транспорт.

Насърчаване на устойчивата градска мобилност

Мерките в транспортния сектор с непосредствено действие са, както следва:

- Рехабилитация и модернизация на съществуващата пътна инфраструктура за осигуряване на оптимална скорост и оптимални режими на управление на автомобилните двигатели;
- Въвеждане на интелигентни транспортни системи по националната и градската пътна мрежа;
- Увеличаване дела на обществения електрически транспорт - железопътен, тролейбусен, трамваен, метро;
- Разработване и изграждане на интермодални терминали за комбиниран транспорт.
- Увеличаване на дела на биогоривата.

Интелигентните транспортни системи (ИТС) обхващат широка гама от технически решения, предназначени да подобрят транспорта, като подобрят мобилността и повишат безопасността на движението по пътищата. Телематиката (комбинация от телекомуникации и информатика) използва усъвършенствани технологии, за да отговори на нуждите на транспорта. Интелигентните транспортни системи и телематичните решения спомагат за подобряване на безопасността по пътищата, насърчават ефективността на използваната съществуваща инфраструктура и допринасят за намаляване на замърсяването на околната среда чрез контролиране на трафика и управление на обема на трафика.

Интелигентните транспортни системи в градските условия могат да включват интегрирано управление на таксите за обществен транспорт, засилено управление на взаимоотношенията с клиентите, прогнози за трафика, подобро управление на трафика, информация за пътниците и събиране на пътни такси. Тези системи прилагат съвременни технологии за събиране на повече и по-добри данни, за извършване на точен анализ на тези данни и за свързването им чрез по-ефективни мрежи. Резултатът: по-ефективен, по-ефективен и по-добре насочен към гражданите в движение. Източник на финансиране са европейските фондове с държавно и общинско съфинансиране и в някои случаи схемата за зелена инвестиция и частните инвестиции.

Обобщени политики и мерки от сектор Транспорт

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO2 eq)		
			2020	2025	2030
Транспортира диспечерска система за товари	Намаляване на трафика	CO ₂	30	30	30
Транспортно-железопътна диспечерска система	Намаляване на загубите на електроенергия	CO ₂	90	90	90
Рехабилитация и модернизация на железопътния транспорт	Консумация на електроенергия и дизел	CO ₂	60	60	60
Подобряване на обществения транспорт, намаляване на транспортните потоци в градовете и подновяване на транспортния парк	Трафик в градовете	CO ₂	NE	301	678
Проектиране и изграждане на нова пътна инфраструктура и рехабилитация и модернизация на съществуващата пътна инфраструктура за осигуряване на оптимална скорост и оптимални режими на управление на автомобилните двигатели	Пътна инфраструктура	CO ₂	80	60	70
Въвеждане на интелигентни транспортни системи по националната и градската пътна мрежа	По-добър контрол на трафика и управление на обема на трафика	CO ₂	170	170	170

Увеличаване на дела на обществения електротранспорт - железопътни линии, колички, трамваи, метро	Обществен транспорт	CO ₂	127	127	127
Развитие и популяризиране на велосипедния транспорт	Велосипеден транспорт	CO ₂			
Разработване и изграждане на интермодални терминали за комбиниран транспорт	Увеличаване на степента на използване на по-екологосъобразни видове транспорт и създаване на благоприятни условия за увеличаване на добавената стойност на транспортната дейност с цялостно намаляване на транспортните разходи на единица БВП	CO ₂	58	58	58
Увеличаване на дела на биогоривата	Разнообразяване на енергийния микс и намаляване на зависимостта от изкопаеми горива	CO ₂	101	101	101
Намаляване на относителния дял на пътуванията с частни моторни превозни средства чрез подобряване и развитие на градския обществен транспорт и развитие на немоторизирания транспорт	Обществен транспорт	CO ₂	75	75	75

Сектор Отпадъци

Национален план за управление на отпадъците за периода 2014-2020 г.

Националният план за управление на отпадъците за периода 2014-2020 г. (НПУО) е приет през декември 2014 г. НПУО играе ключова роля за постигането на ефективно използване на ресурсите и устойчивото управление на отпадъците, тъй като

анализът на настоящата ситуация показва, че в България има значителен потенциал за подобряване на превенцията на отпадъците и тяхното управление, по-добро използване на ресурсите, развитие на нови пазари и нови работни места, като в същото време се намаляват вредните въздействия на отпадъците върху околната среда.

Успешното изпълнение на плана ще доведе до предотвратяване и намаляване на вредното въздействие на отпадъците върху околната среда и човешкото здраве и ще намали използването на първични природни ресурси. Планът подкрепя централните и местните власти да концентрират ограничени финансови ресурси от национални и европейски източници върху приоритетни проекти в областта на управлението на отпадъците.

Национална програма за управление на отпадъците

Програмите за управление на отпадъците се разработват и изпълняват от кметовете на територията на съответната община.

По отношение на депонирането на отпадъци основните усилия са насочени към предотвратяване на генерирането на отпадъци с цел намаляване на количеството отпадъци за обезвреждане, както и изграждане на инфраструктура за третиране на отпадъци. Предотвратяването на изхвърлянето на отпадъци ще се осъществява и чрез пазарни стимули за домакинствата. Размерът на таксите за отпадъци трябва да бъде обвързан с количествата генерирани отпадъци, като по този начин се насърчават домакинствата да намалят количеството на отпадъците, да използват различни схеми за събиране на отпадъци и оползотворяване на отпадъците вкъщи. Трябва да се въведат стандарти за рециклираните материали и компоста, които ще позволят маркетинга на тези материали, ще намалят транзакционните разходи и ще повишат ефективността на разходите. Отделно събиране на "зелени отпадъци" ще бъде въведено във всички общини чрез актуализиране на техните регламенти и програми за управление на отпадъците.

Вече депонираните отпадъци също имат висок потенциал да бъдат използвани като енергия и ресурси. Ще бъдат приложени мерки за улавяне и използване на биогаз, както в нови, така и в съществуващи сметища и в депа за отпадъци до приключване, което ще подобри ефективността на ресурсите, ще намали зависимостта от вносни енергийни ресурси и ще създаде добавена стойност, която понастоящем се губи без изграждането на тези инсталации.

Предприемат се мерки за улавяне или преодоляване (за по-малките) на биогаз в пречиствателните станции за градски отпадъчни води, което ще намали емисиите на CO₂ и ще позволи част от инсталациите да посрещнат собствените си енергийни нужди и да подобрят тяхната рентабилност и ефективност.

Мерките в този сектор ще доведат до повишена ефективност на ресурсите и по-добро управление на ресурсите през целия им жизнен цикъл, ще увеличат добавената стойност, ще намалят зависимостта от вносни енергийни ресурси, като по този начин ще намалят разходите на домакинствата и бизнеса и ще повишат конкурентоспособността на икономиката.

Обобщени политики и мерки от сектор Отпадъци

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO ₂ eq)		
			2020	2025	2030
Улавяне и изгаряне на биогаз във всички нови и в съществуващите регионални депа за отпадъци	Метан от отпадъци и производство на електроенергия	CH ₄ , CO ₂	634	634	634
Изграждане на инсталации за механично и биологично третиране (МБТ) и инсталации за третиране и оползотворяване на компост и биогаз	Управление на отпадъци	CH ₄	728	728	728
Въвеждане на анаеробна стабилизация на утайките с улавяне и изгаряне на биогаз в нови инсталации и инсталации в реконструкция на населени места с еквивалент на население над 20 хиляди жители	Управление на отпадъци	CH ₄ , CO ₂	128	128	128

Сектор Селско стопанство

Обща селскостопанска политика (ОСП)

На 16 декември 2013 г. Съветът на министрите на земеделието на ЕС официално прие четирите основни правила за реформирана ОСП, както и правилата за преход за 2014 г. Земеделските стопани трябва да бъдат възнаграждавани за услугите, които предоставят на широката общественост като ландшафта, биологичното разнообразие на земеделските земи, стабилност, въпреки че нямат пазарна стойност. В рамките на втория стълб на ОСП за развитие на селските райони държавите-членки имат възможността и от тях се изисква да приемат мерки за смекчаване и адаптиране към изменението на климата.

ОСП има различни въздействия върху селското стопанство и горското стопанство, но и върху опазването на околната среда на около 70% от територията на ЕС и качеството на живот на 50% от населението на ЕС. ОСП трябва да допринася за

постигането на целите на политиката на сближаване чрез насърчаване на балансирано териториално развитие, но и да гарантира безопасността и качеството на храните, консумирани на общия пазар.

Законът за подпомагане на земеделските производители (ЗПЗП) регламентира държавната подкрепа за земеделските производители по отношение на изпълнението на мерките, включени в Националния план за развитие на земеделието и селските райони. Помощта се предоставя на земеделски производители, които оперират и са регистрирани в райони в неравностойно положение или в райони, обхванати от мрежата "Натура 2000".

ЗПЗП регламентира някои от дейностите, чрез които могат да бъдат приложени мерките, предвидени за сектора на селското стопанство, както и дейностите, свързани с производството на биогорива. ЗПЗП е законът, който регламентира основния финансов механизъм за управление на селскостопанските дейности. Повечето от предложенията - дали въвеждането на най-добри практики за производство на ориз или за насърчаване на сеитбообращението, особено с азот-фиксиращи култури, за възстановяване на деградирани селскостопански земи или въвеждането на технологии за напояване с пестене на вода, могат да бъдат приложени чрез финансовите механизми регулиран от ЗПЗП.

Закон за защита на земеделските земи позволява промяна на земеделската земя само в определени специфични случаи.

Изгарянето на стърнища и други растителни остатъци в земеделските земи е забранено. Потребителите на земеделска земя са отговорни за изгарянето на стърнища и други растителни отпадъци на земеделската земя и трябва да участват в тяхното гасене.

Собствениците и ползвателите на земеделска земя имат право на данъчни и кредитни преференции при изпълнение на задължителното ограничаване на използването на земеделските земи, както и при изпълнение на проекти за възстановяване и подобряване на плодородието на земеделските земи.

Законът съдържа правна рамка, обхващаща някои от дейностите, предвидени за сектора на селското стопанство, като противодействие на изгарянето на стърнища и растителни отпадъци и насърчаване на селскостопанските практики, насочени към намаляване на емисиите на парникови газове.

Предложените мерки са насочени към намаляване на емисиите от основните източници в сектора. Мерките са в съответствие със състоянието на сектора и основните приоритети на ОСП за периода 2014-2020 г. Едно от основните предизвикателства, пред които е изправена ОСП, е намирането на решение на все по-влошените производствени условия в селското стопанство поради изменението на климата и необходимостта земеделските стопани да намалят своя дял от парниковите газове, да играят активна роля за смекчаване на изменението на

климата и за предоставяне на енергия от възобновяеми източници. В тази връзка има възможност да се насърчи прилагането на редица мерки в областта на директните плащания, подкрепата за пазара и развитието на селските райони с цел смекчаване на изменението на климата.

Въз основа на анализа на основните източници на емисии в селското стопанство се определят следните две основни цели:

- i. Намаляване и / или оптимизиране на емисиите от селскостопанския сектор;
- ii. Повишаване на осведомеността и познанията както на фермерите, така и на администрацията по отношение на действията и въздействието им върху изменението на климата.

До тези основни цели се отнасят следните приоритети:

1. Намаляване на емисиите от земеделска земя;
2. Намаляване на емисиите на метан от биологичната ферментация в животновъдството;
3. Подобряване управлението на оборския тор;
4. Оптимизиране на използването на растителни остатъци в селското стопанство;
5. Подобряване на управлението на оризовите полета и технологиите за производство на ориз;
6. Подобряване на познанията на земеделските стопани и администрацията по отношение на намаляването на емисиите от сектора на селското стопанство.

Обобщени политики и мерки от сектор Селско стопанство

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO ₂ eq)		
			2020	2025	2030
Подобряване на използването и управлението на оборския тор	Животновъдни ферми	CH ₄	0.146	0.146	0.146
Подобрено оплождане и напояване	Ферми	CH ₄ , N ₂ O	170	170	170
Насърчаване на използването на подходящо сеитбообръщение, особено при реколтата за фиксиране на атмосферния азот	Предотвратяване на почвената ерозия и запазване на органичния въглерод (улавяне на въглерод)	CH ₄	1	1	1

Управление на деградирани земеделски земи	Предотвратяване на деградацията на почвите и загубата на биоразнообразие	CH ₄	2.5	2.5	2.5
Техническа помощ за земеделските стопани за обработка на почвата / стърнищата	Ефективното оползотворяване на отпадъците ще намали нуждата от изгаряне на стърнища	CH ₄	0.094	0.094	0.094

Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство

Закон за горите (ЗГ)

Горските дейности са обект на планиране. Планирането на горите се осъществява на три нива и включва Национална стратегия за развитие на горите и стратегически план за развитие на горите, планове за регионално развитие на горите и горските планове и програми.

Плановете и програмите за управление на горите определят допустимото ниво на използване на горските ресурси и насоките за постигане на целите за управление на горите за период от 10 години. ЗГ забранява намаляването на общия процент на горската земя в страната. Промяната на използването на земята в горските територии е възможна само в определени конкретни случаи.

Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода 2013-2020 г.

Стратегическият документ отразява европейските и национални политики и стратегически документи, свързани с горите и горското стопанство в България, основните принципи и анализи на горския сектор в България за периода 2006-2011 г., визията, мисията и целите, приоритетите и мерките, източниците от финансирането за постигане на целите на стратегията и наблюдение на нейното изпълнение.

Стратегически план за развитие на горския сектор (СПРГС) 2014-2023

Този план е разработен с финансовата подкрепа на Европейския социален фонд по проект "Стратегическо планиране в българските гори - гарант за ефективно управление и устойчиво развитие" по Оперативна програма "Административен капацитет".

Изпълнението на оперативните цели със съответния бюджет, график, очаквани резултати, показатели за изпълнение, отговорни институции и заинтересовани страни се регламентира в конкретни под-дейности в СПРГС, както следва:

Оперативна цел 1: „Увеличаване на горската площ, дървесните запаси и запасите от въглерод в горските територии“;

Оперативна цел 2: „Подобряване на управлението и използването на горите“;

Оперативна цел 3: „Повишаване ефективността на предотвратяването и борбата с горските пожари и незаконните дейности в горите“;

Оперативна цел 4: „Увеличаване на устойчивостта и адаптивността на горските екосистеми към изменението на климата“.

Горепосочените оперативни цели и дейности се очаква да имат директен и понякога непряк положителен ефект както върху адаптирането на горските екосистеми към изменението на климата, така и върху намаляването на отрицателното въздействие на изменението на климата, включително чрез увеличаване на усвояването на парникови газове от атмосферата.

Съществуващите разпоредби на Закона за собствеността и ползването на земеделските земи предвиждат, че решението на общинския съвет определя ежегодно правилата за ползване на ливади и пасища. Тези разпоредби съдържат:

- ✓ План за действие в перспектива за паша;
- ✓ Части от тревни площи и пасища, главно за косене;
- ✓ Мерки за опазване, поддържане и подобряване на пасищата, като почистване на храсти и други нежелани растителни видове, противоерозионни дейности, торене, временно ограждане;
- ✓ Части от тревни площи и пасища за изкуствени пасища за засаждане с подходящи тревни смеси;
- ✓ Начин на използване, забрани и ограничения в зависимост от особеностите на ландшафта, почвата, климата и други природни условия.

По отношение на обработваемите земи, съгласно чл. 7 от Закона за собствеността и ползването на земеделските земи се регламентира, че ерозиралите, замърсени, солени, кисели и водоподземни земеделски земи се възстановяват и подобряват въз основа на набор от дейности или технологии, които действат въз основа на предварително проектирани, координирани и одобрени технологии и проекти, одобрени от Експертен съвет.

Долините, кариерите и другите райони с нарушен почвен профил, пепелници, хвостохранилища, сметища и други депа за отпадъци, стари речни корита, пътища на изоставени канали, пътища, железопътни линии и строителни площадки след разкомплектоване на инженерно оборудване, облицовки и надстройки подлежат на рекултивация. Рекултивацията се основава на предварително установен, съгласуван и одобрен проект, който е неразделна част от проекта за изграждане на обекта.

Процедурата за използване на хумус след отнемането му, рекултивацията, подобрието на земята и приемането на рекултивираните площи са определени в Наредба № 26 за рекултивация на земите, подобряване на нископродуктивните земи, отнемане и оползотворяване на хумусния слой.

Един от основните стратегически документи, съдържащи мерки за земеползването, промяна в земеползването и горското стопанство, е НПДИК.

Обобщени политики и мерки от сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство

Наименование на мярката	Цел и/или засегнати дейности	Парникови газове	Изчислен ефект на намаляване, (за година, в Gg CO ₂ eq)		
			2020	2025	2030
Използване на "не залесени площи, предназначени за залесяване" в горските територии	Увеличаване на горската площ	CO ₂	1.7	1.6	1.6
Залесяване на изоставена земеделска земя, безплодни и обезлесени площи, ерозирани и застрашени от ерозия извън горските територии	Създаване на нови гори извън залесените площи	CO ₂	4	4.8	4.8
Увеличаване на площта за градски и крайградски паркове и зелени зони	Увеличаване на площта на градските и крайградските паркове и зелените зони	CO ₂	0.3	0.3	0.3
Възстановяване и устойчиво управление на влажните зони. Защита и опазване на влажните зони в горските територии, торфищата, блатата	Повишаване на ефективността при складиране на въглерод	CO ₂	0.5	0.7	0.7
Възстановяване и поддръжка на защитни горски пояси и ново противоерозионно залесяване	Абсорбция на въглерод от новите гори в тези зони	CO ₂	0.8	1.2	1.5
Увеличаване на плътността в изброените природни и изкуствени насаждения	Повишаване на усвояването на въглерода от новите гори в тези зони	CO ₂	1	2.5	4

i. По целесъобразност, регионално сътрудничество в тази област

Регионалното сътрудничество в тази област не е целесъобразно

ii. Без да се засяга приложимостта на правилата за държавната помощ, финансовите мерки, в това число подкрепата от страна на Съюза и използването на фондовете на Съюза в тази област и на национално равнище, ако е приложимо

Не приложимо

3.1.2. Енергия от възобновяеми източници

За постигането на определената национална цел от 25% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. ще бъдат прилагани съществуващи, а така също и допълнителни политики и мерки.

Политиките и мерките отчитат приоритетите и насоките в новата европейска политика в областта на енергетиката и климата и са съобразени с натрупания опит и постигнатите резултати от провежданите до настоящия момент политики и мерки в областта на производството и потреблението на енергия от ВИ. Целта е да бъде постигнато разходоефективно развитие на енергията от ВИ, като важна част от политиката за декарбонизация на ЕС до 2030 г.

В периода 2021-2030 г. развитието на сектор електрическа енергия е съобразено с възможността за максимално интегриране на произведената електрическа енергия от ВИ в електроенергийния пазар, отчитане на децентрализираното производство на електрическа енергия и осигуряване на потребителите електрическа енергия от ВИ на възможно най-ниска цена. Създадена е благоприятна рамка за насърчаване и улесняване на развитието на потреблението на собствена електрическа енергия от ВИ и създаване на общности за възобновяема енергия.

За по-широкото и ежегодно увеличаващо се навлизане на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане ще се дава приоритет на навлизането на високоефективните охладителни и отоплителни инсталации, на въвеждането на иновативните технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, и на използването на отпадна топлина и студ.

За постигането на 14% дял на енергията от ВИ в сектор транспорт ще се насърчава навлизането на биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни транспортни горива от небиологичен произход, рециклирани въглеродни горива и възобновяемата електрическа енергия, доставяна за сектора на пътния и железопътния транспорт. Потреблението на тези горива и енергия следва да допринесе за постигането на целите на политиката за енергийна диверсификация и

декарбонизация на сектор транспорт. За използването на електрическа енергия от ВИ в транспорта, следва да се ускори интеграцията на съвременни технологии в иновативния железопътен сектор.

i. Политики и мерки за изпълнение на националния принос към обвързващата цел за 2030 г. на равнището на Съюза за възобновяема енергия и за кривите, посочени в член 4, буква а), подточка 2, и ако е приложимо или ако са налични – елементите, представени в точка 2.1.2, включително секторни мерки и мерки с оглед на конкретна технология

1) Схеми за подпомагане

В периода от 2021 г. до 2030 г. ще продължи предоставянето на подкрепа под формата на преференциални цени по вече сключени договори за изкупуване на електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана мощност по-малка от 4 MW. В посочения период получаването на преференциални цени и изкупуването по дългосрочни договори е предвидено само при въвеждането на нови инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

Производството на електрическа енергия от ВИ от централи с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, за които са сключени дългосрочни договори за изкупуване по преференциални цени ще се стимулира чрез предоставяне на премия за количеството електрическа енергия, продадено на борсовия пазар. Предоставянето на помощта ще продължи до изтичане на определения в договорите за изкупуване срок.

Като подходяща форма на подпомагане се обмисля и възможността за провеждането на търгове за предоставяне на капацитет за производството на електрическа енергия от ВИ и предоставянето на добавка под формата на премия към пазарната цена за продаваната електрическата енергия на електроенергийния пазар.

Посочените схеми за подпомагане ще бъдат съобразени с изискванията на приложимите разпоредби и насоки за предоставяне на държавни помощи на европейско ниво.

Годишното изпълнение на целта за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия ще бъде предмет на анализ в двугодишните доклади на ИНПЕК и в случай на констатирано неизпълнение, и необходимост от нови енергийни обекти може да бъде иницирана процедура за стартиране на схема за подпомагане чрез търгове.

2) Развитие на електроенергийната мрежова инфраструктура за пренос и разпределение, на интелигентните мрежи, на съоръженията за съхранение и на междусистемните връзки

Необходимостта от подкрепа за интегриране на електрическата енергия от ВИ в преносната и разпределителната мрежа, все по-широкото използване на интелигентни мрежи и използването на системи за съхранение на енергия е констатирана и ще бъде една от основните и важни мерки в периода 2021 - 2030 г. В този период се предвижда забавяне на темповете на изграждане на нови централи, използващи ВИ в сравнение с периода 2010-2014 г. Това от своя страна предполага по-добро, навременно планиране и изграждане на необходимата инфраструктура с оглед безпроблемно присъединяване и пренасяне на произведената електрическа енергия от ВИ. Електроенергийният системен оператор и операторите на разпределителните мрежи предвиждат в своите планове за развитие, мерки и съответно необходимите инвестиции за обезпечаване на сигурното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната при отчитане на увеличаващо се производство от централи, използващи енергия от ВИ, в т.ч. вятърна и слънчева енергия.

3) Преглед и извършване на законодателни промени в административните процедури свързани с изграждането на централи за производство на енергия от ВИ и по отношение на инсталациите за преобразуване на биомасата в биогорива, твърди, течни и газообразни горива от биомаса; възобновяемите течни и газообразни горива за транспорта от небиологичен произход

Изграждането на централи за производство на енергия от ВИ и реализирането на производства за ефективно оползотворяване на биомасата и възобновяемите течни и газообразни горива небиологичен произход, изискват получаването на редица разрешения и документи, необходими за изпълнението на инвестиционното намерение. В процеса на транспониране на новата директива ще бъде осъществен преглед и ще се извършат съответните законодателни промени, които ще отчитат особеностите на отделните технологии за енергия от ВИ, ще бъдат оптимизирани й сроковете за издаване на разрешителните, ще бъде разгледана възможността за въвеждането на облекчени и опростени процедури при децентрализирано производство и съхранение на енергия от ВИ.

Съществуващи мерки

Законът за енергията от възобновяеми източници предвижда облекчаване на административната процедура за присъединяване към разпределителните електрически мрежи на малки инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии. За тези обекти условията за присъединяване се определят

в становище, което се издава в срок до 30 дни от постъпване на искането. В тези случаи, предварителен договор за присъединяване не е необходим, а договор за присъединяване се сключва при условията, определени в становището и при издадено разрешение за строеж.

Законът за устройство на територията предвижда да не се изисква одобряване на инвестиционни проекти за издаване на разрешение за строеж при монтаж на инсталации за производство на електрическа енергия, топлинна енергия и/или енергия за охлаждане от ВИ с обща инсталирана мощност до 30 kW включително към съществуващите сгради в урбанизираните територии, в т.ч. върху покривните и фасадните им конструкции и в собствените им поземлени имоти.

4) Изисквания за използване на енергия от ВИ в сгради

В ЗЕВИ са поставени изисквания за използване на енергия от ВИ при изграждане на нови или при реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство на съществуващи сгради, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно. Предвидено е най-малко 15 на сто от общото количество топлинна енергия и енергия за охлаждане, необходима на сградата да бъде произведена от ВИ чрез въвеждане на:

- централизирано отопление, използващо биомаса или геотермална енергия;
- индивидуални съоръжения за изгаряне на биомаса с ефективност на преобразуването най-малко 85 на сто при жилищни и търговски сгради и 70 на сто при промишлени сгради;
- слънчеви топлинни инсталации;
- термopомпи и повърхностни геотермални системи.

Законът за енергията от възобновяеми източници изисква при изготвянето на инвестиционни проекти за нови сгради или за реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство на съществуващи сгради в част "Енергийна ефективност" и при обследването за енергийна ефективност на съществуващи сгради задължително да се анализират възможностите за използване на енергия от ВИ. Анализът на възможностите за използване на енергия от ВИ е част от оценката на показателите за годишен разход на енергия в сградата.

Предвидено е при реализиране на проекти за модернизация на производствените процеси в малки и средни предприятия мерките за енергийна ефективност да се комбинират с въвеждане в експлоатация на инсталации за производство на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ за задоволяване на технологични нужди на предприятието.

5) Засилване ролята на държавните и местните власти за по-широко разпространение на енергията от ВИ

Приносът на месните власти за по-широкото разпространение на енергията от ВИ, за създаването на условия за потребление на собствена енергия от ВИ и потребление

на енергия от ВИ от обособени „общности за възобновяема енергия“ на местно ниво е от съществено значение за икономически ефективното развитие на възобновяемата енергия в страната. Директива 2009/28/ЕО, а така също и новата директива изискват възможностите за използване на енергия от ВИ да се отчита при планирането, проектирането, изграждането и модернизирането на селищната инфраструктура, включваща промишлените, търговските и жилищните зони и енергийната инфраструктура, като специално внимание се поставя на използването на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ.

В тази връзка ЗЕВИ регламентирано задължението към органите на държавната власт и органите на местното самоуправление да предприемат мерки, за да осигурят, че считано от 1 януари 2012 г. новите сгради за обществено обслужване, както и съществуващите сгради за обществено обслужване, в които се извършва реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство, изпълняват ролята на образец за постигане целите на този закон. Това задължение може да бъде изпълнявано чрез спазване на стандартите за жилищни сгради с нулево потребление на енергия или посредством осигуряване използването на покривите на такива сгради или сгради със смесено предназначение, включително за обществено обслужване, от трети лица за инсталации за производство на енергия от възобновяеми източници.

6) Въвеждане на облекчения при присъединяването на потребителите на собствена енергия от ВИ и на демонстрационните проекти на възобновяема енергия с електрическа мощност равна или по-малка от 10.8 kW към електроразпределителните мрежи

Новата директива регламентира въвеждането на облекчение при присъединяване на потребителите на собствена енергия от ВИ и на демонстрационните проекти на възобновяема енергия с електрическа мощност равна или по-малка от 10.8 kW. Посоченото изискване ще бъде разгледано и съществуващите нормативни изисквания ще бъдат оптимизирани.

Към настоящия момент ЗЕВИ предвижда облекчена процедура по присъединяване на инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

7) Изготвяне на оценка за потенциал за енергия от възобновяеми източници и за оползотворяване на отпадна топлина и студ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане

Изготвянето на посочената оценка ще бъде част от втората всеобхватна оценка съгласно чл. 14, параграф 1 от Директива 2012/27/ЕС, която ще бъде разработена до 31 декември 2020 г.

8) Достъп до и експлоатация на мрежи

В чл. 18, ал. 2 и ал. 3 от ЗЕВИ са предвидени насърчения по отношение развитието на производството на газ от ВИ и топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ в страната. Посочените стимули ще продължат своето действие и след 2020 г., като в процеса на транспониране на новата директива ще бъдат обсъдени и в случай на необходимост ще бъдат извършени съответните промени.

9) Създаване на условия за потребителите на собствена електрическа енергия от ВИ и общности за възобновяема енергия

Интересът на българските потребители към производството на електрическа енергия от ВИ за собствено потребление е слаб и този начин за осигуряване на потреблението с електрическа енергия не е развит в България. В ЗЕВИ съществува възможност за изграждането на малки инсталации, използващи ВИ за съвместно производство, потребление и продажба на електрическа енергия.

В действащия ЗЕВИ има възможност при подаване искане за проучване на условията и начина на присъединяване пред оператора на електрическата мрежа, производителят да декларира, че произведената електрическа енергия от ВИ ще бъде използвана за собствено потребление. Също така за малки инсталации с инсталирана мощност до 30 kW (чл. 24, т. 1 на ЗЕВИ) са предвидени съкратени срокове по присъединяване, не се изисква издаване на разрешение за строеж и разрешение за ползване. Количеството електрическа енергия, което не е използвано за собствено потребление, се изкупува от съответния краен снабдител по цена, определена от КЕВР при условията и по реда на съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката.

С оглед въвеждането на благоприятна рамка за насърчаване и улесняване на развитието на потреблението на собствена електрическа енергия от ВИ се предвижда да бъдат извършени законодателни промени, чрез които да бъде оптимизирана действащата нормативна уредба и да бъдат по-добре регламентирани правата на този вид потребители. В периода 2021-2030 г. ще се търсят възможности за финансиране на проекти и ще се предприемат мерки за осигуряване на достъп до потреблението на електрическа енергия от ВИ за потребители с ниски доходи или за уязвимите домакинства чрез системата за социално подпомагане.

10) Създаване на условия за крайните потребители, и в частност битовите потребители да имат право да участват в „общности за възобновяема енергия“, които могат да произвеждат, потребяват, акумулират или продават енергия от ВИ

Като мярка за насърчаване на децентрализираното производство на енергия от ВИ, ще бъде разработена нормативна уредба, която да регламентира правата и отговорностите на крайните потребители при участието им в „общности за възобновяема енергия“, които ще могат да произвеждат, потребяват, акумулират или продават енергия от ВИ.

Подпомагането ще се осъществява чрез осигуряването на възможност за опериране в енергийната система, ще бъде улеснено тяхното интегриране на пазара, ще бъдат създадени административни изисквания, съобразени със спецификите на общностите за възобновяема енергия и др.

11) Стимулиране използването на топлинна енергия и енергия за охлаждане, произведена от ВИ

ЗЕВИ насърчава производството на топлинна енергия и на енергия за охлаждане от ВИ чрез:

- подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на топлопреносни мрежи в населени места, отговарящи на изискванията за обособена територия, когато е доказана икономическа целесъобразност за потребление на топлинна енергия от ВИ, за производството на която е представен идеен инвестиционен проект;
- подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на малки децентрализирани системи за топлинна енергия и/или енергия за охлаждане;
- присъединяване на обекти за производство на топлинна енергия от ВИ към топлопреносната мрежа и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител топлинна енергия, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно.

Посочените мерки ще продължат своето действие и след 2020 г., като с цел изпълнение на определеното годишно увеличение на използването на топлинна енергия и енергия за охлаждане в новата директива ще се търсят възможности за развитието на високоефективно комбинирано производство на енергия, ефективни районни отоплителни централи и локални инсталации в сгради. Ще се търсят възможности за замяна на конвенционалните горива с енергия от ВИ, в случай, че това би довело до ефективно и икономически оправдано производство и потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане.

12) Предоставяне на крайните потребители на информация на енергийните характеристики и за дела на енергията от ВИ в топлоснабдителните и охладителните системи

При промяна на законодателството, свързано с използването на енергия от ВИ ще бъдат въведени изисквания за предоставяне на информация за енергийните характеристики на използвания ВИ при производството на топлинна енергия и енергия за охлаждане от централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и районни отоплителни централи.

13) Въвеждане на изисквания в законодателството за издаване на гаранции за произход за енергия от ВИ

В ЗЕВИ и Наредба № РД-16-1117 от 14.10.2011 г. за условията и реда за издаване, прехвърляне, отмяна и признаване на гаранциите за произход на енергията от възобновяеми източници са въведени изискванията на Директива 2009/28/ЕО за

насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници. Предвидено е издаването на гаранция за произход да бъде за удостоверяване произхода на произведената електрическа и топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ. Новата директива изисква да бъде предвидено издаването на гаранции за произход за газ, включително водород. В тази връзка се предвижда да бъде оптимизирана и допълнена нормативната уредба с новите изисквания по новата директива.

14) Оптимизиране на нормативната уредба за прилагане на завишените изисквания по новата директива по отношение на критериите за устойчивост и намаляването на емисиите на ПГ при използване на биогорива, течни, газообразни и твърди горива от биомаса

Съществуващата нормативна уредба, с която в националното законодателство са транспонирани изискванията на Директива 2009/28/ЕО и 2015/1513/ЕО по отношение на критериите за устойчивост на биогоривата и течните горива от биомаса в транспорта е послужила като основа за регламентиране на критериите за устойчивост и намаляването на емисиите на ПГ при използване на биогорива, течни, газообразни и твърди горива от биомаса, които се използват в инсталации, произвеждащи електрическа и топлинна енергия и енергия за охлаждане или горива.

При производството и потреблението на енергия от ВИ се насърчава устойчивото използване на съществуващите дървесни и селскостопански ресурси и развитието на нови производствени системи в областта на горското и селското стопанство, при условие че са спазени критериите за устойчивост и намаляването на емисиите от ПГ. Биогоривата, нетранспортните течни горива от биомаса и газообразните и твърдите горива от биомаса, които се използват за постигане на националната цел, както и тези, които ползват схеми за подпомагане, задължително отговарят на критериите за устойчивост и за намаление на емисиите на ПГ.

Хармонизирането на тези критерии за биогоривата и за нетранспортните течни горива от биомаса е от основно значение за постигането на националните и европейските цели на енергийната политика.

15) Въвеждане на задължение към доставчиците на горива, които трябва гарантират изпълнението на целта за минимален 14% дял на енергията от ВИ в сектор транспорт

С оглед постигането на новите по-амбициозни цели ще бъдат нормативно регламентирани конкретни задължения към доставчиците на горива и енергия, които следва да предлагат на пазара конвенционални биогорива, биогорива от ново поколение, течни и газообразни горива от небиологичен произход, електрическа енергия от ВИ и рециклираните въглеродно горива.

Към момента обезпечаването на потреблението на необходимите количества биогорива за постигането на националната задължителна цел за 2020 г. се

осъществява чрез задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход в транспорта, да предлагат на пазара горива от нефтен произход със съдържание на биокомпонент в определено в ЗЕВИ процентно съотношение, в т.ч биогорива от ново поколение. Такова задължение е въведено и за крайните разпространителите и разпространителите на течни горива от нефтен произход.

Предвид изискванията на новата директива е възможно да бъде извършена промяна във възприетия подход за изпълнение на целта за сектор транспорт, като се въведат квоти за всеки доставчик на енергия от ВИ.

16) Насърчаване използването на енергия от ВИ в обществения транспорт

За изпълнение на целта в сектор транспорт местните власти ще разработват и прилагат схеми за насърчаване използването на енергия от ВИ, в т.ч. алтернативни възобновяеми горива, биогорива от ново поколение и рециклирани въглеродни горива в зависимост от специфичните условия в общината.

17) Създаване на условия за развитие и използването на биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни горива от небиологичен произход и рециклирани въглеродни горива

За осигуряване на необходимите количества биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни горива от небиологичен произход и рециклирани въглеродни горива на достъпни цени за целите на новата директива ще са необходими комплексни мерки, свързани както с потреблението, така и с тяхното производство.

В тази слабо развита и в същото време авангардна област, усилията ще бъдат насочени към приложните научни изследвания и по-широкомасштабните демонстрационни дейности, свързани с усвояване на нови енергийни източници и въвеждането на технологии за тяхното оползотворяване. Необходимо е създаването на интегрирана верига за научни изследвания и нововъведения, която да обхваща елементи от приложните научни изследвания, производството до навлизането на пазара на посочените по-горе горива.

Също така местните власти ще разработват и прилагат схеми за насърчаване използването на енергия от ВИ, алтернативни възобновяеми горива, биогорива от ново поколение и рециклирани въглеродни горива в зависимост от специфичните условия в общината.

Много важен фактор за насърчаване използването на тези горива е популяризирането им и преодоляването на първоначалния скептицизъм сред потребителите и населението. За целта следва да бъдат предприети мерки по организиране на информационни кампании сред населението на съответните общини в съответствие с националните програми за насърчаване използването на тези горива в транспорта.

18) Стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност в транспорта, в т.ч чрез създаване на инфраструктура за автомобилния транспорт и въвеждане на нови технологии в иновативни железопътни линии

За стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност ще бъдат регламентирани отговорности към местните власти в рамките на своите краткосрочни и дългосрочни да въвеждат собствени специфични мерки на своята територия, които да увеличат атрактивността от използването на този транспорт. Също така в тези програми следва да бъдат предвидени мерки за насърчаването развитието и използването от населението на градския и железопътния електротранспорт.

Предприетите действия в някои отделни общини ще бъдат популяризирани като добри практики, с оглед по-широкото им разпространение, например: данъчни облекчения, облекчен достъп, осигуряване на минимален брой паркоместа и др. при ползване на електромобили.

19) Създаване на подходящи финансови стимули осигуряващи постигането на целта в сектор транспорт

В съответствие с изискванията на Насоките за държавни помощи за околна среда и енергетика при целесъобразност ще бъдат обмислени възможности за въвеждането на финансови стимули, чрез данъчни облекчения, схеми за подпомагане и др. за потреблението на алтернативни възобновяеми горива, биогорива от ново поколение и разгръщане на електрическата мобилност.

20) Замяна на печки и котли на твърдо гориво (въглища и брикети) за отопление с печки и котли на биомаса

В проекта на Национална програма за подобряване качеството на атмосферния въздух 2018-2020 г. е включена мярка в областта на битовото отопление - задължително поетапно извеждане от употреба в периода 2020-2024 г. на печки и котли на твърдо гориво и замяната им с печки и котли на биомаса.

ii. По целесъобразност, специфични мерки за регионално сътрудничество, както и при желание — очакван излишък на произведена енергия от възобновяеми източници, който може да бъде прехвърлен в други държави членки с цел да се постигнат целите за националния принос и кривите, представени в точка 2.1.2

Изпълнението на амбициозната национална цел за 2030 г. в областта на енергията от ВИ предполага използването на механизмите за сътрудничество, предвидени в новата директива. В тази връзка в случай на излишък или недостиг от енергия от ВИ България ще се възползва от механизма за статистически прехвърляния.

България ще се включи в Платформата на Съюза за развитие на възобновяемата енергия (Платформата), която ще предоставя възможност за търговия с дялове на

енергия от ВИ. В Платформата ще се публикуват годишни данни за националния принос на държавите членки към обвързващата цел на Съюза, в т.ч. очакваните излишъци или недостатъци на енергия от ВИ, цената на прехвърляне на излишъците на енергия от ВИ от или на друга държава членка.

България разглежда като възможност за изпълнение на националната си цел за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия да се включи в инициативи, свързани с изпълнението на съвместни проекти с други държави членки и /или трети страни.

iii. Специфични мерки за финансова подкрепа, когато е приложимо — включително подкрепа от страна на Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза за насърчаване и използване на енергия от възобновяеми източници в електроенергетиката, отоплението и охлаждането и транспорта

С оглед стимулиране по-широкото разгръщане на енергията от ВИ ще бъдат използвани средства от фондовете на Съюза за насърчаване и използване на енергия от възобновяеми източници за отопление и охлаждане.

По Програма „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“, финансирана по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство с общ бюджет в размер на близо 33 млн. евро ще бъдат финансирани проекти свързани с подобряване на енергийната ефективност и използването на енергия от ВИ. По отношение на увеличаване използването на енергия от ВИ ще бъдат финансирани проекти по следните мерки:

- Ефективно използване на хидроенергийния потенциал: развитие на хидроенергийния потенциал в България чрез изграждане на малки водоелектрически централи с бенефициенти общини и предприятия;
- Използване на геотермалната енергия (отопление/охлаждане) в сгради и промишлени обекти;
- Оползотворяване на отпадна топлина при индустриалните процеси;
- Подкрепа за осъществяване на мониторинг на потреблението на енергия в общински сгради;
- Обучение/изграждане на капацитет по отношение на оползотворяване на енергията от възобновяеми източници, енергийна ефективност и управление на енергията в общините и промишлеността.

В периода 2021-2030 г. България ще се възползва от инвестиционната подкрепа, която ще се предоставя по „Модернизационен фонд“, като ще разгледа възможността за финансиране на проекти, свързани с производството на електрическа енергия от ВИ, подобряване на енергийната ефективност, съхраняване на енергия и модернизирание на енергийните мрежи. Фондът ще се създаде на основание чл. 10г

на Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814.

iv. Когато е приложимо, оценка на подкрепата за електроенергия от възобновяеми източници, която държавите членки трябва да извършат съгласно член 6, параграф 4 от Директива (ЕС) 2018/2001

Изготвянето на оценка на предоставяната подкрепа по схемите за подпомагане ще бъде извършена с първия доклад за напредъка в съответствие с Регламента за управление на ЕС.

v. Специфични мерки за въвеждане на една или повече точки за контакт, рационализиране на процедурите, осигуряване на информация и обучение, както и улесняване на прилагането на споразумения за покупка на електроенергия

Обобщение на политиките и мерките съобразно благоприятната рамка, която държавите членки трябва да въведат в съответствие с член 21, параграф 6 и член 22, параграф 5 от Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване и улесняване на развитието на възобновяеми източници на собствена енергия и на общности, свързани с възобновяема енергията

Предвид поставеното изискване в новата директива за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници ще бъдат предприети законодателни инициативи за създаването на едно или повече звена за контакт, които да подпомагат инвеститорите (заявителите) в процеса по издаване на разрешения от съответните компетентни органи. Вменените задължения на звената за контакт, както и сроковете за издаване на разрешенията ще бъдат съобразени с поставените изисквания в новата директива.

Общинските власти имат задължения за издаване на част от разрешителните при изграждане на централи за производство на електрическа енергия от ВИ. Също така тяхната роля по отношение на планирането и разширяване използването на енергията от ВИ на територията на общината предполага по-значима ангажираност към процеса по реализиране на инвестиционните намерения. В тази връзка е удачно като звена за контакт да бъдат определени общините.

Осигуряването на необходимата информираност и адекватно обучение са важен фактор за да се насърчи широкото ползване на енергия от ВИ.

Подкрепят се регионалните мерки за развитие в тези области, които насърчават обмена на най-добри практики в производството на енергия от ВИ между местни и регионални инициативи за развитие, програми за обучение за укрепване на регулаторния, техническия и финансовия експертен опит и за по-добро познаване на наличните възможности за финансиране.

За постигане на ефективни резултати в тази посока са идентифицирани заинтересованите страни и потенциалните участници в процеса по разпространение на адекватна информация и провеждане на процедури по обучение. Особено активни участници в тези процеси са съответните институции и местните власти, които да провеждат комплексни инициативи по информационни кампании, форуми, програми за повишаване на осведомеността и за обучение на гражданите относно ползите и възможностите за използване на енергия от ВИ. Информационните кампании са адресирани към гражданите и дават възможност за запознаване с практически въпроси при разработването и използването на енергия от ВИ.

Информацията относно възможностите за използване на ВИ се разпространява в рамките на изпълняваните дейности от съответните министерства и изпълнителните агенции към тях, включително и по изпълнени проекти, финансирани по международни и европейски програми.

С оглед повишаване на информираността и заинтересоваността на гражданите към използването на енергия от ВИ се осигурява предоставянето на информация от доставчиците на оборудване и системи, от компетентните органи за чистата печалба, разходите и енергийната ефективност на оборудването и системите за използване на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ. Информацията ще се предоставя по ефективен и по леснодостъпен начин.

На базата на реализираните до момента действия в изпълнение на Директива 2009/28/ЕО относно придобиване на квалификация за дейностите по монтиране и поддръжка на съоръжения за биомаса, слънчеви фотоволтаични инсталации, слънчеви топлинни инсталации, термopомпи и повърхностни геотермални системи и осигуряването на публичност на свързаната с това информация се осъществяват квалификационни схеми за монтажници на малки котли и съоръжения за биомаса, слънчеви фотоволтаични и слънчеви отоплителни системи, геотермални системи с малка дълбочина и термopомпи.

Организирано е предоставянето на публична информация за лицата, придобили квалификация за извършване на дейностите по монтиране и поддръжка на такива съоръжения. Сключените дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия ще продължат да бъдат изпълнявани, като за продадените на борсовия пазар количества електрическа енергия, съответстващи на нетното специфично производство ще бъде изплащана на производителите на електрическа енергия от ВИ съответната преференциална цена или премия.

vi. Оценка на необходимостта от изграждане на нова инфраструктура за районно отопление и охлаждане, получени от възобновяеми източници

Оценката на потенциала за използване на високоефективно комбинирано производство на топлинна енергия от конвенционални горива и енергия от ВИ се базира на текущото годишно потребление на топлинна енергия. Въвеждането на високоефективни технологии би била социално и икономически оправдано през следващите 10 години, ако се извърши подмяна на съществуващите в момента системи за отопление, там където технически и пазарно е възможно. Предвижда се, чрез нови топлофикационни мрежи – локални и разширения на съществуващите, да се задоволят потребностите в сградите от Обществен сектор и услугите, които не са свързани към централно отопление. Очаква се това да доведе до спестяване на 52 000 т CO₂ на година. Една възможност за това е използването на потенциала на високоефективни решения като газобутални двигатели, малки до големи газови турбини с отворен или затворен цикъл, парни турбини с гориво биомаса, термопомпи и др. Потенциал за увеличаване дела на енергията от ВИ в районните отоплителни и охладителни системи предлага оползотворяването на биомасата с фокус върху биомасата от отпадъци и остатъци от промишлените предприятия и бита, както и геотермалната енергия. Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарелите директни абонатни топлофикационни станции с модерни високоефективни автоматизирани индиректни станции, което ще намали загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще доведе до намаляване емисиите на CO₂.

При най-добрите практики, свързани с използване за районните отоплителни инсталации на предварително изолирани тръби, се постига намаляване на топлинните загуби до 3%. Подобно ниво на загубите може да бъде постигнато за системи с висока плътност на мощността. В контекста на националните условия за Р България се приема, че средната плътност на мощността на районните отоплителни системи ще позволи намаляване на топлинните загуби до 10% при използване на най-добрата налична технология. Развитието на производството на електрическа енергия от високоефективна когенерация допринася за намаляване на използваните горива, повишаване ефективността на производството на електрическа енергия и опазването на околната среда.

vii. Ако е приложимо, специфични мерки за насърчаване на използването на енергия от биомаса, особено за мобилизирането на нови ресурси от биомаса, като се взема предвид:

- наличието на ресурси от биомаса, включително устойчива биомаса: потенциалът за собствено производство и внос от трети страни*
- други видове употреба на биомаса в други сектори (селско стопанство и секторите във връзка с горското стопанство); както и мерки за осигуряване на устойчивостта на добива и употребата на биомаса*

Твърдата биомаса е най-широко използвания ВИ в страната, която намира приложение предимно в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане. Все още остава незначително потреблението на другите видове биомаса, в т.ч. и на отпадъци.

Дървата за горене са основния вид биомаса, която се потребява в страната, като бележи ръст използването на дървени отпадъци, растителни отпадъци. Запазва се положителната тенденция към подобряване на практиките при управление на отпадъците, като са постигнати националните цели за рециклиране на битови отпадъци, оползотворяване и рециклиране на отпадъци от опаковки и не на последно място са постигнати целите по рециклиране на масово разпространените отпадъци. Производството на биогаз от анаеробна ферментация на биомаса и от канализационни утайки е все още незначително. Биогазът се използва за производство на електрическа и топлинна енергия, в сектор Селско стопанство и сектор Други.

В тази връзка използването на биомасата за енергийни цели има широк потенциал за развитие. Усилията са насочени към по-широко оползотворяване на отпадъците (твърди битови отпадъци, утайки от пречиствателни станции за отпадъчни води и др.) и остатъците от промишлените предприятия, без да оказват негативно въздействие върху здравето и качеството на живота на населението в районите, в които са разположени инсталациите за производство на енергия от биомаса.

За да бъдат отчитани за целите на директивата, произведените от горскостопанска биомаса биогорива, нетранспортни течни горива от биомаса и газообразни и твърди горива от биомаса ще бъдат регламентирани изисквания за свеждане до минимум на риска от използване на биомаса, получена вследствие на неустойчиво производство. Ще бъдат регламентирани нормативни изисквания за устойчиво производство и потребление на газообразните и твърдите горива от биомаса при използването им за производство на електрическа и топлинна енергия от биомаса с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 20 MW за твърдите горива от биомаса, и с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 2 MW за газообразните горива от биомаса.

С измененията и допълненията в Закона за чистотата на атмосферния въздух (ДВ. бр. 98 от 27.11.2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) се предвижда разработването на наредба за изискванията за дървесината, която се използва за битово отопление.

По този начин се осигурява използването на дървесината, отговаряща на определени изисквания за качество. Наредбата ще бъде разработена от министъра на земеделието, храните и горите.

3.1.3. Други елементи на измерението

i. Когато е приложимо, националните политики и мерки, засягащи сектора на Схемата за търговия с емисии (СТЕ) на ЕС и оценката на взаимната допълняемост и въздействието на СТЕ на ЕС

България ще се възползва от възможността за безплатно разпределение на квоти на емисии на ПГ на инсталации за производство на електрическа енергия в периода 2021-2030 г. с цел модернизация на енергийния сектор в съответствие с чл. 10в от ДИРЕКТИВА (ЕС) 2018/410 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 14 март 2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходооефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции и на Решение (ЕС) 2015/1814.

Предвижда да бъдат разработени:

- критерии за подбор на проектите с общ размер на планираните инвестиции под 12,5 милиона евро, въз основа на които ще бъде съставен Списък на инвестициите, финансирани чрез безплатно разпределение на квоти за емисии на ПГ в периода 2021-2030 г.
- правила за провеждане на състезателна тръжна процедура за подбор на проектите с общ размер на планираните инвестиции над 12,5 милиона евро, които ще се финансират чрез безплатно разпределение на квоти за емисии на парникови газове в периода 2021-230 г.
- промени в Закона за енергетиката.

ii. Политики и мерки за постигане на други национални цели, ако е приложимо

Не е приложимо

iii. Политики и мерки за постигане на мобилност с ниски емисии (включително електрификацията на транспорта)

iv. Когато е приложимо, планирани национални политики, крайни срокове и мерки за постепенно премахване на енергийните субсидии, по-специално по отношение на изкопаемите горива

Не е приложимо

3.2. Измерение „Енергийна ефективност“

Планираните политики, мерки и програми за постигане на индикативните национални цели за енергийна ефективност за 2030 г., както и на другите цели, представени в точка 2.2, в това число планираните мерки и инструменти (също и от финансово естество) за насърчаване на енергийната ефективност на сградите, по-специално по отношение на следното:

- i. Схеми за задължения за ЕЕ и алтернативни мерки по членове 7а и 7б от Директива 2012/27/ЕС [версия, изменена в съответствие с предложение COM(2016)761] (предстои да се изготвят в съответствие с приложение II))*

За подпомагане изпълнението на националната цел за ЕЕ и в изпълнение на изискванията на чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, в България са въведени:

- схема за задължения за енергийни спестявания и
- алтернативни мерки,

които да осигурят постигането на общата кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия до 31 декември 2020 г.

Общата кумулативна цел за енергийни спестявания представлява ежегодно натрупване на нови енергийни спестявания при крайните клиенти за периода 2014–2020 г. Тя не може да е по-малка от 1.5% годишно от средната годишна стойност на общото количество на годишните продажби на енергия, включително горива, на крайните клиенти на територията на страната през 2010, 2011 и 2012 г., като се изключват количествата, продадени в сектор Транспорт под код "B_101900" по Евростат. От целта се изключват и количествата на продажбите на енергия, използвани в промишлени дейности по приложение № 1 от Закона за ограничаване изменението на климата.

Общата кумулативна цел за енергийни спестявания от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г. не може да е по-малка от ежегодни нови спестявания в размер на 0.8% от средната годишна стойност на общото количество на годишните продажби на енергия, включително горива, на крайните клиенти на територията на страната през 2016, 2017 и 2018 г., като се изключват количествата, продадени в сектор Транспорт под код "B_101900" по Евростат.

1) Определяне на общата кумулативна цел до 2020 г.

Средни продажби на енергия на крайни потребители за периода 2010-2012 г., ktoe

Показател	2010	2011	2012	Средногодишно енергийно потребление (КЕП) за периода 2010 – 2012 г.	Крайно
КЕП без транспорт	5 990	6 337	6 173	6 167	

България използва максимално допустимото 25% намаление по чл. 7, ал. 2 от Директива 2012/27/ЕС, чрез комбиниране на допусканията в чл. 7, ал. 2, букви а), б) и г).

Обща кумулативна цел за енергийни спестявания за 2020 г.

Средногодишно КЕП за периода 2010 – 2012 г.	Задължения без транспорт и с пълно използване на допустимото 25 % намаление по чл. 7, ал. 2	
ktoe	% от КЕП	Ktoe
6 167	31.5	1 942.7

Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2014-2020 г., ktoe

Година	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2014	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
2015		61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
2016			75,2	75,2	75,2	75,2	75,2
2017				75,2	75,2	75,2	75,2
2018					77,1	77,1	77,1
2019						77,1	77,1
2020							78,3

2) Определяне на общата кумулативна цел до 2030 г.

Средни продажби на енергия на крайни потребители за периода 2016-2018 г., ktoe

2016	2017	2018	Средногодишно за периода 2016 – 2018 г.
9 517	9 513.2	9 509.4	9 513

* В момента са налични статистически данни само до 2016 година. Данните за 2017 г. и 2018 г. са прогнозни от проучването „Прогнозен общ енергиен баланс на Република България за периода 2021 - 2030 и с хоризонт до 2050 година“.

Енергийни спестявания, ktoe											Общо
2021	76,11										76,11
2022	76,11	76,11									152,21

2023	76,11	76,11	76,11								228,32
2024	76,11	76,11	76,11	76,11							304,42
2025	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11						380,53
2026	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11					456,63
2027	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11				532,74
2028	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11			608,84
2029	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11		684,95
2030	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	761,06
<i>Кумулативни спестявания за периода 2021-2030, ktoe</i>											4 185,81

Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2021-2030 г., ktoe

СХЕМИ ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

Индивидуалните цели за енергийни спестявания представляват ежегодни енергийни спестявания при крайните клиенти за периода от 1 януари 2014 г. до 31 декември 2030 г. Определянето на индивидуалните цели става, като разликата между изчислената годишната кумулативна цел и оценката на енергийните спестявания от алтернативните мерки, се разпределя пропорционално на база продадените количества енергия от всяко задължено лице през предходната година, между следните задължените лица:

1. крайни снабдители, доставчици от последна инстанция, търговци с издадена лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“, които продават електрическа енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
2. топлопреносни предприятия и доставчици на топлинна енергия, които продават топлинна енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
3. крайни снабдители и търговци с природен газ, които продават на крайни клиенти повече от 1 млн. м³ природен газ годишно;
4. търговци с течни горива, които продават на крайни клиенти повече от 6.5 kt течни горива годишно, с изключение на горивата за транспортни цели;
5. търговци с твърди горива, които продават на крайни клиенти повече от 13 kt твърди горива годишно.

Годишните индивидуални цели на задължените лица се определят от АУЕР въз основа на подадени декларации за количества продадени горива и енергии на клиенти в крайното енергийно потребление през предходната календарна година. Декларациите се подават в АУЕР до 1 март всяка година. Списъкът на задължените лица и техните индивидуални годишни цели се актуализират ежегодно, съобразно промяната в количествата на продажбите на съответното задължено лице, спрямо общото количество на продажбите на всички задължени лица за предходната

година. Актуализацията на списъка се извършва с изготвяните от АУЕР Годишни отчети за изпълнението на НПДЕЕ.

АЛТЕРНАТИВНИ МЕРКИ

Съгласно разпоредбите на действащото законодателство са допустими следните алтернативни мерки:

- енергийни данъци или данъци за CO₂, чийто ефект е намаляване на крайното потребление на енергия;
- схеми и инструменти за финансиране или фискални стимули, които водят до прилагане на енергийноефективни технологии или техники и чийто ефект е намаляване на крайното потребление на енергия;
- разпоредби или доброволни споразумения, които водят до прилагане на енергийноефективни технологии или техники и чийто ефект е намаляване на крайното потребление на енергия;
- стандарти и норми, целящи подобряване на енергийната ефективност на продуктите и услугите, в т.ч. на сградите и на превозните средства, освен в случаите, когато такива стандарти и норми са задължителни и приложими в държавите членки по силата на правото на Европейския съюз;
- схеми за етикетирание на енергийната ефективност, с изключение на схемите, които са задължителни и приложими в държавите членки по силата на правото на Европейския съюз;
- образование и обучение, включително консултантски програми в областта на енергетиката, водещи до прилагането на енергийноефективни технологии или техники и чийто ефект е намаляване на крайното потребление на енергия.

Оценката за възможния подход за изпълнение на общата кумулативна цел по схемата за задължения за периода 2014–2020 г. в България, чрез прилагане на алтернативни мерки е направена при следните предпоставки:

- Минималната кумулативната цел при КЕП след пълно използване на 25% намаление е 1 943 ktOE за периода 2014–2020 г.;
- Обхванатите от схемата за задължения търговци на горива и енергия, по предварително проучване, се очаква да покрият не повече от 60% от КЕП;
- В периода 2010-2016 г. в България има действаща схема за индивидуални цели за годишни енергийни спестявания, която обхваща повече задължени лица;
- Горепосочените индивидуални цели не са включени в новата схема за задължения за периода 2016-2020 г., която трябваше да замени старата схема за задължения и в която задължени лица се предвижда да бъдат само търговци с енергия. През периода 2014-2016 г. действаше реално само старата схема за задължения, поради забавяне приемането на промените в ЗЕЕ и наредбите към него,

включително наредбата за определяне новите индивидуални цели на търговците с енергия;

- В периода 2016-2020 г. собственици на ПС и на държавни и общински сгради не са задължени лица.

Алтернативна мярка 1: Индивидуални цели за енергийни спестявания на собственици на ПС и на държавни и общински сгради

Съгласно разпоредбите на ЗЕЕ в периода 2014-2016 г., освен търговците на горива и енергия, индивидуални цели за енергийни спестявания имат още две групи задължени лица:

- собственици на сгради – държавна и общинска собственост;
- собственици на промишлени системи с годишно потребление на енергия над 3 000 MWh.

Периодът на действие на тези цели е 2010-2016 г., но за нуждите на алтернативния подход при изпълнение на схемата за задължения се отчитат само спестяванията, реализирани в последния тригодишен период – 2014-2016 г.

Списъкът на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания са приети от Министерския съвет и разпределението им е както следва:

Стойности на целите за енергийни спестявания на собственици на сгради и собственици на ПС

Задължени лица	Цел за енергийни спестявания за периода 2010-2016 г.		Цел за енергийни спестявания в рамките на алтернативния подход за периода 2014-2016 г.	
	<i>GWh/г.</i>	<i>ktoe/г.</i>	<i>GWh/г.</i>	<i>ktoe/г.</i>
Собственици на държавни и общински сгради	521	44.8	260.5	22.4
Собственици на ПС с потребление на енергия над 3 000 MWh/г.	819	70.4	409.5	35.2
Общо	<i>1 340</i>	<i>115.2</i>	<i>670</i>	<i>57.6</i>

Разпределение на отговорностите - участващи и изпълняващи лица

- *Задължени лица* – изпълняват и отчитат ежегодно в АУЕР напредъка по изпълнението на мярката;
- *Консултанти по енергийна ефективност, вписани в публичния регистър на АУЕР* – извършват обследване за ЕЕ преди и след прилагане на мерки или извършват оценка на постигнатите енергийни спестявания по специализирани методики, утвърдени по реда на Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г.; изготвят доклад с оценка на постигнатите спестявания;

• АУЕР – извършва мониторинг на изпълнението на мярката като обобщава, анализира и оценява общото ѝ изпълнение въз основа на подадените отчети от задължените лица; осъществява контрол върху квалификацията и дейността на консултантите по ЕЕ, върху прилагането на специализираните методики и върху докладите с оценка на постигнатите енергийни спестявания; верифицира постигнатите от задължените лица енергийни спестявания чрез издаване на Удостоверения; поддържа информационен масив с база-данни по изпълнението на мярката.

Алтернативна мярка 2: „Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради“

Описание на мярката

През 2015 г. е приета Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради, насочена към обновяване на многофамилни жилищни сгради, чрез изпълнение на мерки за ЕЕ.

Сравнение на индивидуалните цели на задължените лица при използване на основен и на смесен подход за изпълнение на чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, ktоe/г.

Година	Схема за задължения – основен подход	Съществуваща схема за задължения ³	Национална програма за ЕЕ на многофамилни жилищни сгради ⁴	Остатък за задължените лица
2014	61,7	29,1	-	32,6
2015	61,7	20,8	-	30,9
2016	75,2	20	7,6	47,6
2017	75,2	-	23,44	51,76
2018	77,1	-	16,5	60,6
2019	77,1	-	16,5	60,6
2020	78,3	-	16,5	61,8
Общо 2014-2020 г.	506,3			355,86
С натрупване 2014-2020 г.	1 942,7			1 283,44

Националната програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради е насочена към обновяване на многофамилни жилищни сгради с основна цел, чрез изпълнение на мерки по ЕЕ да се осигурят по-добри условия на живот за гражданите в многофамилни жилищни сгради, топлинен комфорт и по-високо

³ Стойностите се базират на годишните отчети за изпълнението на НПДЕЕ за периода 2014 г. - 2016 г.

⁴ Стойностите се базират на отчетени от Управляващия орган спестявания и на инженерна оценка според предвидените инвестиции по програмата. Източник: МРРБ

качество на жизнената среда. В рамките на Програмата се предоставя финансова и организационна помощ на сдружения на собственици, регистрирани по реда на Закона за управление на етажната собственост, в многофамилни жилищни сгради за подобряване на ЕЕ на сградите, в които живеят.

Помощ и подкрепа получават СС в страната, чиито сгради са в съответствие с определените критерии за допустимост. Сдруженията на собственици кандидатстват пред общината, а критериите за подбора предвиждат всички, които отговарят на изискванията, по реда на подаване и одобрение на заявленията за кандидатстване да получат 100% безвъзмездна финансова помощ и организационна подкрепа за изпълнение на обновяване до изчерпване на финансовия ресурс, определен по Програмата.

Общините осъществяват прием на документи за кандидатстване, оценка, одобрение, мониторинг на изпълнението на мерките за ЕЕ по сградите. Кметът на всяка община отговаря за изпълнението на целия процес по обновяване на жилищните сгради на своята територия и за избора на изпълнители по реда на ЗОП за осъществяване на отделните дейности по сградите.

✓ *Териториален обхват на Програмата*

Допустими за участие по програмата са всичките 265 общини на територията на Република България, като дейности са осъществявани в рамките на 143 общини.

На задължително обследване за ЕЕ подлежат всички:

1. предприятия за производство, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
2. предприятия за предоставяне на услуги, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
3. промишлени системи, чието годишно потребление на енергия е над 3000 MWh;
4. системи за външно изкуствено осветление, разположени в населено място с население над 20 000 жители;
5. сгради за обществено обслужване в експлоатация с разгъната застроена площ над 250 кв. м и всички сгради в експлоатация с изключение на чл. 38, ал. 1 от ЗЕЕ.

✓ *Финансов ресурс*

Програмата се реализира с финансов ресурс от 2 млрд. лв. При осигуряване на допълнителни средства финансовият ресурс по Програмата може да бъде увеличен.

Програмата се реализира с финансов ресурс от 2 млрд. лв. – национални средства, част от които са получени от заеми на Българска банка за развитие с държавни

гаранции (заем от KfW за 100 млн. евро и от БРСЕ за 150 млн. евро). Понастоящем ББР е изплатила напълно средствата по тези заеми.

✓ *Критерии за допустимост на сградите по Програмата*

Допустими са всички многофамилни жилищни сгради, строени по индустриален способ: ЕПЖС (едропанелно жилищно строителство); ППП (пакетно повдигани плочи); ЕПК (едроплощен кофраж); пълзящ кофраж и разновидностите им, с минимум 36 самостоятелни обекта с жилищно предназначение.

От 2016 г. вече са допустими и:

- многофамилни жилищни сгради, строени по индустриален способ: ЕПЖС (едропанелно жилищно строителство); ППП (пакетно-повдигани плочи); ЕПК (едроплощен кофраж); пълзящ кофраж и разновидностите им - на три или повече етажа, от минимум 6 (шест) самостоятелни обекта с жилищно предназначение до 36 самостоятелни обекта с жилищно предназначение;
- многофамилни жилищни сгради (масивни сгради), проектирани преди
- 26 април 1999 г., на три или повече етажа с 6 (шест) или повече самостоятелни обекта с жилищно предназначение.
- Горепосочените сгради са допустими за финансиране само в случаите, когато попадат извън обхвата на проектните предложения на общините по 1 и ПО 2 на Оперативна програма „Региони в растеж“ (ОПРР) 2014-2020.

✓ *Финансова помощ*

Сгради с одобрени заявления за кандидатстване ще получат до 100 % безвъзмездна финансова помощ. Сдружения на собственици, в които се упражнява стопанска дейност, са получатели на минимална помощ съгласно механизма на схемата за минимална помощ и заплащат съответната част от разходите.

i. Дългосрочна стратегия за саниране с цел саниране на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради (обществени и частни) , включително политики, мерки и действия за насърчаване на разходоефективно основно саниране и политики и действия, насочени към сегментите от националния сграден фонд с най-лоши характеристики, в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС

ii. Описание на политиката и мерките за насърчаване на енергийните услуги в публичния сектор с цел премахване на регулаторните и нерегулаторните пречки, които възпрепятстват разпространението на договорите за енергоспестяване с гарантиран резултат и на други модели на услуги за енергийна ефективност

Предоставянето на енергийноефективни услуги е регламентирано в Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ). Съгласно ЗЕЕ енергийните услуги имат за цел комбиниране доставката на енергия с енергийноефективна технология и/или с

действие, което обхваща експлоатацията, поддръжката и управлението, необходими за предоставяне на услугата, и водят до проверимо, измеримо или оценимо повишаване на ЕЕ и/или спестяване на първични енергийни ресурси. Енергийноэффективни услуги се извършват въз основа на писмени договори, сключени с крайните потребители на енергия. ЗЕЕ също така определя и лицата, които могат да извършват енергийноэффективни услуги – физически или юридически лица – търговци по смисъла на Търговския закон или по смисъла на законодателство на държава-членка на Европейския съюз, или на друга държава – страна по Споразумението за Европейското икономическо пространство.

Съществена роля за стимулиране на пазара на енергийноэффективни услуги има изпълнението на договори с гарантиран резултат. При тези договори възстановяването на направените инвестиции и изплащането на дължимото възнаграждение на доставчиците (ЕСКО компаниите) се извършват за сметка на реализираните спестявания на енергия. Те дават гаранция за своето изпълнение, респективно за спестяванията, които ще бъдат реализирани след изпълнението на проекта.

За сгради държавна и/или общинска собственост, които са предмет на ДГР има разработена специална Наредба № РД-16-347 от 2 април 2009 г. за условията и реда за определяне размера и изплащане на планираните средства по договори с гарантиран резултат, водещи до енергийни спестявания в сгради - държавна и/или общинска собственост. АУЕР участва в разглеждането и одобряването на средства за изпълнение на договори с гарантиран резултат в сгради държавна и/или общинска собственост, изпраща мотивирано предложение до Министерство на финансите за финансиране и изплащане на средствата и удостоверява, че за съответната сграда няма издаден сертификат в резултат на изпълнени дейности по други програми.

АУЕР е национален администратор на Европейски професионален кодекс за ДГР. Кодексът е създаден в рамките на проект „Повишаване прозрачността на пазарите за енергийни услуги (Transparensence)“, финансиран от ЕК по Програма "Интелигентна енергия за Европа". Той е съвкупност от ценности и принципи, необходими за успешната подготовка и изпълнение на проекти в областта на ДГР в европейските страни и определя принципите за поведение най-вече на доставчиците по ДГР. На Интернет страницата на АУЕР могат да бъдат намерени свързаните с Кодекса документи.

iii. Други планирани политики, мерки и програми за постигане на ориентировъчните национални приноси по отношение на енергийна ефективност за 2030 г., както и другите цели, посочени в точка 2.2 (като например мерки за насърчаване обществените сгради да служат за пример за енергийно-ефективни обществени поръчки, мерки за насърчаване на енергийни обследвания и системи за

За постигането на определената национална цел за енергийна ефективност от 27% до 2030 г. ще бъдат прилагани съществуващи, а така също и допълнителни политики и мерки:

- **Насърчаване обществените сгради да служат за пример**

Съгласно разпоредбите на Директива 2010/31/ЕС, относно енергийните характеристики на сградите и Директива 2012/27/ЕС, относно енергийната ефективност, публичните органи на национално, регионално и местно ниво следва да служат за пример по отношение на енергийната ефективност. В тази връзка Република България е определила по-амбициозна цел за обновяване на сградите, притежавани и ползвани от централната администрация като законовото изискване, заложено в чл. 23, ал. 1 от ЗЕЕ, е във всички отоплявани и/или охлаждащи сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация ежегодно да се предприемат мерки за подобряване на енергийните характеристики на поне 5% от общата РЗП. В основата на съображенията за налагане на по-амбициозна цел стои освен необходимостта от намаляване на енергийното потребление в сградите, поради въздействието му в дългосрочен план, но и стимулиращата роля на сградите, притежавани от публични органи, тъй като те представляват значителен дял от сградния фонд и са с висока степен на видимост в публичния живот.

- **Енергийно-ефективни обществени поръчки**

Съгласно чл. 30а от ЗЕЕ при провеждане на обществени поръчки публичните възложители ще закупуват само продукти, услуги и сгради с високи показатели за енергийна ефективност, в т.ч.:

1. продукти, отговарящи на критерия за принадлежност към най-високия възможен клас на енергийна ефективност;
2. офис оборудване, определено и отговарящо на изискванията на приложение „В" на Споразумението между правителството на Съединените американски щати и Европейския съюз за координирането на програми за етикетиране на енергийната ефективност на офис оборудване (ОВ, L 63/7 от 6 март 2013 г.);
3. автомобилни гуми, които отговарят на критерия за най-висок клас енергийна ефективност на използване на горивата, както е определено в Регламент (ЕО) № 1222/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 25 ноември 2009 г. относно етикетирането на гуми по отношение на горивната ефективност и други съществени параметри (ОВ, L 342/46 от 22 декември 2009 г.), наричан по-нататък „Регламент (ЕО) № 1222/2009";

4. сгради, които отговарят на минималните изисквания за енергийни характеристики, удостоверено със сертификат за енергийни характеристики.

- **Енергийни обследвания и системи за управление**

На задължително обследване за ЕЕ подлежат всички:

1. предприятия за производство, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
2. предприятия за предоставяне на услуги, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
3. промишлени системи (ПС), чието годишно потребление на енергия е над 3000 MWh;
4. системи за външно изкуствено осветление, разположени в населено място с население над 20 000 жители.

Обследването се извършва най-малко веднъж на всеки 4 години.

Предприятията и собствениците на ПС, които прилагат система за управление на енергията или на околната среда, подлежаща на сертифициране от независим орган за съответствие с европейски или международни стандарти, се освобождават от изискванията за задължително обследване за ЕЕ, при условие че приложената от тях система за управление включва енергийно обследване на съответното предприятие или промишлена система.

Прилагането на система за управление на енергията или на околната среда и доказателства, че приложената от тях система за управление отговаря на минималните изисквания за енергийни обследвания, се предоставят в АУЕР в едномесечен срок от придобиването на сертификата.

Собствениците на предприятия, ПС и системи за външно изкуствено осветление са длъжни да извършват управление на ЕЕ. Управлението на ЕЕ се извършва чрез поддържане на бази данни за месечното производство и потребление по видове енергии, ежегодно изготвяне на анализи на енергийното потребление, както и чрез изпълнение на други мерки, които водят до енергийни спестявания. За управлението на ЕЕ задължените лица изготвят ежегодни отчети по образец, изготвен от АУЕР, които се предоставят в Агенцията не по късно от 1 март на годината, следваща годината на отчитане.

В България е въведена система за обследване за ЕЕ и сертифициране на сгради в експлоатация с РЗП над 250 m², в изпълнение разпоредбите на Директива 2010/31/ЕС. Сертификатът за енергийни характеристики на сграда в експлоатация

се актуализира при извършването на следните дейности, водещи до промяна на енергийните характеристики на сградата:

1. преустройство;

2. реконструкция, основно обновяване или основен ремонт, когато се обхващат над 25% от площта на външните ограждащи конструкции и елементи на сградата.

Собствениците на сгради с РЗП над 250 m² са длъжни да изпълнят мерките за достигане на минимално изисквания се клас на енергийно потребление, предписани от първото обследване, в тригодишен срок от датата на приемане на резултатите от обследването.

Собствениците на сгради за обществено обслужване – държавни и общински администрации, са задължени да извършват управление на ЕЕ. Управлението се извършва чрез изпълнение на програми, дейности и мерки за повишаване на ЕЕ и ежегодно изготвяне на анализи на енергийното потребление. За управлението на ЕЕ, подобно на собствениците на предприятия, собствениците на сгради също изготвят ежегодни отчети по образец, изготвен от АУЕР, като отчетите се предоставят в Агенцията не по късно от 1 март на годината, следваща годината на отчитане.

Националното законодателство предвижда и извършването на проверка за ЕЕ и оптимизация работата на водогрейни котли и климатични инсталации в публични сгради. В зависимост от инсталираната мощност и вида на използваната енергия, отоплителните инсталации с водогрейни котли подлежат на задължителна периодична проверка за ЕЕ веднъж на:

1. всеки 6 години – за отоплителни инсталации с водогрейни котли на природен газ с единична номинална мощност над 20 kW до 100 kW включително;

2. всеки 4 години – за отоплителни инсталации с водогрейни котли на течно или твърдо гориво с единична номинална мощност над 20 kW до 100 kW включително, и на природен газ с единична номинална мощност над 100 kW;

3. всеки две години – за отоплителни инсталации с водогрейни котли на течно или твърдо гориво с единична номинална мощност над 100 kW.

Климатичните инсталации в сгради с номинална електрическа мощност над 12 kW подлежат на задължителна периодична проверка за ЕЕ веднъж на всеки 4 години.

Извършено обследване за енергийна ефективност или прилагане на сертифицирана система за управление на енергията, или на околната среда, е и един от критериите, на които следва да отговарят предприятията, кандидатстващи за помощи по реда на Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (Наредбата). Тези предприятия следва да извършват и управление на енергийната ефективност, както и да са представили в Агенцията за устойчиво енергийно развитие отчет за това. Наредбата е издадена на основание чл. 4, ал 2, т. 21 от Закона за енергетиката, в съответствие

с Насоките относно помощта за околната среда. Същата регламентира реда и условията за предоставяне на помощ на предприятия в сектори, изложени на риск поради разходите, произтичащи от финансирането на подкрепата за енергията от възобновяеми източници, за да се запази конкурентоспособността на тези предприятия.

- **Отчитане и фактуриране**

Отчитане на електрическа енергия

Съгласно разпоредбите на Закона за енергетиката електрическата енергия, доставена на крайни клиенти, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на оператора на електропреносната мрежа или на оператора на съответната електроразпределителна мрежа, разположени до или на границата на имота на клиента. Потребителите на електрическа енергия не заплащат такса за средствата за търговско измерване.

Структурата на пазара на електрическа енергия и условията за участие в пазара на електрическа енергия се определят с Правила за търговия с електрическа енергия, издадени от Комисията за енергийно и водно регулиране.

Отчитане на топлинна енергия

Един от основните способи за отчитане на изразходваната топлинна енергия от домакинствата е системата "топлинно счетоводство", въведена в България през 1999 г. в ЗЕ, като една от мерките за ЕЕ, залегнали в условията за присъединяване на Р България към ЕС. С помощта на уредите за дялово разпределение (разпределители, водомери, апартаментни топломери), общата енергия за отопление и подгриване на вода може да бъде разпределена между отделните имоти. Дяловото разпределение на топлинна енергия в сграда етажна собственост се извършва по методика – приложение към Наредба № 16-334 за топлоснабдяването. Абонатните станции у нас са оборудвани с топломери, които се отчитат в края на всеки месец. Отчетената топлинна енергия се разпределя между клиентите на база потреблението на всеки имот от предходния отоплителен сезон, като всеки месец топлофикационното дружество изпраща на потребителите фактури отразяващи тези данни. След отчитане показанията на уредите в края на отоплителния сезон, топлинният счетоводител изготвя изравнителна сметка. Тя се изчислява на базата на реалното потребление за всеки отделен имот.

В резултат на въвеждането на тази мярка са монтирани индивидуални разпределители и прибори за регулиране на топлинна енергия практически на всички отоплителни тела.

Във връзка с наличието за повечето сгради на общи отоплителна система и система за битова гореща вода, в нормативна уредба е осигурена освен прозрачност и точност на отчитането на индивидуалното потребление, така и прозрачни правила за разпределение на разходите за потребление на топлинна енергия и топла вода в многофамилни сгради, снабдявани от централен източник на топлоснабдяване.

Сградните инсталации на клиентите се присъединяват към топлопреносната мрежа чрез присъединителен топлопровод и абонатна станция. Когато се присъединява нова сграда във всеки отделен имот в сградата се монтира индивидуален топломер на конкурентна цена. Когато се присъединява съществуваща сграда, след основен ремонт и преработка на сградните отоплителни инсталации от вертикално в хоризонтално разпределение, във всеки отделен имот в сградата се монтира индивидуален топломер на конкурентна цена.

Отчитане на енергия от природен газ

Отчитането на количествата природен газ, пренесен по газопреносната мрежа се извършва в газоизмервателните точки, собственост на преносното предприятие, разположени на газопреносната мрежа съобразена с нормативните изисквания за нейното проектиране, строителство и експлоатация.

Измерване на количествата природен газ, пренесен по газоразпределителната мрежа се извършва на газоизмервателния уред поставен преди потребителя, но собственост на газоразпределителното предприятие. Обслужването на средствата за търговско измерване на газопреносната и газоразпределителна мрежа е задължение на оператора на съответната мрежа в съответствие с нормативната уредба за търговски измервания: Закон за измерванията и Правила за търговия с природен газ.

Фактуриране

Начините и условията за фактуриране на крайните потребители са регламентирани в ЗЕ. Енергийните предприятия са длъжни да предоставят на своите потребители на енергийни услуги информация за:

1. начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност;
2. процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си;
3. реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга;
4. изготвянето на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика;

5. делът на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година, по разбираем и ясно съпоставим начин;
6. съществуващите източници на обществено достъпна информация за въздействието върху околната среда, по отношение най-малко на емисиите на въглероден диоксид и радиоактивните отпадъци, резултат от производството на електрическа енергия от различните енергийни източници, в общата доставена енергия от доставчика през предходната година;
7. средствата за уреждане на спорове.

Тази информация се представя във фактурите или заедно с тях в информационни материали и на Интернет страниците на енергийните предприятия. По този ред доставчиците на енергия и природен газ предоставят на потребителите на енергийни услуги и контролен списък, приет от ЕК, съдържащ практическа информация за техните права.

Също така, ЗЕ задължава крайния снабдител да информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на електрическа енергия или на природен газ на крайните клиенти за това шестмесечие е по-висока с над 50% от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година.

В допълнение на това, голяма част от снабдителите с енергия поддържат подробна информация за съдържанието на фактурите към крайния потребител на Интернет страниците си, като някои от тях предприемат и допълнителни действия, като изпращане на писма (на електронен и хартиен носител) до своите клиенти с разяснения на съдържанието на фактурата за потребена енергия.

- **Програми за информиране и обучение на потребителите**

Мярката цели да се осигури повишаването на информираността на потребителите относно използваната от тях електрическа и топлинна енергия и енергия от природен газ, както и по отношение на ползите от прилагането на мерки за ЕЕ. Търговците с енергия публикуват на страниците си информация относно начините за пестене на енергия и поддържат онлайн архив с електронни фактури. Към дружествата има консултанти по ЕЕ, които подпомагат клиентите да намалят потреблението си на енергия, без осъществяването на скъпи инвестиции и сложни ремонти.

Освен, че мярката се прилага от търговците с енергия в страната като част от техните информационни кампании и инициативи, изпълнението ѝ допълнително се подпомага от областните и общинските администрации в страната. Различни инициативи за повишаване на информираността на потребителите са включени в програмите за повишаване на ЕЕ на регионалните и местните власти, изготвяни в

изпълнение на задълженията им по чл. 12 от ЗЕЕ. Инициативите включват създаването на потребителски съвети, организиране на ден на потребителя, както и множество кампании в областните и общинските центрове, където клиентите могат да се запознаят с начините за спестяване на енергия.

Информационните кампании, както и прилагането на различни поведенчески мерки, са включени като допустими мерки в Наредба № Е-РД-04-3 от 4 май 2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им.

За подпомагане на изпълнението на мярката се разработват специализирани методики за оценка на енергийните спестявания след прилагането на различни поведенчески мерки по реда на Наредба № Е-РД-04-3 от 4 май 2016 г. Методиките се изготвят по образец, утвърден в Наредбата и преминават през обсъждане от специално сформирани от АУЕР експертни групи, отново по реда на същата Наредба.

- **Осигуряване на схеми за квалификация, акредитиране и сертифициране**

Условията и редът за придобиване и признаване на квалификация за извършване на обследване за ЕЕ на сгради и промишлени системи, и сертифициране на сгради са уредени в ЗЕЕ. Дейностите по обследване за ЕЕ, сертифициране на сгради, изготвяне на оценка за съответствие на инвестиционните проекти и изготвяне на оценки за енергийни спестявания се извършват от лица, вписани в публични регистри, поддържани от АУЕР. В ЗЕЕ са предвидени изискванията, на които следва да отговарят въпросните лица, като тези изисквания се детайлизират на подзаконово ниво в Наредба № РД-16-301 от 10 март 2014 г. за обстоятелствата, подлежащи на вписване в регистрите на лицата, извършващи обследване и сертифициране на сгради и обследване за енергийна ефективност на промишлени системи, реда за получаване на информация от регистрите, условията и реда за придобиване на квалификация и необходимите технически средства за извършване на дейностите по обследване и сертифициране.

Вписаните в публичния регистър на АУЕР лица притежават удостоверение за успешно положен изпит за повишаване на квалификацията за извършване на дейностите по обследване и сертифициране на сгради и обследване за енергийна ефективност на промишлени системи.

- Задължително поетапно изваждане от употреба на отоплителните уреди на твърдо гориво, които не отговарят на изискванията на Регламентите за екодизайн (ЕС) 2015/1185 и (ЕС) 2015/1189 и замяната им с други средства за отопление;

В проекта на Национална програма за подобряване качеството на атмосферния въздух 2018-2020 г. е включена мярка в областта на битовото

отопление - задължително поетапно извеждане от употреба в периода 2020-2024 г. на печки и котли на твърдо гориво, които не отговарят на изискванията на Регламентите за екодизайн и въвеждането на алтернативни мерки за отопление да допринесат с 78% от очакваното намаление на емисиите на ФПЧ10 от сектора на битовото отопление. Крайната цел на мярката е поетапното извеждане от употреба на неефективните уреди на твърдо гориво.

iv. Когато е приложимо, описание на политиките и мерките за насърчаване на ролята на местните енергийни общности във връзка с приноса им в изпълнението на политиките и мерките, посочени в подточки i), ii), iii) и iv)

Не е приложимо към настоящия момент

v. Описание на мерките за разработване на мерки за използване на потенциала за подобряване на енергийна ефективност на газопреносната и електропреносната инфраструктура

За ефективното използване на енергията при производството, преноса и разпределение в Закона за енергетиката са регламентирани изисквания, които Комисията за енергийно и водно регулиране отчита при определяне на цените на електрическа и топлинна енергия и природен газ. В изпълнение на правомощията си по този закон КЕВР:

- определя максимални размери на технологичните разходи при производството, преноса и разпределението на електрическа енергия, при производството и преноса на топлинна енергия и при преноса, разпределението и съхранението на природен газ, които могат да бъдат признати при определяне на цените, съгласно методика или указания, приети от комисията;
- изисква от операторите на електрическите и газовите мрежи да извършат оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, която включва анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите, ефективното функциониране на мрежите и възможностите за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на енергия;
- въведено е задължение към операторите на мрежи при разработването на планове за развитие на мрежите да включват мерки и да планират съответните инвестиции за подобряване на енергийната ефективност в газовите и електроенергийните мрежи, както и график за тяхното изпълнение.

В правомощията на КЕВР е и извършването на оценка за икономическата целесъобразност от въвеждането на интелигентни системи за измерване,

предложени от операторите на мрежите. В случай, че въвеждането е икономически обосновано, КЕВР изготвя графици за въвеждането им, като гарантира оперативната съвместимост на интелигентните системи за измерване при отчитане на подходящи стандарти, най-добри практики и значението им за развитието на вътрешния пазар на електрическа енергия и природен газ.

В допълнение, в ЗЕ е регламентирано, че при изпълнение на регулаторните си правомощия, в областта на ЕЕ, КЕВР се ръководи от следните общи принципи:

- ✓ насърчаване повишаването на ЕЕ при производството, преноса, разпределението и крайното потребление на енергия и природен газ, както и;
- ✓ създаването на стимули на операторите на преносни и разпределителни мрежи за осигуряване на системни услуги на крайните клиенти, които дават възможност да се реализират мерки за подобряване на ЕЕ с въвеждане на интелигентни мрежи, като се вземат предвид разходите и ползите, свързани с всяка мярка, при гарантиране сигурността на системата.

Във връзка с ценовото регулиране КЕВР има за цел цените за пренос и разпределение на електрическа енергия да не ограничават повишаването на ЕЕ при производството, преноса и разпределението на енергия и включването на оптимизацията на потреблението в балансирането на пазарите и предоставянето на допълнителни услуги, както и отразяване в мрежовите тарифи на намаляването на разходи в мрежите, постигнато от потребителите, оптимизирането на енергопотреблението, децентрализацията на производството, понижаване на разходите за доставка или за инвестиции в мрежите и от оптимизация на работата на мрежите.

По отношение оптимизирането на потреблението, КЕВР се ръководи от принципа цените за пренос и разпределение на електрическа енергия да позволяват повишаване участието на крайните клиенти в подобряване ефективността на електроенергийната система чрез оптимизиране на потреблението. Също така се стреми да насърчава операторите на преносни и разпределителни мрежи да предлагат системни услуги за оптимизация на потреблението на електрическа енергия, за управление на енергопотреблението и на децентрализирано производство в рамките на организирани електроенергийни пазари и да подобряват ефективността при проектирането и функционирането на мрежите, и по-специално:

- прехвърляне на натоварването от върхови часове към ненатоварени часове от страна на крайните клиенти, като се взема предвид наличността на енергия от ВИ, от комбинирано производство на енергия и от децентрализирано производство;
- спестяване на енергия чрез оптимизация на потреблението от децентрализирани източници на производство посредством съчетаване на предоставяне на енергийноефективни услуги и участие на балансиращия

пазар на електрическа енергия;

- намаляване на потреблението чрез мерки за ЕЕ, реализирани от доставчици на енергийно ефективни услуги;
- присъединяване и диспечерско управление на енергийни обекти за производство на електрическа енергия на средно и ниско напрежение;
- присъединяване на енергийни обекти за производство на електрическа енергия, разположени по-близо до точките на потребление;
- предоставяне на достъп до мрежите на съоръжения за акумулиране на енергия.

Друга цел е въвеждането на динамично ценообразуване за мерки за оптимизация на потреблението на електрическа енергия от страна на крайните клиенти чрез:

- цени, отчитащи периода на потребление;
- цени за критичните периоди на върхово натоварване;
- ценообразуване в реално време;
- отстъпки при намалено потребление през върхови периоди.

Мерки при газоразпределителните дружества

Прилаганите мерки за ЕЕ от газоразпределителните дружества са следните:

1. Мерки, свързани с контрола и диагностиката на техническото състояние на мрежите:
 - ✓ Групиране на газопроводите по възраст от началото на въвеждане в експлоатация, като в по-старите участъци се въвежда по-кратък контролен период за обход и търсене на утечки на природен газ;
 - ✓ Групиране на газопроводите по честота на пробивите и утечките;; Извършване на анализ на баланса вход-изход от газоразпределителната мрежа;
2. Локализиране изтичането на природен газ.
3. Мерки, свързани с предотвратяване на щети, причинени от трети лица: анализ и предотвратяване на действия на трети лица, свързани с нарушаване целостта на мрежата, което води до изтичане на природен газ – ограничаване на достъпа и охраняване на обектите;
4. Мерки по време на строителството и запълването на газоразпределителните мрежи – използване на сертифицирани материали и фирми изпълнители;
5. Експлоатационни мерки:
 - ✓ Управление на налягането;
 - ✓ Одориране на природния газ;
 - ✓ Редовно обхождане на газоразпределителната мрежа;
 - ✓ Изграждане на система за дистанционно наблюдение на стойностите на

електрохимичните защиты на металните газопроводи;

- ✓ Включване на нови абонати ще се осъществява, чрез връзване под налягане, с цел намаляване на технологични загуби;
- ✓ Внедряване на интелигентни измервателни системи в газоразпределителните мрежи.

Мерки при електроразпределителните дружества

По отношение на мерките за намаляване на технологичните разходи за пренос и разпределение на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, от операторите на мрежи се извършва следното:

1. Намаляване на техническите загуби при преноса и разпределението на електрическа енергия, чрез:
 - ✓ Увеличаване сечението на проводниците на ниво средно и ниско напрежение при кабелни и въздушни мрежи;
 - ✓ Изграждане на нови трансформаторни постове, при което се намаляват дължините на изводите за мрежите ниско напрежение и/или се преразпределят електрическите товари;
 - ✓ Подмяна на монтираните силови трансформатори, с нови, с по-ниски загуби на енергия на празен ход и на късо съединение;
 - ✓ Термовизионно обследване на трансформатори, уредби средно напрежение и ниско напрежение за откриване на проблемни места, характеризиращи се с повишена температура.
2. Повишаване на надеждността при измерване на количествата електрическа енергия постъпили или напуснали електроразпределителната мрежа и ограничаване възможността за нерегламентираното ѝ използване, чрез:
 - ✓ Подмяна на средства за търговско измерване;
 - ✓ Обезопасяване и изнасяне на средствата за търговско измерване на границата на собственост;
 - ✓ Изграждане на SMART GRID-мрежи.

Мерки при топлофикационните дружества

Потенциалът за ЕЕ на инфраструктурата на централизираното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарелите директни абонатни топлофикационни станции с модерни високоефективни автоматизирани индиректни станции, което ще намали загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще доведе до намаляване емисиите на ПГ. При най-добрите практики, свързани с използване за районните отоплителни инсталации на предварително изолирани тръби, се постига намаляване на топлинните загуби до 3%. Подобно ниво на загубите може да бъде постигнато за

системи с висока плътност на мощността. В контекста на националните условия за Република България се приема, че средната плътност на мощността на районните отоплителни системи ще позволи намаляване на топлинните загуби до 10% при използване на най-добрата налична технология.

С цел да се намалят загубите до 10% (при текущи средни загуби 23.7%), топлофикационните мрежи трябва да бъдат модернизирани така, че годишните загуби да бъдат намалени от 2.77 TJ/km до 1.17 TJ/km. Тъй като дължината на топлопреносната мрежа (1 898 км) е тясно свързана със стойността на загубите при пренос, може да се предположи, че изискването за намаляване на загубите на километър от мрежата до 1.17 TJ/km следва да се прилага към всички топлофикационни системи в страната. Потенциалът, в резултат от подобряване на ЕЕ на топлофикационните системи, се оценява на 1.6 TJ, представляващи 30.3% от топлината, която в момента се губи при транспортирането на топлоносителя.

vi. Регионално сътрудничество в тази област, ако е приложимо

Не е приложимо

vii. Финансови мерки, включително подкрепа от ЕС и използване на средства от фондовете на ЕС на национално равнище

Финансови механизми за стимулиране на мерки за повишаване на енергийната ефективност :

- Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“;
- Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г.;
- Оперативна програма „Региони в растеж“ 2014-2020 г.;
- Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради;
- Национален доверителен „Екофонд“ – Инвестиционна програма за климата;
- Програма за развитие на селските райони 2014-2020 г.;
- Програма за кредитиране на енергийната ефективност в дома;
- Оперативна програма "Транспорт и транспортна инфраструктура" 2014-2020 г.;
- Финансов механизъм на европейското икономическо пространство 2014-2021 г.

3.3. Измерение „Енергийна сигурност“

i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.3

Политиките и мерките за сигурността в областта на енергийния сектор на страната могат да бъдат обобщени в следните приоритетни оси: ефективно използване на

местните енергийни ресурси, повишаване на междусистемната свързаност, увеличаване на гъвкавостта на националната енергийна система.

Българската държава ще използва в максимална степен съществуващия потенциал на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания, като те осигуряват ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Използването на местните въглищни запаси има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от производство на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Тези централи са основни базови електропроизводствени мощности за българската електроенергийна система и са основен доставчик на услуги за балансиране на системата, поради което те се явяват основен фактор за електроенергийната сигурност на страна. Това определя ролята на местните въглища като стратегически енергиен ресурс, по отношение на енергийната и национална сигурност на страната.

АЕЦ „Козлодуй“, като базова централа, има своята основна роля за поддържане запаса по устойчивост в електроенергийната система. Той осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България. В изпълнение на приетата от Народното събрание на 01.06.2011 г. „Енергийната стратегия на Република България до 2020 г.“, е заложено удължаване срока на експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“. В тази връзка са предприети следните действия:

1. Проектът за продължаване срока на експлоатация на 5 блок е реализиран на два етапа, в периода 2015-2016 г. След като се изпълни целия обем дейности за удължаване живота на реактора и проведените обследвания се установи липсата на ограничения за безопасна експлоатация на 5-ти блок за период на дългосрочна експлоатация до 2047 г. (30 г.) В изпълнение на изискванията на чл.8 и чл.3 на Наредбата за реда за издаване на лицензии и разрешение за безопасно използване на ядрената енергия на 06.11.2017 г. от Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) е издаден лиценз за удължаване работата на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ за 10 години, съгласно българското законодателство за максимален срок на експлоатация.

2. За удължаване срока на експлоатация на 6-ти блок са изпълнени до края на 2018 г., общо 208 дейности и мерки предвидени по програмата за удължаване на живота на реактора за дългосрочна експлоатация за 30г. На 08.09.2018 г. АЕЦ „Козлодуй“ е подал съгласно изискванията на Наредбата за реда за издаване на лицензии и разрешение за безопасно използване на ядрената енергия в АЯР заявление за експлоатация на 6-ти блок за 10 години, който е максималният законово установен срок.

Съществува потенциал за изграждане на нова 2 000 MW нова ядрена мощност, която ще допринесе за енергийната сигурност на страната и региона.

За повишаване на енергийната сигурност се извършват проучвания за собствен добив на природен газ и нефт в Блок „Хан Аспарух“ и Блок „Хан Кубрат“, разположени в континенталния шелф и в изключителната икономическа зона на Република България в Черно море.

Предприети са действия за обявяване на конкурсни процедури за предоставяне на разрешение за търсене и проучване на нефт и природен газ в площ „Блок 1-26 Тервел“, разположен в изключителната икономическа зона на Република България в Черно море и „Блок 6 Омуртаг“ на българската суша.

За увеличаване на гъвкавостта на електроенергийната система, посредством оптимизация на потреблението на енергия, България предвижда да създаде подходящи условия, чрез предприемане на законодателни мерки, за създаването на активни потребители, възможности за обединения посредством агрегатори или енергийни общности, както и активното им участие като оптимизацията на потреблението на различните пазарни сегменти.

През разглеждания период България предвижда да се въведат междинни мерки, които да позволят извършването на следните реформи:

- Въвеждане на ценови граници на балансиращия пазар, които да позволяват да се дават коректни ценови сигнали към инвеститорите. Максимална и минимална цена съобразени с времевите интервали за ден напред и в рамките на деня и в съответствие с разпоредбите на Регламента за балансиране;
- Създаване на подходящи условия и засилване участието на оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар;
- Надграждане на преносната мрежа с цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет.

Основните проекти за повишаване на междусистемната свързаност в областта на енергийния сектор и за увеличаване на капацитета за съхранение на енергия са:

1. В областта на електропреносната инфраструктура

1. Междусистемна ВЛ (въздушна линия) между България и Гърция, която включва подпроектите, които са в списъка с проекти от общ интерес:

1.1. Междусистемна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“

Подпроектът предвижда изграждане на междусистемен електропровод 400 kV с дължина 122 km на българска територия и капацитет от 1500 MW между Марица

изток и Неа Санта. Предпроектните дейности частично са финансирани от Механизма за свързване на Европа.

1.2. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 94 km и капацитет 1500 MW.

1.3. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 13 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Марица изток 3.

1.4. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 150 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Бургас.

2. Междусистемна електрическа линия между България и Румъния, включваща изграждане на нов 400 kV електропровод между п/ст „Добруджа“ и п/ст „Бургас“

Целта на проекта от общ интерес е да бъде изграден нов 400 kV електропровод с дължина 110 km и капацитет 1500 MW, свързващ Добруджа и Бургас.

3. „Изграждане на нов двоен междусистемен електропровод 400 kV между Република България и Република Сърбия“

Проектът е включен като нова инвестиция в последния десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа в Европа на ENTSO-E 2016. Оценката за необходимостта от изграждане на втората междусистемна връзка между Р България и Р Сърбия е направена в рамките на пазарните изследвания, изпълнени от регионалната група към ENTSO-E. Проектът ще повиши междусистемния капацитет на българо-сръбската граница и ще ускори търговските потоци между западните граници на Румъния и България с региона на Западните Балкани.

3. Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица

Хидроенергиен комплекс Яденица е ключов за балансиране на системата. Проектът е в списъка с ПОИ.

2. Основни проекти в областта на газопреносната инфраструктура

- Изграждане на междусистемна газова връзка България – Гърция (IGB)

С геостратегическо значение за диверсификацията на доставките за България, Македония и региона на Югоизточна и Централна Европа е газовият интерконектор Гърция-България (IGB). Като част от развитието на Южния газов коридор, чрез IGB България и съседните ѝ страни ще имат достъп до алтернативни доставки от Каспийския регион, както и от съществуващи или бъдещи терминали за втечен газ. IGB е от стратегическо значение за реализацията на Вертикалния газов коридор, ще допринесе за развитието на концепцията за Газоразпределителен център „Балкан“, реализирането му създава възможности и за транзитен пренос чрез газотранспортната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД към останалите междусистемни

връзки – направления Румъния и Сърбия. Проектът създава възможности за свързаност и има синергия с други бъдещи важни проекти в региона – LNG терминала при Александруполис, Гърция; EastMed за директно свързване на ресурси от Източното Средиземноморие с Гърция през Кипър и Крит, както и втечен газ от Израел, Египет.

Интерконекторът Гърция–България е включен в списъка на проектите от общ интерес за Европейския съюз.

- Изграждане на газова междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)

Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на газ в двете посоки на: 1 млрд. куб. м./год. до 1.8 млрд. куб. м./год. в посока от България до Сърбия и 0.15 млрд. куб. м./год. в посока от Сърбия към България. Междусистемната връзка фигурира в списъка с приоритетни проекти от общ европейски интерес.

- Проект за терминал за втечен природен газ до Александруполис –LNG.

Обявеният от гръцката компания Gastrade S.A. проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA S.A. и е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“. Количества природен газ ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, румънския, македонския, сръбския и унгарския. Проектът ще гарантира диверсификация на газови доставки на България. Вече има сключен договор с Азербайджан за 1 млрд. кубически метра газ годишно, но след изграждането на конекторната връзка България–Гърция, ще можем да доставяме и втечен газ от САЩ, Алжир или Катар.

- Проект Eastring

Eastring–България е подпроект на клъстерния проект Eastring, включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на ENTSOG и класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“.

- Междусистемна газова връзка Турция–България (ITB)

Проектът е за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България) и „Боташ“ (Турция), чрез което да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB ще допринесе за реализацията на приоритетния Южен газов коридор, предвиждащ инфраструктура за транспортиране на газ от Каспийския басейн, Централна Азия, Близкия изток и източния Средиземноморски басейн до ЕС за повишаване на диверсификацията на доставките на газ.

- Газоразпределителен център “Балкан”

България разработи, съвместно с Европейската комисия, концепция за създаването на регионален газоразпределителен център „Балкан“ на територията на страната. Проектът е включен от Европейската комисия в списъка с проекти от „общ интерес“. Създаването на газов център цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на държавите членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях на страните-членки от Централна и Западна Европа, както и на държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

- Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“

Целта на проекта от общ интерес е постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Повишените технически характеристики ще позволят хранилището да бъде използвано не само за нуждите на българския пазар, както е понастоящем, но и за посрещане пиковото потребление на страните от региона.

- Междусистемна газова връзка България - Румъния

Проектът "Междусистемна газова връзка България - Румъния" (IBR) бе изпълнен съвместно от "Булгартрансгаз" ЕАД и "Трансгаз" С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г.

- Газопровод за разширяване на капацитета на взаимно свързване на Северния пръстен на българската и румънската газопреносни мрежи (BRUA)

Проектът за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България – Румъния – Унгария - Австрия - BRUA) е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018–2027. BRUA е предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа с капацитет 1.75 млрд. м³/г. за първата фаза и 4.4 млрд. м³/г. за втората фаза, като е предвидена и възможност за допълнително разширение на проекта през третата фаза при доказана икономическа рентабилност.

ii. Регионално сътрудничество в тази област

Като държава членка на Европейския съюз, в областта на енергетиката Република България следва политика, съобразена с основните цели на енергийната политика на Европейския съюз за сигурност, конкурентоспособност и устойчиво развитие. Правилното структуриране на вътрешния енергиен пазар и развитието на енергийната инфраструктура и трансевропейски мрежи са от жизнено значение за постигане на енергийна стабилност на региона и сигурност на доставките на

природен газ и електроенергия за страната. Усилията са насочени към ограничаване на външната зависимост от вносни енергийни ресурси, овладяване на негативните промени в климата, насърчаване на икономическия растеж и заетостта, като по този начин се обезпечи сигурна и достъпна енергия за потребителите.

Един от основните приоритети на България е гарантирането на енергийната сигурност на страната, включително чрез диверсификация на източниците, маршрутите и доставчиците на природен газ. България работи усилено за изграждане на междусистемните газови връзки със съседните държави Гърция, Сърбия, Румъния, Турция, както и за електроенергийните проводни с Гърция и Сърбия. Същевременно усилията са насочени изключително сериозно и върху модернизацията и разширението на съществуващата газопреносна мрежа у нас, разширяване на газовото хранилище в Чирен, местното търсене и проучване на природен газ в Черно море - блоковете Хан Кубрат (предишно име Силистар) и Хан Аспарух, които са неразделна част от реализацията на проекта за регионален газоразпределителен център „Балкан“ на българска територия. Изграждат се нови вътрешни електропроводи, които ще бъдат свързани с междусистемните връзки.

Енергетиката е едно от основните направления в двустранните отношения между България съседните държави. Страните поддържат традиционно добри взаимоотношения както на двустранна основа, така и в рамките на ЕС и различни международни инициативи, като Процеса за сътрудничество в Югоизточна Европа, Пакта за стабилност и неговия наследник Съвета за регионално сътрудничество, Групата на високо ниво за газовата междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC), Инициативата „Три морета“ и др. От значение за дългосрочното и взаимноизгодно развитие на енергийните отношения между страните от региона е наличието на обща нормативна рамка - енергийното законодателство на ЕС.

Съвместната работа в рамките на инициативата за свързаност на газопреносната система в Централна и Югоизточна Европа (CESEC) е съсредоточена не само върху изграждането на нови газопроводи, но и върху оптималното използване на съществуващата инфраструктура, например чрез създаване на възможности за реверсивен поток. Редица инфраструктури и проекти в региона, като например Трансадриатическият газопровод (TAP), укрепването на системите в България и Румъния, междусистемните газопроводи между Гърция и България и между България и Сърбия, са определени като водещи приоритети в утвърдения от групата план за действие. Те ще допринесат за диверсификация на източниците на доставки, като крайната цел е всяка държава членка в региона да има достъп до поне три различни източника на газ.

Като държава членка на ЕС, страната ни работи активно за изграждането на устойчив Енергиен съюз и за увеличаване потенциала на регионалното

сътрудничество чрез насърчаване изграждането на липсващата инфраструктура – с цел гарантиране сигурността на енергийните доставки в региона на Югоизточна Европа, а чрез това – и на територията на целия Европейски съюз.

iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна инфраструктура се предвижда да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и други програми с европейско и национално финансиране.

Финансирането на ключовите проекти в областта на газопреносната инфраструктура се осъществява частично чрез: Европейската енергийна програма за възстановяване, Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 (ОПИК), ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, програма „Механизъм за свързване на Европа“.

3.4. Измерение „Вътрешен енергиен пазар“⁵

3.4.1. Електроенергийна инфраструктура

i. Политики и мерки за постигане на целевото равнище на междусистемна свързаност, посочено в чл. 4, буква г)

Според Десетгодишния план на ENTSO-е електрическата свързаност на електроенергийната система на България ще достигне 22% след като бъдат изпълнени проектите от общ интерес за изграждане на нови електропроводи 400kV:

- ✓ ЕП 400 kV п/ст Марица изток (BG) – п/ст „Неа Санта“ (GR);
- ✓ ЕП 400 kV п/ст Пловдив – п/ст Марица изток;
- ✓ ЕП 400 kV п/ст Марица изток – ТЕЦ Марица изток 3;
- ✓ ЕП 400 kV п/ст Марица изток – п/ст Бургас;
- ✓ ЕП 400 kV п/ст Бургас – п/ст Варна;
- ✓ ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS) (2).

ii. Регионално сътрудничество в тази област

⁵ Политиките и мерките трябва да отразяват първия принцип на енергийната ефективност

България напълно отчита ролята на проектите от общ интерес, съгласно Регламент № 347/2013 относно трансевропейската енергийна инфраструктура, за завършване на Европейския вътрешен енергиен пазар и постигане на целите на енергийната политика на ЕС, за да обезпечи сигурността на електроенергийните доставки за страната и региона на Югоизточна Европа.

iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза Финансиране на ключови проекти за модернизация и разширение на електропреносна инфраструктура на Р България:

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна инфраструктура е предвидено да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и други програми с европейско и национално финансиране.

3.4.2. Електропреносна и газопреносна инфраструктура

i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.2, включително, когато е приложимо, специфични мерки, позволяващи изпълнението на проекти от общ интерес (ПОИ) и други основни инфраструктурни проекти

Българската електропреносна мрежа е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и развитието ѝ е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни.

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Р. България е пряко обвързано с позиционирането на страната като един от газоразпределителните центрове в Източна Европа, в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в унисон с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Важно място в европейската енергийна политика заемат и стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ.

За постигането на тези цели се предвиждат редица мерки за ефективното изпълнение на следните проекти:

1. Основни проекти в областта на електропреносната инфраструктура

1. Междусистемна ВЛ (въздушна линия) между България и Гърция, която включва подпроектите, които са в списъка с проекти от общ интерес:

1.1. Междусистемна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“

Подпроектът предвижда изграждане на междусистемен електропровод 400 kV с дължина 122 km на българска територия и капацитет от 1500 MW между Марица изток и Неа Санта. Предпроектните дейности частично са финансирани от Механизма за свързване на Европа.

Проектът има одобрен от Министерството на околната среда и водите ОВОС на 30.03.2017 г. Одобрени са окончателен ПУП, техническият съвет на ЕСО ЕАД е одобрил и приел Работния и Техническият проект. Подготвена е документация за избор на изпълнител за строителството на електропровода на българска територия.

1.2. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 94 km и капацитет 1500 MW. През 2017 г. е одобрен окончателен ПУП от Министерството на регионалното развитие и благоустройството. Одобрен е и приет от ЕСО ЕАД и готовият Работен проект.

1.3. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 13 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Марица изток 3. През 2017 г. е одобрен окончателен ПУП от Министерството на регионалното развитие и благоустройството. Одобрен е и приет от ЕСО ЕАД и готовият Работен проект. Изготвена е документация за избор на изпълнител на строителните дейности.

1.4. Вътрешна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас

Подпроектът предвижда изграждане на нов 400 kV електропровод с дължина 150 km и капацитет 1500 MW между Марица изток и Бургас. Частично прединвестиционните дейности са съфинансирани в рамките на Споразумение със средства от Механизма за свързване на Европа на ЕС и със средства от МФ „Козлодуй“. Всички прединвестиционни дейности са завършени, включително предварителен ПУП, технически проект, ОВОС, окончателен ПУП и работен проект. Подписан е договор с избран изпълнител за Консултантски услуги по чл. 166 от ЗУТ при изпълнение на строително – монтажни работи на обекта. Провеждат се процедури за избор на изпълнители на строителството по обособени позиции.

2. Междусистемна електрическа линия между България и Румъния, включваща изграждане на нов 400 kV електропровод между п/ст „Добруджа“ и п/ст „Бургас“

Целта на проекта от общ интерес е да бъде изграден нов 400 kV електропровод с дължина 110 km и капацитет 1500 MW, свързващ Добруджа и Бургас.

Частично прединвестиционните дейности са съфинансирани със средства от финансовия „Механизъм за свързване на Европа“ (МСЕ). Завършени са всички

прединвестиционни дейности: предварителен ПУП, технически проект, ОВОС, окончателен ПУП и работен проект. Одобрен е окончателният отчет за изпълнение на дейностите от изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към ЕК и организаторът на проекта ЕСО ЕАД е получило окончателно плащане по Споразумението с МСЕ.

На 30 април 2018 г. е одобрена документация за провеждане на процедура по възлагане изпълнението на строителството на електропровода. Текат процедурите за възлагане на обществена поръчка за избор на изпълнител на строителството.

Церемония „първа копка“ за съоръженията в п/ст Бургас за присъединяване на ВЛ 400 kV между Добруджа и Бургас се проведе на 22.11.2018г. ЕСО ЕАД предаде протокол №2 за начало на строителството.

3. „Изграждане на нов двоен междусистемен електропровод 400 kV между Република България и Република Сърбия“

Проектът е включен като нова инвестиция в последния десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа в Европа на ENTSO-E 2016. Оценката за необходимостта от изграждане на втората междусистемна връзка между Р България и Р Сърбия е направена в рамките на пазарните изследвания, изпълнени от регионалната група към ENTSO-E. Мрежовите и пазарни симулации показват необходимост от повишаване на междусистемните капацитети по оста изток – запад в Югоизточна Европа, съответно между Румъния и България от една страна, и страните от Западните Балкани, от друга. Проектът ще повиши междусистемния капацитет на българо-сръбската граница и ще ускори търговските потоци между западните граници на Румъния и България с региона на Западните Балкани. Предвижда се новият електропровод 400 kV да бъде с дължина около 85 км. и да свързва подстанция „София – запад“, България, и подстанция „Ниш“, Сърбия. Инвестиционното предложение е в начална фаза и в бъдещите оценки за неговото изпълнение ще бъде включена и необходимата модернизация на вътрешната мрежа в Р Сърбия.

3. Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица

Хидроенергиен комплекс Яденица е ключов за балансиране на системата. Проектът е в списъка с ПОИ. Частично прединвестиционните дейности са съфинансирани в рамките на Споразумение със средства от Механизъм за свързване на Европа (МСЕ) на ЕС.

През януари 2019 г. ще бъде предаден финалния технически и финансов отчет.

Изпълнени са следните дейности: влязло в сила решение по ОВОС; актуализиран е Работния проект, който е в процес на съгласувателни процедури; изготвен е финансов анализ и оценка на риска. На 21.12.2018 г. е одобрен ПУП-окончателен проект от министъра на МРРБ.

2. Основни проекти в областта на газопреносната инфраструктура

- Изграждане на междусистемна газова връзка България – Гърция (IGB)

С геостратегическо значение за диверсификацията на доставките за България, Македония и региона на Югоизточна и Централна Европа е газовият интерконектор Гърция-България (IGB). Предвиденият капацитет на газопровода е от 3 до 5 млрд. куб.м./год., като България има договорена доставка на 1 млрд. куб.м./год. по този проект от Шах Дениз 2, Азербайджан, считано от 2020г. Като част от развитието на Южния газов коридор, чрез IGB България и съседните ѝ страни ще имат достъп до алтернативни доставки от Каспийския регион, както и от съществуващи или бъдещи терминали за втечен газ. IGB е от стратегическо значение за реализацията на Вертикалния газов коридор, ще допринесе за развитието на концепцията за Газоразпределителен център „Балкан“, реализирането му създава възможности и за транзитен пренос чрез газотранспортната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД към останалите междусистемни връзки – направления Румъния и Сърбия. Проектът създава възможности за свързаност и има синергия с други бъдещи важни проекти в региона – LNG терминала при Александрополис, Гърция; EastMed за директно свързване на ресурси от Източното Средиземноморие с Гърция през Кипър и Крит, както и втечен газ от Израел, Египет.

Интерконекторът Гърция-България е включен в списъка на проектите от общ интерес за Европейския съюз.

Проектът IGB през последните три години, със силната подкрепа и на българската и гръцката страна, отбеляза огромен напредък. На 10 декември 2015 г. беше прието от акционерите окончателно и необратимо инвестиционно решение за реализацията на проекта. В края на 2017 г. завърши успешно втората обвързваща фаза на пазарния тест на IGB с 1.57 млрд. куб. м./год. резервиран капацитет, ICGB подписа предварителните споразумения.

През септември 2017г. беше издадено разрешение за строеж на IGB на българска територия. Решението на регулаторите по процедурата за освобождаване е взето в края на м. май 2018г., на 25.07.2018г. излезе и официалното решение на Комисията. В резултат на полученото решение на ЕК, на 08.08.2018г. регулаторите на Гърция и България официално приеха съвместно решение за освобождаване на проект IGB.

С оглед на полученото решение за Освобождаване, проектната компания е стартирала изготвянето на Тарифен и Мрежови Кодекс за газопровода. Съгласно изискванията, поставени от регулатори в Решението за Освобождаване, мрежовият кодекс трябва да е подаден 12 месеца преди стартиране на търговска експлоатация или около месец юли 2019 г. Целта на проектната компания е да приключи процеса до края на първото тримесечие на 2019 г.

В края на 2018 г. са стартирани всички процедури за възлагане на обществени поръчки: за възлагане на проектиране, доставка и строителство; за избор на

изпълнител за доставка на линейни тръби, за избор на инженер-консултант; за избор на консултант за осъществяване на строителен надзор за българската отсечка от газопровода, археологическите проучвания по трасето на газопровода.

Подписани са ключови споразумения за развитие на проекта по време на проведената на 29 юни 2018 г. среща на високо равнище на CESEC: Споразумение за сътрудничество между IGB и ТАП (Транс-адриатически газопровод) за подготовка на условията и съдържанието на споразумение за свързаност на двата газопровода; Меморандум за разбирателство между Български енергиен холдинг и Европейска инвестиционна банка за осигуряване на преференциално заемно финансиране във връзка с използването на държавната гаранция на България; Съвместна декларация между акционерите в проектната компания за потвърждение на ангажимент за развитие и одобрение на окончателен бизнес план, както и необратим ангажимент на акционерите за готовност за започване на строителство; Споразумение за сътрудничество за присъединяване между ICGB и DESFA.

Финансиране:

- 45 млн. евро одобрена безвъзмездна помощ от Европейската енергийна програма за възстановяване;

- Дългосрочно заемно финансиране, обезпечено с предвидената в Закона за държавния бюджет държавна гаранция за Проекта в размер на 110 млн. евро (215 млн. лв.). Стартиран е процесът за сключване на заемно споразумение за държавно гарантиран заем в размер до 110 млн. евро с ЕИБ, подписването му се очаква в началото на месец декември 2018 г.

- На 21.12.2018 г. между Управляващия орган на ОПИК и проектната компания „Ай Си Джи Би“ АД се подписа Административен договор за директно предоставяне на безвъзмездна финансова помощ за проект „Изграждане на междусистемна газова връзка Гърция – България“, като отпуснатите безвъзмездни средства са в размер на 39 млн. евро.

- Очаква се да бъде привлечено и краткосрочно заемно финансиране, за да се осигури ликвидност по време на строителството.

- Собствен капитал, предоставен от акционерите в размер на около 50 млн. евро.

- Изготвен е проект на Междуправителствено споразумение между България и Гърция с акцент установяването на данъчен режим за проекта.

Целта, поставена пред акционерите от България, Гърция и ЕК, е строителството на интерконектора да приключи до края на 2020 г.

- Изграждане на газова междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)
Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Интерконекторът е с обща дължина 170 км. от гр. Нови Искър, България до

гр. Ниш, Сърбия, от които 62.2 км. на българска територия, с диаметър на тръбата DN 700 мм. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на газ в двете посоки на: 1 млрд. куб. м./год. до 1.8 млрд. куб. м./год. в посока от България до Сърбия и 0.15 млрд. куб. м./год. в посока от Сърбия към България. Междусистемната връзка фигурира в списъка с приоритетни проекти от общ европейски интерес.

Организатор за Фаза 1 на проекта IBS на българска територия е Министерството на енергетиката (МЕ), на сръбска територия проектът се изпълнява от „Сърбия газ“, съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 14.12.2012 г., който е актуализиран на 19.01.2017 г.

Фаза I на проекта, условно наречена „Проектиране“, и финансирана от ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“ 2007-2013 г., приключи на 31.12.2015 г. с изпълнението на следните основни дейности:

- Изработен, съгласуван и одобрен ПУП-ПП - Окончателен проект;
- Заверен от Консултанта по чл. 166, ал. 1 от ЗУТ инвестиционен проект – фаза Технически проект, съгласуван от Възложителя (МЕ) и внесен за съгласуване във всички компетентни институции;
- Извършени консултантски дейности по подготовката за придобиване на вещни права - издирване на собственици (актуален регистър);
- Изготвени оценки от независими лицензирани оценители на поземлените имоти, засегнати от газопровода;
- Теренно обхождане на трасето, издирване на археологически обекти в границите на сервитута и извършена по-голяма част от спасителните археологически разкопки.

На 17 май 2018 г., в рамките на Срещата на върха за Западните Балкани, бе подписано Съвместно изявление за изпълнение на проекта IBS между министрите на енергетиката на България и Сърбия, в което българската страна декларира намерението си да определи, със съгласието на ЕК, оператора на преносна система „Булгартрансгаз“ ЕАД за организатор на проекта и оператор на бъдещия газопровод на българска територия. В изявлението си двете страни потвърдиха крайния срок за пускане на газопровода в експлоатация - месец май 2022г.

През 2018 г. бяха предприети действия за промяна на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 (ОПИК), което да даде възможност „Булгартрансгаз“ ЕАД да кандидатства за техническа помощ за завършване на подготвителните дейности, необходими за стартиране на строителството на междусистемна газова връзка България – Сърбия, в размер на 6 млн. евро. С Решение № С(2018)8712 от 11 декември 2018 г. Европейската комисия официално одобри предложените от Управляващия орган промени в ОПИК, като добави „Булгартрансгаз“ ЕАД като нов тип бенефициент за техническата подкрепа за

подготвителните дейности, необходими за междусистемната газова връзка България – Сърбия.

- Проект за терминал за втечен природен газ до Александруполис –LNG.

Обявеният от гръцката компания Gastrade S.A. проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA S.A. и е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“. През м. февруари 2017г. една от големите международни флотилии, притежаващи танкери за транспортиране на втечен природен газ – Gas Log Ltd., придоби 20% от Gastrade S.A. Към строежа на този LNG-терминал интерес са проявили DEPA S.A., която неотдавна потвърди участие, и България, която чрез „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД води преговори за присъединяване към проекта. През м. август 2017 г., компанията Wood Group сключи договор с Gastrade S.A. за проучвания и изготвяне на технически проект за разработване на плаващо съоръжение за приемане, съхранение и регазификация на втечен природен газ (FSRU) в Александруполис. Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³. Тези количества природен газ ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, румънския, македонския, сръбския и унгарския.

Проектът се разглежда на фона на изграждащите се българо-гръцка газова връзка и Трансадриатическия газопровод. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др., и евентуално Кипър и Израел в бъдеще, използвайки двата египетски експортни терминала.

Взето е окончателно инвестиционно решение за реализиране на проекта и се очаква терминалът да бъде въведен в търговска експлоатация в началото на 2020 г.

България ще участва като акционер в терминала за втечен газ, който се изгражда в Александруполис. Решението е взето от правителството. За целта „Булгартрансгаз“ ще влезе като миноритарен акционер в международната компания. Така България ще гарантира диверсификация на газови доставки. Вече има сключен договор с Азербайджан за 1 млрд. кубически метра газ годишно, но след изграждането на конекторната връзка България-Гърция, ще можем да доставяме и втечен газ от САЩ, Алжир или Катар.

Българската страна разглежда проекта за терминал на Александруполис като допълващ газовата връзка с Гърция и Транс-адриатическия газопровод (TAP), а като източници за захранване се посочват производители и доставчици на втечен газ от САЩ (Cheniere Energy), Кипър, Израел, Катар, Алжир и др.

Българското участие в проекта за изграждане на терминал за втечен природен газ край Александруполис е от ключово значение както за страната, така и за региона на Югоизточна Европа. Синергията на този проект с изграждането на

междусистемната връзка Гърция-България ще съдейства за сигурността и диверсификацията на енергийните доставки.

- Проект Eastring

Eastring-България е подпроект на клъстерния проект Eastring, включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на ENTSOG и класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“. За България това е изцяло нова инфраструктура, планирана да бъде изградена в два етапа:

Етап 1 - изграждане на нов газопровод с ДУ 1400, дължина около 257 км, от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, вкл. изграждане на нови компресорни мощности 88-90MW.

Етап 2 - допълнително изграждане на нови компресорни мощности.

Предвидена е възможност за свързване с мрежата на "Булгартрансгаз" ЕАД.

Изпълнението на "Предпроектно проучване за проекта Eastring" стартира през м. септември 2017 г., като договор с избрания изпълнител е сключен в края на м. август същата година. След завършването на проучването, резултатите от него бяха представени официално пред заинтересованите страни в рамките на срещата, която се състоя на 20.09.2018 г. в Братислава, Словакия. Целта на проучването беше да бъде проектиран двупосочен междусистемен газопровод по основния газопреносен коридор на Европа между Словакия и границата на Югоизточна Европа (Черно море или Турция). Двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи (CAPEX) за Фаза I на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Ако бъде взето инвестиционно решение, новият газопровод може да започне да функционира в началото на 2025 г.

- Междусистемна газова връзка Турция-България (ITB)

Проектът е за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България) и „Боташ“ (Турция), чрез което да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB ще допринесе за реализацията на приоритетния Южен газов коридор, предвиждащ инфраструктура за транспортиране на газ от Каспийския басейн, Централна Азия, Близкия изток и източния Средиземноморски басейн до ЕС за повишаване на диверсификацията на доставките на газ.

Предпроектното проучване на ITB е завършено през месец февруари 2016 г. Определен е най-подходящ вариант на трасе с технологични площадки, технологична схема и основно оборудване за ITB.

Резултатите от предпроектното проучване бяха надлежно съобщени на турската страна, с което бе отправена и покана за среща в София за обсъждане на техническите параметри, като техническа среща по проекта с „Боташ“ беше проведена на 27.09.2017 г. в гр. София. В резултат от срещата, с писмо от 06.10.2017 г. до „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Боташ“ изразява желанието си за по-нататъшно развитие на проекта.

През м. ноември 2017 г. Европейската комисия публикува Трети списък с проекти от общ интерес, в който проектът ИТВ не беше включен.

- Газоразпределителен център „Балкан“

България разработи, съвместно с Европейската комисия, концепция за създаването на регионален газоразпределителен център „Балкан“ на територията на страната. Проектът е включен от Европейската комисия в списъка с проекти от „общ интерес“. Създаването на газов център цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях на страните-членки от Централна и Западна Европа, както и на държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

България е подходяща за изграждането на регионален газоразпределителен център заради своето стратегическо географско положение, добре развитата си газопреносна мрежа и налични компресорни станции (80% от компресорните станции в региона се намират на българска територия). През последните години България е направила инвестиции в модернизацията на газопреносната мрежа в размер на приблизително 200 млн. лева.

През февруари 2017 г. Европейската комисия предостави 920 хил. евро на „Булгартрансгаз“ ЕАД за изготвянето на предпроектно проучване по проекта за ГРЦ „Балкан“, което да даде яснота за техническите и икономически параметри на проекта. На 15 март 2018 г. националният газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и избраният българо-швейцарски консорциум ДЗЗД "АФ-ЕМГ Консулт" подписаха договора за изготвяне на предпроектно проучване за ГРЦ „Балкан“. Основната цел е подробно проучване на техническите аспекти на проекта, детайлна оценка на търговската и техническата жизнеспособност, определяне на точния бизнес модел за реализиране, възможност за финализиране на регулаторната рамка и структурата за финансиране. В рамките на проучването са анализирани целевите пазари, търсенето и доставката на природен газ, пътната карта за реализацията на проекта.

На 12 юни 2018 г. в сградата на ЕК в Брюксел бяха представени междинните резултати от изготвеното предпроектно проучване за реализацията на европейския газоразпределителен център „Балкан“. Представени бяха няколко варианта на

трасета за газова инфраструктура на територията на България, разработени на база очакваните източници на доставка на природен газ. На 18.06.2018 г. изпълнителят предаде Окончателен доклад от проучването, включващ следните раздели от предпроектното проучване – бизнес раздел, раздел за управление на риска и раздел, свързан с управлението на проекта. Докладът е в процес на разглеждане.

С оглед осигуряването на функционираща и ликвидна газова борса е подписан Меморандум за разбирателство за сътрудничество при разработването на ГРЦ "Балкан" между българския газопреносен оператор "Булгартрансгаз" ЕАД и Австрийския централноевропейски газов хъб (CEGH), който оперира газова борса на пазарите на Австрия и Чехия. Меморандумът предвижда в оперативен порядък двете компании да си сътрудничат по пет основни направления – обучение и споделяне на добри практики, търговски въпроси, правни и регулаторни въпроси, практическо имплементиране на газова борса, както и междусистемна свързаност с оглед осигуряване на необходимата инфраструктура за реализация на търговските сделки.

- Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“

Целта на проекта от общ интерес е постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Очаква се чрез модернизацията и разширенията на капацитета на подземното газово хранилище в Чирен в краткосрочен план да се постигне повишаване на дневните дебити на природен газ до 5.0 млн. м³/24 ч. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м³/ден. Повишените технически характеристики ще позволят хранилището да бъде използвано не само за нуждите на българския пазар, както е понастоящем, но и за посрещане пиковото потребление на страните от региона.

Проектът е в подготвителна фаза, включваща изпълнението на всички необходими геоложки и геофизични проучвания за разширението. Същевременно се работи и по внедряване на софтуерен продукт за събиране и създаване на база данни и последващо определяне на оптималните работни режими на работа на хранилището. За прецизиране на варианта за разширение се изпълняват 3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ, като през 2016 г. са завършени геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар и дейностите по наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура.

За изпълнение на „3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“ и „Контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания“ е осигурена безвъзмездна финансова помощ по програма „Механизъм за свързване на Европа“ (MCE) в размер на до 3 900 000 евро (до 50 % от прогнозната стойност на действието). На 25.05.2018 г. е подписан договор с

избрания изпълнител – „Геофизика Торун“, Полша, след което стартира подготовката на предварителен план за провеждане на сеизмични работи.

Дейността по контрола на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни ще бъде извършена от избрания изпълнител „Мингеоуниверс Инженеринг-НИС-МГУ“ ЕООД и съгласно подписания договор от 15.07.2016 г. стартира след подписването на договор с изпълнителя за провеждане на 3D полевите сеизмични проучвания. С писмо от 18 юни 2018 г. изпълнителят по контрола на качеството е уведомен за сключения договор за извършване на сеизмичните проучвания.

- Междусистемна газова връзка България - Румъния

Проектът "Междусистемна газова връзка България - Румъния" (IBR) бе изпълнен съвместно от "Булгартрансгаз" ЕАД и "Трансгаз" С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г.

Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав, наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км., от които 15,4 км. на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/год. с диаметър на тръбата 500 мм. и работно налягане 54 бара.

През м. ноември 2016 г. интерконекторът е въведен официално в експлоатация.

За оптималното двупосочно функциониране на изградената междусистемна връзка България - Румъния, румънският газопреносен оператор Трансгаз С.А. е поел ангажимент за изграждане на компресорна станция „Подिशор“ в Румъния, която да подсигури техническа възможност за пренос на 1,5 млрд. м³/годишно природен газ в посока от Румъния към България. Компресорната станция е част от проекта за „Развитие на румънската газопреносна система по трасето България – Румъния – Унгария – Австрия“ (BRUA), който включва изграждане на нови газопроводни участъци с приблизителна дължина 528 км. и на три нови компресорни станции – Юпа, Бибеци, Подिशор.

- Газопровод за разширяване на капацитета на взаимно свързване на Северния пръстен на българската и румънската газопреносни мрежи (BRUA)

Проектът за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България – Румъния – Унгария - Австрия - BRUA) е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018–2027. BRUA е предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа с капацитет 1,75 млрд. м³/г. за първата фаза и 4,4 млрд. м³/г. за втората фаза, като е

предвидена и възможност за допълнително разширение на проекта през третата фаза при доказана икономическа рентабилност.

Съществена част от този коридор е новата междусистемна връзка Русе - Гюргево, която бе въведена в експлоатация в края на 2016 г., а първите количества природен газ от България бяха пренесени през м. януари 2017 г. Като част от BRUA, на румънска територия предстои да бъдат изпълнени различни дейности, в т.ч. изграждане на нова компресорна станция в района на Подишор, с които се цели достигане на работното налягане на българската газопреносна мрежа и осигуряване на необходимите технически параметри за функциониране в оптимални размери на изградената междусистемна връзка България - Румъния, в посока към България.

Проектът BRUA, и Черноморската газова връзка, която е част от цялостната концепция за преносния коридор България — Румъния — Унгария — Австрия, е в изпълнение на изискванията на Европейския енергиен съюз и на Европейската енергийна стратегия за междусистемна свързаност на газопреносните системи между страните от региона. Проектът е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“.

- Рехабилитация и модернизация на националната газопреносна система

Българската газопреносната система ще осигурява преноса на природен газ не само за българските потребители, но и на азербайджански и втечен (LNG) газ от IGB към IBR и IBS, т.е. към Румъния и Сърбия и след тях към Унгария и Централна Европа, т.е. тя е важен елемент от Коридора Север-Юг.

Приключи Фаза 1 от дейностите по проекта - строителството на Газопровод КС Лозенец – ОС Недялско, с издадено разрешение за ползване от 25 юни 2018 г. 20-километровата газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“ е пряко свързано с повишаване на сигурността на преносната система и осигурява възможност за пренос на допълнителни количества газ по транзитния газопровод в участъка между КС „Лозенец“ и българо-турската граница. То е и техническа предпоставка за осъществяване на реверсивен поток при необходимост.

Изпълнението на Фаза 2 на проекта се финансира по две сключени споразумения по Механизма за свързване на Европа, с общ размер на гранта – до 1 032 000 евро. През 2018 г. продължиха подготвителните дейности във връзка с рехабилитацията на Северния полупръстен на газопреносната система, за подмяна на преносен (магистрален) газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово. Извършва се оценка на качеството на внесения на 30 април 2018 г. в МОСВ доклад по ОВОС. Подготвителните дейности за модернизация на три компресорни станции – КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, са изпълнени. Проектът е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“.

ii. Регионално сътрудничество в тази област⁶

Междусистемна газова връзка Турция-България (ITB)

Проектът е за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България) и „Боташ“ (Турция), чрез което да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB ще допринесе за реализацията на приоритетния Южен газов коридор, предвиждащ инфраструктура за транспортиране на газ от Каспийския басейн, Централна Азия, Близкия изток и източния Средиземноморски басейн до ЕС за повишаване на диверсификацията на доставките на газ.

Предпроектното проучване на ITB е завършено през месец февруари 2016 г. Определен е най-подходящ вариант на трасе с технологични площадки, технологична схема и основно оборудване за ITB.

Резултатите от предпроектното проучване бяха надлежно съобщени на турската страна, с което бе отправена и покана за среща в София за обсъждане на техническите параметри, като техническа среща по проекта с „Боташ“ беше проведена на 27.09.2017 г. в гр. София. В резултат от срещата, с писмо от 06.10.2017 г. до „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Боташ“ изразява желанието си за по-нататъшно развитие на проекта.

През м. ноември 2017 г. Европейската комисия публикува Трети списък с проекти от общ интерес, в който проектът ITB не беше включен.

iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна инфраструктура се предвижда да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и други програми с европейско и национално финансиране.

Финансирането на ключовите проекти в областта на газопреносната инфраструктура се осъществява частично чрез: Европейската енергийна програма за възстановяване, Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-

⁶ Регионални групи, различни от ПОИ, създадени по силата на Регламент (ЕС) № 347/2013

2020 (ОПИК), ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, програма „Механизъм за свързване на Европа“.

3.4.3. Интеграция на пазара

і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.3

Ще бъдат предприети законодателни промени, във връзка с транспониране на новата Директива относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия. С тези законови промени ще се регламентира процеса на пълна либерализация на електроенергийния пазар.

С цел интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар ще се осъществява обединение на борсовия пазар в страната с борсовите пазари на съседни страни.

Пазар Ден Напред

България е член на МРС обединението на пазарите и е технически готова за стартиране на проект за пазарно обединение в рамките на пазара ден напред. Оценявайки съществената роля на обединението на пазарите, като по отношение на по-добрите възможности за търговските участници и потребителите, така и по отношение на сигурността на снабдяването, България ще предприеме всички зависещи от нея мерки, за да се реализират пазарни обединения в рамките на пазара на двете граници с държавите членки. Съседните на България държави членки са Гърция и Румъния. Румъния е част от 4ММС пазарното обединение и предпоставка за стартирането на процес по обединение на пазарите на българо-румънска граница е двете съществуващи обединения 4ММС и МРС да се обединят, което се очаква да се случи 2020-2021 г. България предвижда стартирането на преговори с Румънската страна през 2020 г., като очаква през 2022 г. да бъде въведено в реална работа пазарното обединение на БГ-РО граница.

Пазарно обединение на българо-гръцка граница ще е възможно след въвеждането на пазар ден напред на територията на Гърция. Отчитайки обявените планове от гръцка страна, се очаква в рамките на 2019 г. да има работещ пазар ден напред в пазарната зона. България предвижда да стартира разговори с гръцката страна за обединение на пазарите, веднага след въвеждането на пазара, което ще даде възможност за стартиране на пазарно обединение на БГ-ГР граница през 2022 г.

Пазар в рамките на деня

България е част от локалния проект LIP 15, в съответствие, с който се очаква страната да има функциониращ, обединен пазар в рамките на деня, посредством българо-румънска граница през втората половина на 2019 г. На българо-гръцка

граница пазарно обединение ще е възможно след създаването на пазар в рамките на деня в пазарната зона на Гърция, за което към настоящия момент няма официална информация.

Оптимизация на потреблението

България предвижда да създаде подходящи условия, посредством промяната на местното законодателство, за създаването на активни потребители, възможности за обединения посредством агрегатори или енергийни общности, както и активното им участие като оптимизацията на потреблението на различните пазарни сегменти.

ii. Мерки за повишаване на гъвкавостта на енергийната система по отношение на производството на възобновяема енергия, като интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство, механизми за разпределение, преразпределение и съкращаване, ценови сигнали в реално време, включително въвеждането на свързване на пазарите в рамките на деня и трансграничните балансиращи пазар

През разглеждания период България предвижда да се въведат междинни мерки, които да позволят извършването на следните реформи:

- Въвеждане на ценови граници на балансиращия пазар, които да позволяват да се дават коректни ценови сигнали към инвеститорите. Максимална и минимална цена съобразени с времевите интервали за ден напред и в рамките на деня и в съответствие с разпоредбите на Регламента за балансиране.
- Създаване на подходящи условия и засилване участието на оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар.
- Надграждане на преносната мрежа с цел облекчаване на вътрешните претоварвания. Увеличаване на междусистемния капацитет.

Реализацията на проект „Яденица“ за увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“ ще осигури балансираща мощност в електроенергийната система на страната и ще позволи по-нататъшно развитие на електропроизводството от възобновяеми енергийни източници в съответствие с дългосрочните стратегии за развитие на енергетиката в България и Европейския съюз.

Българската независима енергийна борса (БНЕБ) администрира пазарите „Ден напред“ на територията на страната от началото на 2016 г. в съответствие с

правилата и принципите, възприети от PCR⁷ консорциума и MRC⁸ инициативата. От м. април 2018 г., борсовият оператор стартира и администрирането на пазарен сегмент „В рамките на деня“ в пълно съответствие с организацията и техническите изисквания на проекта XBID⁹. Тези пазарни сегменти се развиват в посока към осъществяване на пазарна интеграция с всички съседни пазарни зони.

В тази връзка БНЕБ стартира стратегически проекти за пазарно обединение, изпълнявайки разпоредбите на чл. 20 от Регламент 1222/2015 на ЕК (Capacity Allocation and Congestion management GL):

1. Инициатива за присъединяване към проекта IBWT¹⁰ (Italian borders working table), което ще позволи стартиране на проект за пазарно обединение с пазарната зона на Република Гърция на възможно най-ранен етап (втората половина на 2019 г.).

2. Присъединяване към WB6 (West Balkan 6) Memorandum и всички дейности, декларирани като негови цели. Целта на проекта е осъществяване на пазарна интеграция на пазарите „Ден напред“ на пазарните зони на Република Македония и Република България от началото на 2020 г.

3. стартирането и участието в проект за тристранно пазарно обединение на пазарите „Ден напред“ на пазарните зони на Република България, Република Сърбия и Република Хърватия.

4. БНЕБ ЕАД и ЕСО ЕАД са вече страни по подписаното между всички пазарни и преносни оператори споразумение за опериране на интегрирания пазар „В рамките на деня“ в Европа (IDOA - Intraday Operational Agreement), като заедно с разпоредбите на CACM GL, това споразумение определя и задълженията и целите на всички НОПЕ (Номинирани оператори на пазарите на електроенергия) и преносни оператори свързани с оперирането на единното пазарно обединение на пазарите „В рамките на деня“. В тази връзка, БНЕБ ЕАД предприе официално инициатива за присъединяване към проекта XBID за пазарно обединение на пазарите „В рамките на

⁷ - PCR (Price coupling of region), проекта е инициатива на седемте най-големи борсови оператора в Европа(обединени под формата на консорциум), целяща осъществяването, чрез общи правила и процедури, на целевия модел за общ

⁸ - MRC (Multi-regional coupling project) е проект за обединение на националните електроенергийни пазари на базата на Европейския целеви модел (Single Price Market Coupling for DAM) с имплицитно разпределени на трансграничните преносни способности

⁹ XBID – Cross border Intraday е общоевропейски проект за пазарно обединение на пазарите „В рамките на деня“, който стартира вече на 15 граници в Европа на 12.06.2018. Проекта XBID е подобен по цел и организация на проекта PCR (Price Coupling of Regions) действащ с цел обединяването на пазарите с доставка ден напред (day-ahead markets), като в него са вече включени основните Европейски пазарни и преносни оператори

¹⁰ IBWT е проект за пазарно обединение на всички пазари „ден напред“ с обща граница с Италия, както и такива, които граничат с пазарни зони съседни на италианската. Това е проект, подпомагащ разширението на MRC инициативата, като прави възможно координираното осъществяване на проекти за пазарна интеграция, основани на натрупания вече опит - пазарни обединения на Италия с Франция, Словения, Австрия, както и на Словения с Хърватска

деня“ чрез включване в т.нар. LIP 15 (Local implementation project), в който вече членуват пазарните и преносните оператори на Румъния, Унгария, Чехия, Словения, Хърватска, Австрия и Германия и който проект ще бъде част то т.нар. втора вълна за присъединяване към XBID.

iv. Когато е приложимо, национални мерки за гарантиране на недискриминационното участие на възобновяемата енергия, оптимизацията на потреблението и съхранението, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари

Не е приложимо

v. Политики и мерки за защита на потребителите, по-специално уязвимите и когато е приложимо, потребителите в положение на енергийна бедност и за подобряване на конкурентоспособността и достъпността на пазара на дребно на електроенергия

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност. Съгласно Закона за социално подпомагане и Наредба № РД-07-5 от 16.05.2008 г. за условията и реда за отпускане на целева помощ за отопление, на някои социално уязвими групи се отпускат целеви помощи за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на програмата включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания, свързани с доходното, имущественото и здравословното състояние, семейното положение, възрастта, учебната и трудовата заетост и други. Дефинирани са 17 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 250 000 лица и семейства се възползват от тези помощи.

Механизмът на подпомагане е следният: Помощта е за съответния отоплителен сезон (1 ноември – 31 март) т. е. за 5 месеца и нейният размер се определя със заповед на министъра на труда и социалната политика преди началото на сезона в съответствие с цената на електроенергията за битов потребител, определена от КЕВР на базата на 385 кВтч електроенергия в т. ч. 280 кВтч дневна и 105 кВтч нощна (необходимо количество енергия за отопление на една стая). Дава се възможност за личен избор на вида на ползваното гориво – твърдо гориво, електроенергия, газ или топлоенергия. Тази помощ ще продължава да се прилага като мярка за подпомагане на енергийно бедните лица.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 48%. В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще

доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. Целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия. В тази връзка, въз основа на подробен анализ са разработени политики и мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите потребители към либерализиран пазар на дребно на електрическа енергия. Този преход ще се осъществи като в началото цената за битовите потребители ще бъде частично регулирана до пълното отпадане на регулираната компонента в тази цена. Преди започване на процеса на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия ще бъде въведен механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия, който включва критерии за идентифициране на тези клиенти, както и финансови и нефинансови мерки за тяхната защита. Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще се осъществява чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите потребители на електрическа енергия е с цел да се осигури целогодишно покриване на минимални нужди от електрическа енергия, извън нуждите за отопление.

vi. Описание на мерките за създаване на условия за оптимизация на потреблението и за нейното развитие, включително такива, които се отнасят до тарифи, подкрепящи динамично ценообразуване¹¹

За определяне на тарифите за преноса на природен газ е въведен методът „enter-exit“ съгласно европейската регулация, което дава възможност за определяне на тарифите.

3.4.4. Енергийна бедност

i. Когато е приложимо, политики и мерки за постигане на целите, посочени в точка 2.4.4

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност. Съгласно Закона за социално подпомагане и Наредба № РД-07-5 от 16.05.2008 г. за условията и реда за отпускане на целева помощ за отопление, на някои социално уязвими групи се отпускат целеви помощи за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на програмата включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания, свързани с доходното, имущественото и здравословното

¹¹ В съответствие с член 15, параграф 8 от Директива 2012/27/ЕС.

състояние, семейното положение, възрастта, учебната и трудовата заетост и други. Дефинирани са 17 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 250 000 лица и семейства се възползват от тези помощи.

Механизмът на подпомагане е следният: Помощта е за съответния отоплителен сезон (1 ноември – 31 март) т. е. за 5 месеца и нейният размер се определя със заповед на министъра на труда и социалната политика преди началото на сезона в съответствие с цената на електроенергията за битов потребител, определена от КЕВР на базата на 385 кВтч електроенергия в т. ч. 280 кВтч дневна и 105 кВтч нощна (необходимо количество енергия за отопление на една стая). Дава се възможност за личен избор на вида на ползваното гориво – твърдо гориво, електроенергия, газ или топлоенергия. Тази помощ ще продължава да се прилага като мярка за подпомагане на енергийно бедните лица.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 48%. В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. Целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия. В тази връзка, въз основа на подробен анализ са разработени политики и мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите потребители към либерализиран пазар на дребно на електрическа енергия. Този преход ще се осъществи като в началото цената за битовите потребители ще бъде частично регулирана до пълното отпадане на регулираната компонента в тази цена. Преди започване на процеса на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия ще бъде въведен механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия, който включва критерии за идентифициране на тези клиенти, както и финансови и нефинансови мерки за тяхната защита. Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще се осъществява чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите потребители на електрическа енергия е с цел да се осигури целогодишно покриване на минимални нужди от електрическа енергия, извън нуждите за отопление.

3.5. Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“

i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.53

Внедряването на нови технологии ще допринесе за намаляване на технологичните загуби по мрежите, разширяване на енергийния пазар и ще способства за решаване на предизвикателствата с климатичните промени. В резултат на целенасочените усилия на научните и технически среди и в световен мащаб, енергоспестяващите технологии, които водят до значимо понижаване на енергийните разходи, повишаване на комфорта и качеството на живот на хората, се развиват с бързи темпове. Иновациите в енергетиката ще способстват както за постигане на общо намаление на разходите за енергия, така и за налагане на нови стандарти за енергийна ефективност и преминаване към по-ниско и по-устойчиво потребление на енергия.

Предвид това, вниманието и усилията ще бъдат насочени към реализиране на програми за внедряване на иновации в областта на енергетиката, които ще се базират на Европейския стратегически план за енергийни технологии (SET план), с цел инвестиране и внедряване на нови високоефективни енергийни технологии. Обсъждат се промени в цялостния модел на енергетиката, а именно навлизане на т. нар. „интелигентни енергийни мрежи“, съхранението на енергия и т.н.

Енергетиката, създаването и приложението на възобновяеми енергийни източници и повишаването на ефективността на използване на конвенционалните енергийни ресурси имат централно място в научно-приложните изследвания в Българската академия на науките.

Изследователската дейност е свързана с научното обслужване и осигуряването на ядрената енергетика и безопасността на АЕЦ „Козлодуй“, с ядрените технологии в промишлеността, медицината и националната сигурност, с предотвратяване на нелегалния трафик на радиоактивни материали.

В съответствие с приоритетите и дългосрочните енергийни интереси на България се разработват технологични процеси и материали и се създават елементи за използване на слънчевата енергия в бита и индустрията, и за оптимизация на индустриалното производство на електроенергия чрез преобразуването на слънчевата енергия в електрическа.

Продължава развитието в областта на електрохимичните източници на енергия – батерии и акумулатори, както и в областта на водородната енергия и горивните елементи.

ii. Когато е приложимо, сътрудничество с други държави членки в тази област, включително по целесъобразност информация как целите и политиките на Стратегическия план за енергийните технологии са приспособени към съответния национален контекст

Не е приложимо

iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза

Не е приложимо

РАЗДЕЛ Б: АНАЛИТИЧНА ОСНОВА

4. ТЕКУЩО СЪСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИ ПРИ СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ

4.1. Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система и емисиите на парникови газове

i. Макроикономически прогнози (БВП и прираст на населението)

Изменение на населението, млн. жители

Година	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Население	8	8	7	7	7	7	6	6

Изменение на БВП, млн. евро

Година	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
БВП	32174	38230	41271	50002	57785	65200	71195	76147	81523	86894

ii. Секторни промени, които се очаква да окажат въздействие върху енергийната система и емисиите на парникови газове

iii. Глобални тенденции в енергетиката, международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС

Година		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Международни цени на изкопаемите горива	EUR/toe							
Течни горива	EUR/toe	88	104	115	119	125	129	132
Природен газ	EUR/toe	57	65	70	75	78	79	80
Въглища	EUR/toe	17	20	23	25	26	27	28
Цени на въглеродните емисии	CO₂	30	45	60	60	60	60	60

iv. Изменения на разходите за съответните технологии

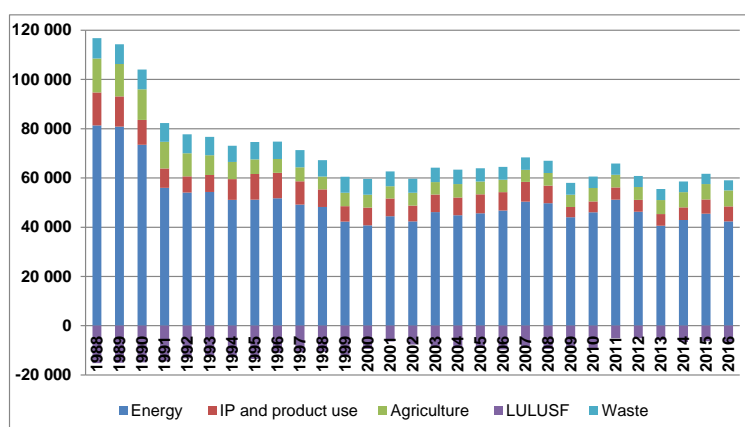
4.2. Декарбонизация

4.2.1. Емисии и поглътителни на парникови газове

През 2016 г. емисиите на парникови газове в България възлизат на 59 060 Gg CO₂, без да се отчита сектора ЗПЗГС. Емисиите са намалели с 49.41% в сравнение с базовата година (1988 г.) и с 4.4% в сравнение с емисиите от предходната 2015 година.

Основните причини за намаляване на емисиите на парникови газове в България са:

- ✓ структурните реформи в икономиката, дължащи се на преход от планова към пазарна икономика;
- ✓ намаляване на производството на електроенергия от топлоелектрическите централи (и увеличаване на дяловете на водната и ядрената енергия);
- ✓ структурните промени в промишлеността (включително спад в производството на енергоемки предприятия и подобряване на енергийната ефективност);
- ✓ въвеждане на мерки за енергийна ефективност в жилищния сектор;
- ✓ преминаване от твърди и течни горива към природен газ в енергопотреблението;
- ✓ спада в популациите на едър рогат добитък и овце и използването на торове.



Фигура 7 Общо емисии на България по сектори за периода 1988 - 2016 г., Gg CO₂ eq

Секторът Енергетика (емисиите на ПГ от изгарянето на горива) има най-голям дял в общите емисии на ПГ през 2016 г. - 71.8%. Сектор Селско стопанство се нарежда на второ място с 11.0%, сектора Индустриални процеси и използване на разтворители се нарежда на трето място с 10.3% и сектор Отпадъци - с 6.9%.

Делът на емисиите в схемата за търговия с емисии от общите емисии на парникови газове е 56.6% през 2016 г., докато дела на емисиите извън схемата е 42.2%.

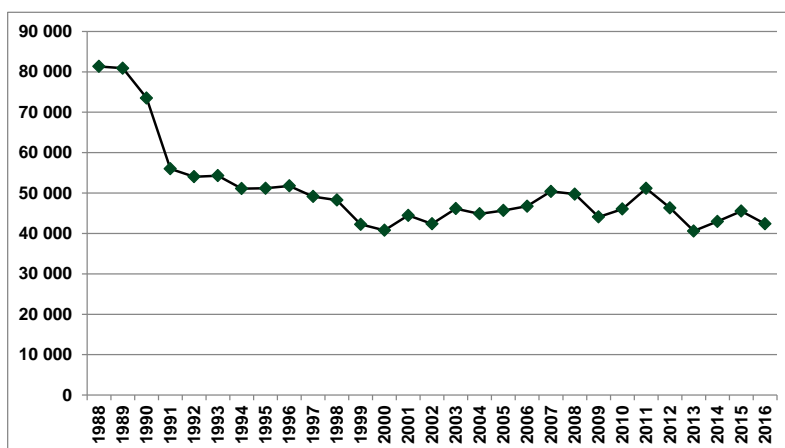
Сектор Енергетика

През 2016 г. емисиите от сектор Енергетика са намалели с 47.9% в сравнение с базовата година (42 386 Gg CO₂eq през 2016 г. в сравнение с 81 320 Gg CO₂eq през 1988 г.). Спрямо предходната година, емисиите през 2016 г. са намалели с 6.9% най-вече поради намаляването на производството на електроенергия от изкопаеми горива.

Основен източник на емисии в сектора е изгарянето на твърди горива, което е причина за 57.8% от емисиите в сектора през 2016 г., следвани от течните горива с 29.0% и газообразните горива с 12.2%.

Основните причини за намаляването на емисиите на парникови газове в енергийния сектор са преходът от централно планирана икономика към пазарна икономика. Това доведе до рязък спад в търсенето на електроенергия от производството на топлинна енергия.

Емисиите на парникови газове между 1988 г. и 2016 г. се определят от значителното намаляване на емисиите от изгарянето на горива в енергийните отрасли (35.7%) и използването на енергия в преработващата промишленост и строителството (83.4%) и в други сектори (търговски, жилищни, горското стопанство) - 72.3%, както и ясното увеличение на емисиите на парникови газове от транспорта с 30.2%).



Фигура 8 Емисии на ПГ от сектор Енергетика за периода 1988 - 2016 г., Gg CO₂eq

Сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители (ИПУР)

Постоянна тенденция към намаляване на емисиите в този сектор се наблюдава от 1988 г. насам. Емисиите през 2016 г. намаляват с 54.9% в сравнение с базовата 1988 година.

През 2016 г. сектор ИПУР възлиза на 10.3% от общите национални емисии на парникови газове (без ЗПЗГС), в сравнение с 11.5% през базовата 1988 година.

През 2016 г. емисиите на парникови газове от ИПУР са 6 062 Gg CO₂ в сравнение с 13 438 Gg CO₂ през базовата 1988 година.

През 2016 г. най-важната категория са минералните продукти (главно производство на клинкер и вар), които имат дял в общите емисии на ИПУР - 40.44%. Втората категория е химическата промишленост (производство на амоняк и азотна киселина) с 30.32%, следвана от употребата на продукти използвани като заместители на озоноразрушаващите вещества с дял от 23.1% и накрая с 3.69% производство на метали (стомана).

Емисиите на парникови газове от сектора ИПУР варират във времето и достигат най-ниско ниво през 2009 г. Намалението през 2016 г. за целия сектор е 54.9% от базовата година, докато най-голямото намаление се наблюдава в сектор Производство на метали - 94.4%.

Това се дължи главно на икономическата криза и по-специално на световната икономическа криза през 2009 г. След 1996 г. започва процес на приватизация, който води до намаляване на производството на предприятия. Този процес е последван от реструктуриране и модернизация на производството, като в същото време някои от предприятията престават да функционират.

Общото намаление на емисиите в годините е повлияно и от въвеждането на по-добри технологии на ниво предприятие.

Сектор Селско стопанство

Общото намаление на емисиите в сектора възлиза на 52.6% от 1988 г. насам. През 2016 г. селското стопанство е допринесло с 11.0% в общите емисиите на парникови газове в България (без ЗПЗГС).

Намаляването на емисиите се дължи главно на систематичното намаляване на площта на земеделските земи поради изоставянето на обработваемите земи и намаляването на популацията на добитъка. Друг двигател за намаляване на емисиите е намаляването на използването на торове.

Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство (ЗПЗГС)

Секторът ЗПЗГС има ролята на погълтител на парникови газове за България чрез двете категории - "Гори" и "Пасища", които поглъщат CO₂. Всички останали категории (Обработваеми земи, Населени места, Водни площи) са източници на емисии на CO₂. Нетното поглъщане на CO₂ от ЗПЗГС намалява с 57.1% в сравнение с базовата 1988 година. Основната причина за цялостното намаляване на поглъщането на емисиите на CO₂ от ЗПЗГС се дължи на намаляването на

поглъщането от категория Гори и лекото увеличение на емисиите от категориите Обработваеми земи, Населени места, Водни площи.

Основната причина за спада в поглъщането от категория Гори е наблюдаваният спад в темпа на растеж на горите, тъй като средната възраст на горите се увеличава постоянно през отчетния период. Въпреки отбелязания спад, делът на поглъщането в общите емисии на ПГ (в CO₂ ек) все още е значим. Причината за това е, че емисиите в другите сектори също са намалели значително. Делът на поглъщането през базовата година е с - 15.01% от общите емисии на CO₂, докато в 2016 година делът е - 12.44%.

Сравнявайки с базовата година се наблюдава увеличение на емисиите в обработваемите земи, населените места и влажните зони. Общите емисии от обработваемите площи се колебаят през целия период. Емисиите от населените места се увеличават през последните няколко години поради промени от други земеползвания до селища в съответствие с повишените инфраструктурни дейности след присъединяването на България към ЕС.

Сектор Отпадъци

Общото намаление на емисиите на сектора от базовата година е 50.4%. Намаляването се дължи основно на постоянен спад на населението през последните 10 години.

Емисии и поглъщатели на България по сектори, Gg CO₂eq

Сектори	1988	1990	1995	2000	2005	2010	2016	Промяна 1988/ 2016, %
Енергия	81 320	73 503	51 180	40 772	45 673	46 044	42 386	-47,9
ИПУР	13 437	10 046	10 453	7 210	7 683	4 444	6 062	-54,9
Селско стопанство	13 767	12 461	5 933	5 205	5 170	5 454	6 583	-52,2
ЗПЗГС	-15 234	-14 870	-13 533	-9 427	-8 894	-9 121	-6 536	-57,1
Отпадъци	8 227	7 977	6 999	6 380	5 380	4 604	4 081	-50,4
Общо (без ЗПЗГС)	101 519	89 118	61 033	50 141	55 012	51 426	52 577	-48,2

Прогнози по сектори при съществуващите национални и европейски политики и мерки до 2040 г. (включително за 2030 г.)

Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Енергия

Енергийни индустрии

Прогнозите за емисиите на парникови газове за сектора на енергийната индустрия се основават на анализ на енергийния баланс на страната. Този анализ се основава на моделиране с използване на софтуера за дългосрочно оценяване и енергийно планиране. Прогнозите отчитат всички съществуващи мерки за намаляване на емисиите на парникови газове.

Секторът на енергетиката обхваща следните дейности:

- производство и пренос на електроенергия, включително когенерация;
- производство и пренос на топлинна енергия за обществени нужди;
- пренос на природен газ (поддържане на налягането на компресорните станции).

Секторът на енергийните индустрии се състои от съоръжения за производство на електроенергия и топлинна енергия в голям мащаб. Това е секторът, който отговаря за най-голямото количество емисии на ПГ. Предвижда се този сектор да продължи да излъчва най-голяма част от емисиите.

Прогнози на емисиите в подсектор Енергийна индустрия , в Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	42 179	38 677	27 128	37 068	29 937	26 636	19 614	19 532

Преработваща промишленост и строителство

Прогнозите за този подсектор се основават на очакванията и прогнозите за икономическото развитие, дела на отделните подсектори, прогнозите за употреба на горива, както и общи прогнози за използването на някои от основните енергийни източници.

Прогнози на емисиите в подсектор Преработваща промишленост и строителство, Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	17 503	17 768	2 910	4 354	3 773	3 296	3 298	3 263

Транспорт

В периода между 1988 г. и 1991 г. разходът на гориво в транспортния сектор намаля с 48% вследствие на срива на икономиката. От 1991 г. насам консумацията на гориво непрекъснато се увеличава главно поради автомобилния транспорт. Въпреки, че през 2013 г. се наблюдава спад, от 2014 г. употребата на горива за пътен транспорт започна отново да се увеличава.

Прогнозата за развитието на подсектор Транспорт е изготвена в съответствие с

прогнозата за използването на горива в сектора.

Прогнозите за емисиите на CO₂ от подсектор Транспорт се изчисляват въз основа на прогнозите за потреблението на енергия в транспортния сектор. Транспортният сектор е разделен на четири подсектора: автомобилен трафик, въздушен трафик, железопътен трафик и корабоплаване.

Прогнози на емисиите в подсектор Транспорт, Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	7 179	6 605	9 350	10 443	9 646	10 045	9 426	9 042

Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители

Прогнозата за развитие на сектора отразява очакванията за възстановяване и плавен растеж след регистрирания спад, в резултат от икономическата криза. Изменението на структурата на промишлеността е резултат от прогнозното изменение на структурата на подотраслите.

Прогнози на емисиите в сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители, Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	13 438	10 047	6 062	5 126	5 231	5 298	5 240	5 444

Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Селско стопанство

Този сектор не е въвел значителни мерки за намаляване на емисиите. Намаляването е пряко следствие от общия спад на земеделието от 1988 г. насам. Намаляването на емисиите от животновъдството следва намаляването на броя на добитъка.

Прогнози на емисиите в сектор Селско стопанство, Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	13 768	12 462	6 583	5 031	5 231	5 419	5 649	5 863

Прогнози на емисии и погълтители на парникови газове в сектор ЗПЗГС

При изготвянето на инвентаризацията на емисии и погълтители на парникови газове, България използва комбинация от методи съгласно Ръководствата на Междуправителствения комитет по изменение на климата, за да получи

последователен и пълен анализ за страната. Следователно в своите прогнози за емисиите / поглътители от ЗПЗГС, България следва методите от степен 1, които представляват статистическа обработка на историческите данни. Прогнозите за данните за дейността са направени до 2040 г., като се вземат предвид целите, изложени в следния стратегически документ:

- Трети национален план за действие по изменение на климата (2013-2020 г.)
- Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода 2013-2020 г.
- Стратегически план за развитие на горския сектор 2014-2023 г.
- Селскостопанската политика на ЕС за периода 2014-2020 г.

Прогнози на емисии и поглътители по категории на ЗПЗГС, Gg CO₂eq

Категории ЗПЗГС	2016	2020	2025	2030	2040
Общо за сектора ЗПЗГС	-7172,68	-11304,91	-11832,83	-12360,75	-13275,80
A. Гори	-6096,04	-10843,20	-11027,68	-11212,16	-11557,26
B. Обработваеми земи	834,92	668,07	654,28	640,50	684,550
C. Пасища	-1767,85	-1392,96	-1557,37	-1721,77	-2050,58
D. Водни площи	272,49	293,99	293,99	293,99	293,98
E. Населени места	718,94	1001,60	1012,96	1024,32	1047,03
F. Други земи	-591,13	-257,85	-289,28	-320,70	-338,25
G. Продукти от дървесина	-544,01	-629	-775	-920	-1355,27

Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Отпадъци

Емисиите на парникови газове, отделени от сектора отпадъците, са CO₂, CH₄ и N₂O. Основният дял на CH₄ от сектора се дължи на депонирането на твърди битови отпадъци. N₂O се отделя при третиране и пречистване на отпадъчните води и биологичното третиране и изгарянето на отпадъците. CO₂ се отделя при изгаряне на отпадъци.

Прогнозите отчитат текущото състояние на управлението на отпадъците в съответствие с действащото законодателство. Планираните мерки за намаляване на емисиите на парникови газове в сектора са свързани най-вече с управлението на твърди битови отпадъци.

Прогнозираните емисии от сектора предполагат изпълнението на програми за намаляване на количеството биоразградими отпадъци за депониране, както и улавяне и изгаряне на метана на депото. Най-добрите практики могат да осигурят улавяне и изгаряне само на около 50% от генерирания газ.

Прогнози на емисиите в сектор Отпадъци, Gg CO₂ eq

Година	1988	1990	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Обобщени емисии, CO ₂ eq	8 227	7 977	4 082	3 990	3 834	3 684	3 543	3 411

4.2.2. Енергия от възобновяеми източници

і. Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в общото крайно енергийно потребление, а също и в различни сектори (отопление и охлаждане, електроенергетика и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите

Съгласно изискванията на Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергията от възобновяеми източници в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници (НПДЕВИ) е установена задължителна национална цел от 16% дял на енергията от възобновяеми източници (ВИ) в брутното крайно потребление на енергия на страната до 2020 г. В съответствие с приетия в НПДЕВИ сценарий за „допълнителна енергийна ефективност“ очакваното брутно крайно потребление на енергия за 2020 г. е оценено на 10 738 ktоe, като за изпълнението на задължителната национална цел е необходимо да бъде потребена енергия от ВИ възлизаща на 1 718 ktоe. Разпределението на очакваното потребление по сектори за 2020 г., както и количествата енергия от ВИ са представени в следващата таблица.

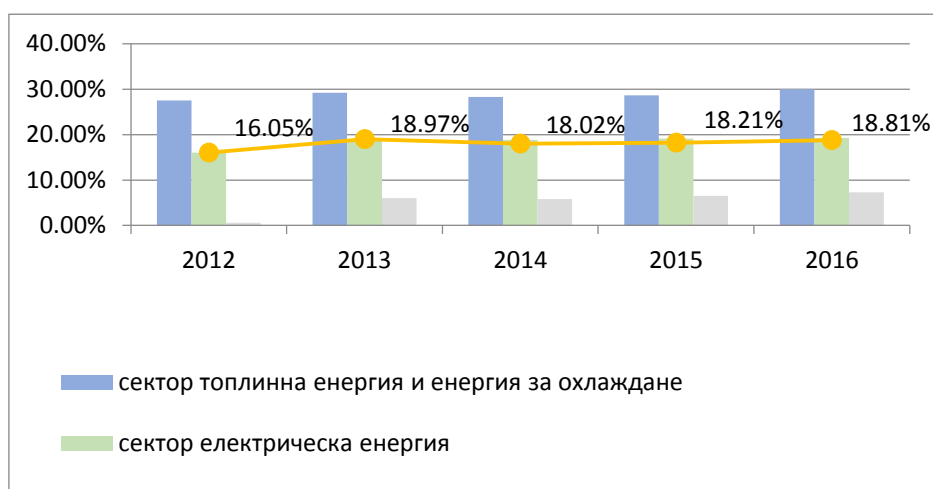
	Енергия от ВИ по сектори	Дял на енергията от ВИ
	ktоe	%
Енергия от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане	1 103	23.0
Енергия от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане	654	20.8
Енергия от ВИ в сектор транспорт	302	10.8
Крайно потребление на енергия от ВИ	2 059	
Излишък, който може да бъде използван по механизма за сътрудничество	341	3.2
Крайно потребление на енергия от ВИ за изпълнение на задължителната национална цел	1 718	16.0

Източник: Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници

Във Втория национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергия от ВИ, който беше представен на ЕК в края на 2013 г. е отчетено, че през 2012 г. Република България е преизпълнила задължителната национална цел от 16% дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия за 2020 г. Със следващите национални доклади (Трети и Четвърти

национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от ВИ) е отчетен продължаващ ръст на използваната енергия от ВИ, като през 2016 г. е постигнат 18.8% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия на страната. При изпълнението на целта в сектор транспорт също се наблюдава преизпълнение и през 2016 г. тя възлиза на 7.27%, при определена в НПДЕВИ спрямо определената междинна цел за 2016 г.

През 2016 г. брутното крайно потребление на енергия от ВИ достигна 1 999.5 ktоe и бележи ръст от 21% спрямо 2012 г. В периода 2012-2016 г. потреблението в секторите топлинна енергия и енергия за охлаждане и електрическа енергия нарастват с 7.2% и 19.5%. Значително се увеличава използването на енергия от ВИ в сектор Транспорт, което от 5.1 ktоe през 2012 г. достига 171.6 ktоe през 2016 г.



Фигура 9 Дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в страната, %

Разпределението на енергията от ВИ по сектори е следното:

→ сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане;

Сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане е с най-голям принос за изпълнение на задължителната национална цел, като през 2016 г. потреблението на енергия от ВИ в този сектор е 1 174 ktоe и в сравнение с 2012 г. се е увеличило със 6.6% (1 101 ktоe).

Общ действителен принос (крайното потребление на енергия) от всяка една технология за производство на енергия от ВИ в Р България за постигане на обвързващите цели за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в енергията за топлинни и охладителни цели (ktoe)

	2012	2013	2014	2015	2016
Геотермална енергия (с изкл. на нискотемпературната геотермална топлина, използвана в термопомпени инсталации)	33	33	33	33	35
Слънчева енергия	15	19	20	22	22
Биомаса	1 005	1 010	963	1 009	1 036
твърда биомаса	1 005	1 010	961	1 005	1 010
биогаз	0	1	2	4	26
течни горива от биомаса	0	0	0	0	0
Възобновяема енергия от термопомпи	47	64	65	75	81
въздушносвързани	0	0	0	59	63
земносвързани	0	0	0	0	0
водносвързани	0	0	0	16	18
ОБЩО	1 101	1 127	1 081	1 139	1 174
включително за топлофикационни системи					
включително енергия, произведена от биомаса, използвана в домакинствата	759	750	733	716	758 ¹²

Биомасата е с дял от 91% през 2012 г. и въпреки, че намалява до 88% през 2016 г. остава да е ВИ с най-голямо приложение в този сектор. През 2016 г. спрямо 2012 г. като положителна тенденция може да се посочи увеличаване използването на възобновяемата енергия от термопомпи със 73%, следвано от слънчева енергия от 45% и геотермална енергия с 4%. Твърдата биомаса продължава да е ВИ от най-голямо значение за този сектор и с най-голямо приложение в сектор Домакинство. През последните години, макар и не с очакваните темпове използването на дървесни отпадъци, др. растителни отпадъци, биомаса от селското стопанство и канализационни утайки се увеличава.

- сектор електрическа енергия;

През 2016 г. производството на електрическа енергия от ВИ възлиза на 7 365 GWh и бележи ръст от 20% в сравнение с 2012 г. Причина за това е въвеждането е експлоатация на нови вятърни и фотоволтаични електрически централи и

¹² Източник: Четвърти национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници

електрически централи на биомаса, в резултат на което инсталираната мощност за посочени години се е увеличила от 4 885 MW на 5 007 MW.

Общ действителен принос (изразен като инсталирана мощност и брутно производство на електрическа енергия) на всяка една технология за електропроизводство от ВИ в Р България за постигане на целите за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в електроенергията

	2012		2013		2014		2015		2016	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
ВЕЦ*	3 181	4 225	3 203	4 277	3 219	4 321	3 219	4 284	3 223	4 218
<i>без помпи</i>	2 168	3 926	2 190	4 017	2 206	4 103	2 206	4 065	2 210	3 917
<i><1MW</i>	61	146	64	156	67	171	63	168	63	177
<i>1 MW - 10 MW</i>	249	601	251	605	264	674	238	634	258	721
<i>>10MW</i>	1 858	3 600	1 875	3 670	1 875	3 666	1 905	3 671	1 889	3 441
ПАВЕЦ	864		864		864		864		864	
<i>Със смесен режим на работа (със и без помпено акумулиране)**</i>	149	421	149	413	149	409	149	407	149	422
Геотермални електроцентрали										
Слънчеви електроцентрали	1 013	814	1 020	1 361	1 026	1 252	1 029	1 383	1 028	1 386
<i>фотоелектрични с концентриране на светлината</i>	1 013	814	1 020	1 361	1 026	1 252	1 029	1 383	1 028	1 386
<i>Енергия на приливите и отливите, на вълните и океанска енергия</i>										
Вятърни инсталации	677	1 039	683	1 220	699	1 301	699	1 366	699	1 408
<i>разположени на сушата</i>										
<i>разположени в морето</i>										
Биомаса***	14	66	34	112	40	201	54	270	57	354
<i>твърда биомаса</i>	14	65	30	95	30	139	34	151	19	163
<i>биогаз</i>	0	1	4	17	10	62	20	119	38	191
<i>течни горива от биомаса</i>										
ОБЩО	4 885	6 144	4 940	6 970	4 984	7 075	5 001	7 303	5 007	7 365
<i>от които когенерационни централи (СНР)</i>		66		110		182		234		254

Източник: Четвърти национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници

* Данни, нормализирани в съответствие с Директива 2009/28/ЕО и методиката на Евростат

**Съгласно новата методика на Евростат

*** Тук следва да бъде отчетена електрическата енергия само от такава биомаса, която съответства на критериите за устойчиво развито производство (sustainability criteria) — вж. последната алинея от параграф 1 на член 5 от Директива 2009/28/ЕО

Производството на електрическа енергия от ВЕЦ за периода 2012-2016 г. остава почти непроменено, докато при ФЕЦ и ВтЕЦ бележи ръст от 19%. С 5% се е увеличило и производството на електрическа енергия от централи на биомаса.

- сектор „Транспорт“

През 2012 г. използването на биогорива не беше отчетено поради невъвеждане в екологичното законодателство на изискванията, свързани с критериите за устойчивост. Поради тази причина през 2012 г. отчетеното количество енергия от ВИ в сектор „Транспорт“ възлиза на 5.1 ktоe (отчетено е потребление само електрическа енергия). В периода 2013-2016 г. крайното потребление на енергия от ВИ в сектор транспорт бележи устойчив ръст като през 2016 г. достигна 171.5 ktоe. Увеличаването на потреблението на енергия от ВИ се дължи на ръст в потреблението на биоетанол и биодизел.

Общ действителен принос на всяка една технология за производство на енергия от ВИ в Р България за постигане на обвързващите цели за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в енергията в транспортния сектор (ktoe)*

	2012	2013	2014	2015	2016
Биоетанол	0.0	8.4	14.8	32.2	32.9
Биодизел (FAME)	0.0	95.9	95.9	112.5	130.3
Електроенергия от ВИ	5.1	5.2	6.2	7.7	8.4
Включително:					
консумирана за автомобилен транспорт	0.7	1.0	1.7	1.2	1.3
консумирана за железопътен транспорт	3.9	3.6	3.9	5.9	6.5
консумирана в други транспортни сектори	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
ОБЩО	5.1	109.4	116.9	152.5	171.5¹³

ii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.)

4.3. Измерение „Енергийна ефективност“

i. Текущо първично и крайно енергийно потребление в икономиката и по сектори (включително промишленост, жилищен сектор, сектор на услугите и транспорт)

Източник: Четвърти национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници

* От количествата биогорива следва да бъдат отчетени само тези, които съответстват на критериите за устойчивост, вж. последната алинея от параграф 1 на член 5 от Директива 2009/28/ЕО



Фигура 10 Първично енергийно потребление 2012 - 2016, ktoe

През 2013 г. първичното енергийно потребление (ПЕП) отбелязва значителен спад, с над 1.3 милиона тне в сравнение с предходната година, в резултат на въздействието на икономическата криза, като достига минималната си стойност за периода от 16 492 ktoe.

През следващите две години ПЕП расте, но през 2016 г. отново отбелязва спад като остава под равнището на 2012 г.

Положителна тенденция е увеличеното използване на енергия от ВИ, като нейния дял в ПЕП нараства от 9.1% през 2012 г. до 11% през 2016 г.

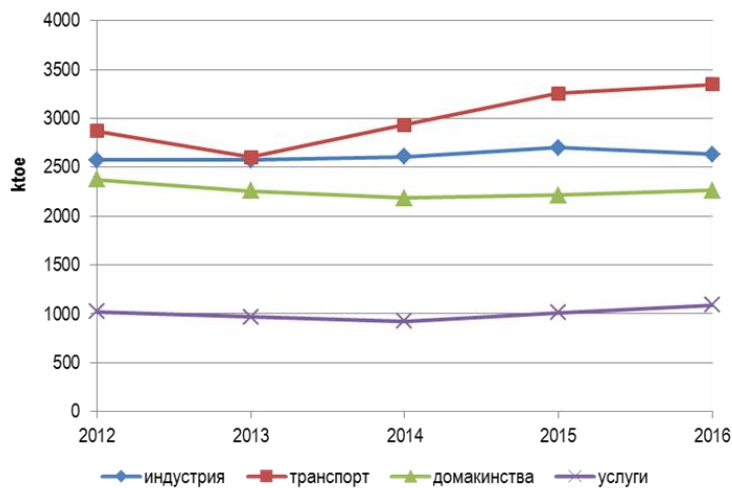
1. Крайно енергийно потребление



Фигура 11 Крайно енергийно потребление 2012 - 2016, ktoe Източник - по данни от НСИ

Крайно енергийно потребление по сектори

Крайното енергийно потребление (КЕП) също достига минимална стойност през 2013 г., след което расте и към 2016 г. надхвърля равнището на 2012 г. с близо 500 ktoe.



Фигура 12 Крайно енергийно потребление по сектори 2012 - 2016, Източник - по данни от НСИ

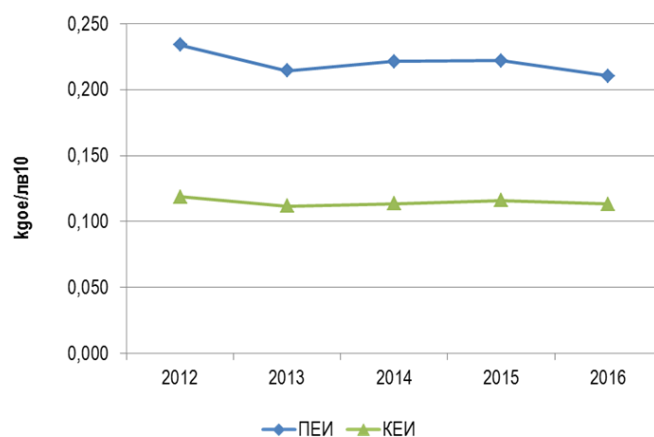
През 2012-2016 г. енергийното потребление се увеличава по-значително в сектор „Транспорт“- с 16.6% за целия разглеждан период. След 2008, в резултат на икономическата криза, този сектор измести индустрията като най-голям потребител на енергия в страната. След 2013 година тенденцията е КЕП на транспорта да расте ежегодно но с намаляващи темпове - от 12.8% през 2014 до 2.9% през 2016. Ръстът на потреблението в транспорта е свързан в голяма степен със значителното понижаване международните цени на нефта след 2013 г.

През разглеждания период има минимален ръст на КЕП и в сектор „Услуги“ – 6.6% и в сектор „Индустрия“ – 2.3%.

От 2012 г. до 2016 г. КЕП в сектор „Домакинства“ намалява с близо 5%.

Енергийна интензивност

Енергийната интензивност е основен индикатор за ефективността на използването на енергия. Изменението на ПЕИ и КЕИ през периода 2012 - 2016 г. е показано на фиг. 13.



Фигура 13 Първична и крайна енергийна интензивност 2012 - 2016, kgoe/лв.2010 г.,
Източник - по данни от НСИ

През 2013 г. и 2016 г. ПЕИ и КЕИ намаляват, но през 2014 г. и 2015 г. нарастват. За целия разглеждан период, от 2012 до 2016, ПЕИ и КЕИ отбелязват минимално намаление, с 10% и 4.4% съответно. Съотношението между крайно и първично потребление нараства от 50.7% до 53.9% което показва намаляване загубите на енергия в енергийния сектор.

Ниските темповете на намаляване на КЕИ от 2012 г. до 2016 г. се дължат на следните фактори:

- Въздействието на икономическата криза върху всички стопански субекти и домакинствата намали възможностите за финансиране на дейности за повишаване на енергийната ефективност със собствени средства.
- Непълно натоварване на производствения капацитет и липса на средства за текущ ремонт на оборудване, сгради, превозни средства и т.н.
- Значително намаляване международните цени на горива като природния газ и нефта след 2013 г., което намали икономическата привлекателност на проектите за повишаване енергийната ефективност и стимулира потреблението на горива от транспорта.
- Увеличаване броя и използването на личните автомобили за сметка на другите по-енергоефективни видове транспорт, недобро техническо състояние на голяма част от автомобилния парк и все по-продължителни и мащабни задръствания в големите градски центрове, където е съсредоточен автомобилния трафик.

ii. Текущ потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи 14

Съществуващ капацитет за високоефективно комбинирано производство на енергия

Параметър	Капацитет за производство на електроенергия от високоефективна когенерация (MWe)
Общо инсталирана мощност за ел. генерация (MWe)	13 563
Инсталирана ел. мощност на големите ел. централи и CHP централите (ГВтч/година)	8 585
Инсталирана ел. мощност на CHP със сертифицирано високо ефективно производство (MWe)	814

Преобладаващата част от инсталираните мощности на централите, произвеждащи електроенергия, имат възможност да произвеждат и топлинна енергия (63%), т.е. могат да работят в когенерационен режим, но само 814 MWe от капацитета им за производство на топлоенергия може да бъде определен като високоефективна когенерация.

Технически потенциали през 2025 г.

В следващата таблица е представена общата потребност от топлина за 2025 г., като е съобразена с прогнозирания ръст на БВП на България, както и с очакваното намаление на енергийната интензивност за същия период. Съответно брутното производство на топлина предвижда намаление на загубите от пренос на топлина от малко над 23% за 2014 г. до 10% през 2025 г. за съществуващи топлофикационни мрежи или от общото 7% за 2014 г. до 5% през 2025 г.

Потенциалът за нови високоефективни когенарационни мощности е оценен на база нетоплофицираното население и климатичните показатели на районите, където е съсредоточено то. След прилагането на следните критерии:

- Население над 42 000 жители, и
- Топлинна консумация над 10 GWh годишно

се установи, че в потенциала за нови високоефективни когенарационни мощности попадат близо 50% от нетоплофицираното население в страната или 19 населени места.

След отчитане на доставената топлина за тези населени места се определя средния топлинен товар (на база средна продължителност на отоплителния сезон и дела на

¹⁴ В съответствие с член 14, параграф 1 от Директива 2012/27/ЕС.

топлината за отопление - приет е коефициент $f_t=0.9$). Като се вземе предвид товара за БГВ и се приложат очакваните загуби за пренос на топлина се определя общия топлинен товар плюс загубите. Средната минимална и средната външна температура показват върховия топлинен товар за съответните населени места.

При изчисляването на този потенциал съответно е приложено изменението на БВП и енергийната интензивност.

За всяка потенциална нова високоефективна когенерационна мощност е изчислена нетната сегашна стойност, като е взето предвид:

- Необходимата електрическа и топлинна мощност за задоволяване на базовия топлинен товар;
- Оперативните часове;
- Живота на инсталацията;
- Постоянните и променливи разходи;
- Капиталовите разходи необходими за изграждането на инсталацията;
- Типа гориво.

На база най-висока нетната сегашна стойност, както и района в който би следвало тя да се разположи (обикновено представляващо условие за достъпа до различни горива) е избрана и съответната технология.

Съответно получените от новите мощности количества топлина следва да се включат към нови локални районни мрежи. Предвижда се в местата със съществуваща когенерация да се изградят допълнителни такива високо ефективни мощности, работещи на газ, като разликата до върховия товар да се покрива от котли. В местата без съществуваща когенерация да се изградят котли на газ.

Така предвидените мощности следва да заместят неефективни такива от сектор Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление.

Технически потенциал за производство на топлинна енергия в нови високоефективни когенерации и алтернативи през 2025 г.

Технически потенциал за генериране на топлинна енергия GWh/год.	Дял по сектори и топлофикационни мрежи					ОБЩО
	Съществуващи топлофик. мрежи	Промишленост	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление	Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения	
Общо потребност от топлинна енергия	5 967	11 013	6 642	21 967	1 038	46 627
Разбивка: комбинирано производство на енергия с допълнителна топлина от котли						
Дял от високо ефективна когенерация	64%	83%			100%	
Дял от котли	36%	17%			0%	
Общо производство, бруто	6 563	11 123	6 538	21 967	1 142	47 334
Места със съществуваща когенерация	4 221	9 189	-	-	993	14 404
Високо ефективна когенерация на газ с допълнителна топлина от котли	2 895	7 627			993	11 515
Високо ефективна когенерация на въглища, с допълнителна топлина от котли	1 326	1 562			-	2 888
Места без съществуваща когенерация	2 342	1 934	6 538	21 967	149	32 930
Генерация на топлинна енергия от котли на газ	2 302	-	6 538		149	8 989
Генерация на топлинна енергия от котли на въглища	-	-				-
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	39	-				39
Микро когенерация на газ	-	-				-
Алтернативни високоефективни решения						
Термопомпи			6 538			
Слънчеви и геотермални инсталации, с допълнителна топлина от котли						

Потенциалът за производство на топлинна енергия в нови когенерационни инсталации, може да се реализира основно чрез:

- Преминване от разделно топлопроизводство към високоефективно КПЕТЕ
- Преминване от паров цикъл на Ренкин към комбиниран газо- паров цикъл
- Потенциал при използването на отпадъци

iii. Прогнози при съществуващите политики, мерки и програми за енергийна ефективност съгласно описаното в точка 1.2, подточка ii) за първичното и за крайното потребление на енергия за всеки сектор най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.)

iv. Оптимални по отношение на разходите нива на минимални енергийни характеристики, получени в резултат от националните изчисления в съответствие с член 5 от Директива 2010/31/ЕС

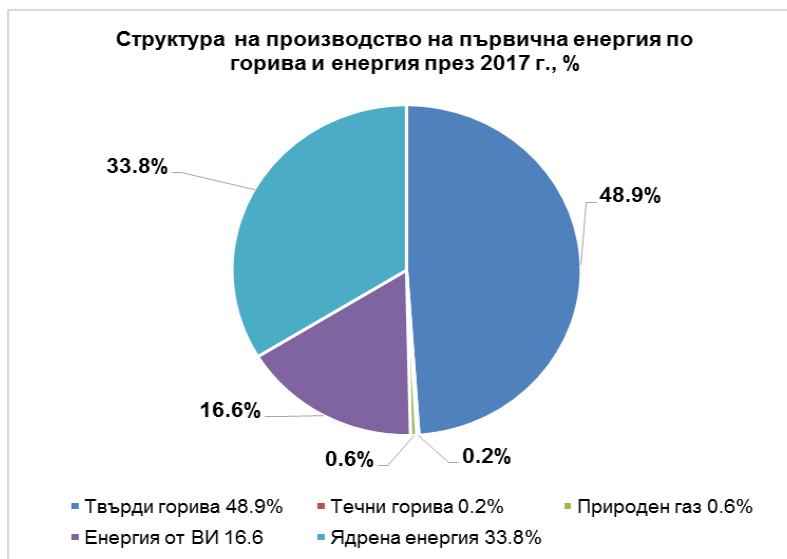
4.4. Измерение „Енергийна сигурност“

i. Настоящ енергиен микс, собствени енергийни източници, зависимост от внос, включително относими рискове

➤ *Настоящ енергиен микс*

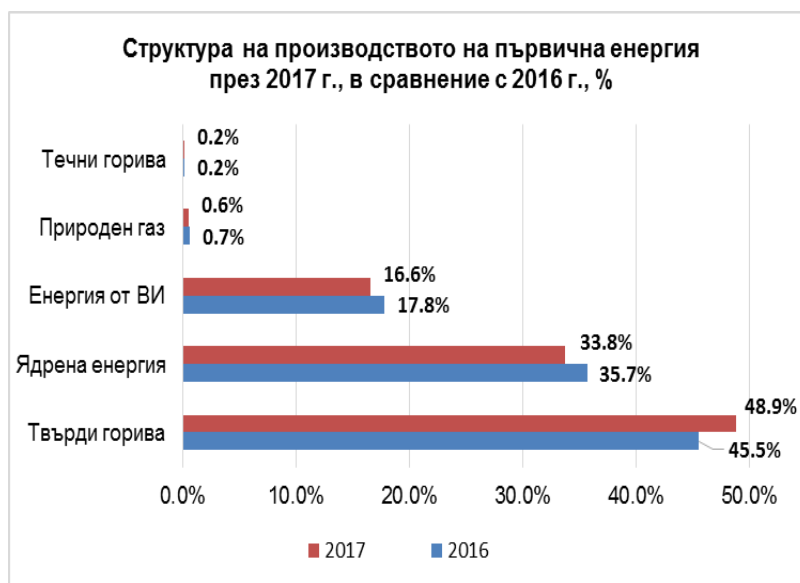
По данни на Националния статистически институт (НСИ) за 2017 г. производството на първична енергия през 2017 г. в страната е в размер на 11 674 ktce като задоволява 62% от брутно вътрешно потребление при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от вътрешното енергийно потребление.

В структурата на производството на първична енергия по видове горива и енергия най-голям дял имат твърдите горива (местни лигнитни и кафяви въглища) – 48.9% и ядрената енергия – 33.8%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 16.6%, природен газ – 0.6% и течни горива – 0.2%.



Фигура 14 Структура на производство на първична енергия, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

В сравнение с 2016 г. производството на първичната енергия бележи ръст от 3.8%. Това се дължи изцяло на увеличението добив на местни въглища с 10.4%. Спад бележат всички останали горива и енергия: природен газ – 15.7%, енергия от ВИ – 3.3%, ядрена енергия – 1.8% и течни горива – 0.4%.



Фигура 15 Структура на производство на първична енергия през 2017 г., в сравнение с 2016 г., %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

През 2017 г. вносът на горива и енергия е в размер на 13 298 ktоe. С най-голям дял са нефта и нефтепродуктите – 72.0%, следвани от природния газ - 20.5%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: твърди горива - 4.4%, електрическа енергия - 2.4% и енергия от ВИ – 0.8%.



Фигура 16 Внос на горива и енергия, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

Спрямо предходната 2016 г. вносът се увеличава с 4%. Нараства вносът на течните горива (нефт и нефтопродукти) - 5.3%, природния газ - 4.8% и твърдите горива - 3.6%. Намаление бележат: енергията от ВИ - 55.3% и ядрената енергия - 23.3%. Износът на горива и енергия през 2017 г. в страната е в размер на 5 813 ktoe. Най-голям дял имат течните горива (нефтопродукти) - 83.9% и електрическата енергия - 13.6%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ - 1.8%, природен газ - 0.5% и твърди горива - 0.2%.



Фигура 17 Износ на горива и енергия, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

Брутното вътрешно потребление на горива и енергия в страната през 2017 г. е в

размер на 18 884 ktoe. Най-голям дял имат твърдите горива – 32.6%, следвани от течните горива – 24.1%. Останалите горива и енергии се разпределят, както следва: ядрена енергия – 20.9%, природен газ – 14.6% и енергия от ВИ – 10.3%.



Фигура 18 Брутно вътрешно потребление, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

Спрямо 2016 г. брутното вътрешно потребление е увеличено с 3.4%. Нараства потреблението на твърдите горива с 6.9%, течните горива с 4.5% и природния газ с 2.7%. Намаление се отчита при енергията от ВИ – 3.9% и ядрената енергия – 1.8%. През 2017 г. крайното потребление на енергия е в размер на 9 777 ktoe. Най-голям дял в структурата имат течните горива – 34.9%, следвани от електрическата енергия – 26.3%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 14.1%, природен газ – 13.8%, топлинна енергия – 6.7% и твърди горива - 4.2%.



Фигура 19 Структура на крайното енергийно потребление, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

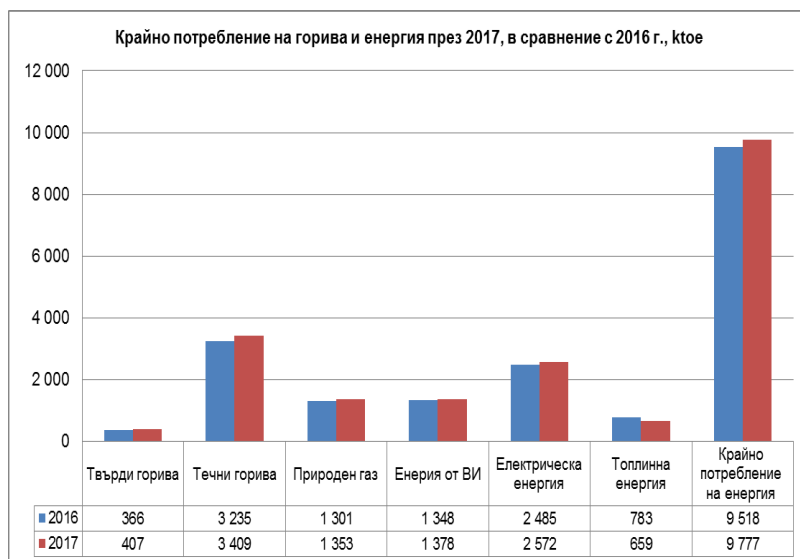
При всички сектори се наблюдава ръст в крайното потребление на енергия, като изключение прави сектор Селско стопанство, при който през 2017 г. се наблюдава спад спрямо 2016 г. Отчетеното увеличение в другите сектори е в сектор Индустрия с 4.5%, сектор Транспорт с 2.5%, сектор Услуги с 2.4% и сектор Домакинства с 1.9%. През 2017 г. сектор Транспорт е с дял от 34% в крайното потребление на енергия, като запазва формиралата се през последните десет години позиция на водещ сектор в крайното потребление на енергия. Въпреки констатираното увеличение на потреблението в сектор Индустрия, то не може да компенсира спада през последните години и с дял от 28%, той е втория по важност сектор. Делът в крайното потребление на енергия в секторите Домакинства, Услуги и Селско стопанство са съответно 24%, 12% и 2%. Структурата на крайното потребление на енергия по сектори през 2017 г. е идентично с това през 2016 г.



Фигура 20 Структура на крайното потребление на енергия по сектори, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

С дял от 34.9% през 2017 г. течните горива, основно потребявани в автомобилния транспорт (84%) са най-използвания енергоносител в крайното потребление на енергия. През 2017 г. потребената електрическа енергия е 2 572 ktOE (29 912 GWh), с дял от 26.3% в крайното потребление на енергия и бележи ръст от 3.4%, спрямо 2016 г. През 2017 г. използването на енергия от ВИ се е увеличило с 2.2%. Основният възобновяем източник, който се използва в страната е биомасата, чийто дял представлява 87% от крайното потребление на енергия от ВИ. Като положителна тенденция през 2017 г. може да се посочи увеличеното на крайното потребление на природен газ с 3.9%. През 2017 г. в крайното потреблението на топлинна енергия се наблюдава спад от 18.9%, като една от причините за това е по топлата зима.

Твърдите горива са се увеличили с 10.1 %.

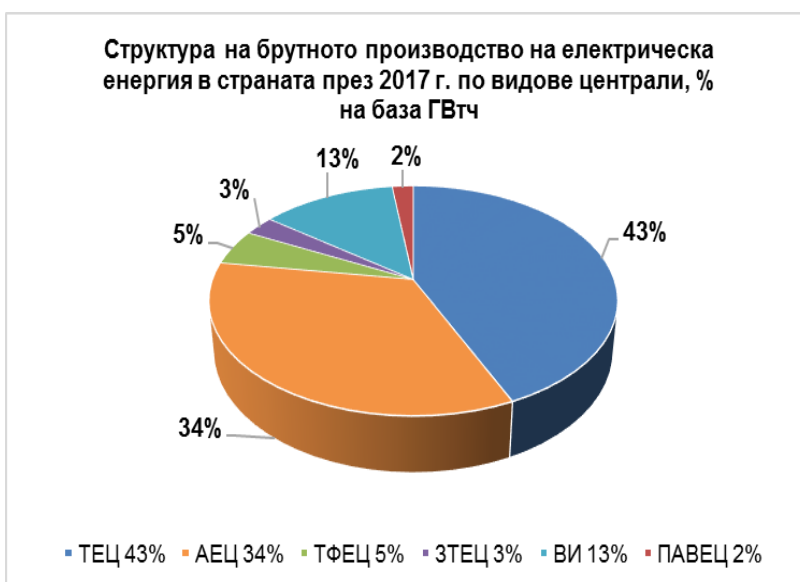


Фигура 21 Крайното енергийно потребление през 2017 г., в сравнение с 2016 г., %, Източник - по данни от НСИ

Р България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени и термични централи и централи, използващи ВЕИ (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса).

По данни на Министерство на енергетиката през 2017 г. брутното производство на електрическа енергия е 45.5 TWh, което е с 0.8% повече от производството през 2016 г.

Най-голям дял в производството на електрическа енергия през 2017 г. имат ТЕЦ – 43%, следван от АЕЦ с 34%, ВИ – 13%, ТФЕЦ - 5%, ЗТЕЦ – 3% и ПАВЕЦ – 2%.



Фигура 22 Структура на брутното производство на електрическа енергия, по видове централи, %, Източник - по данни от НСИ за 2017 г.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа

енергия е 96%, а този на вносните – 4% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

➤ *собствени енергийни източници*

България използва в максимална степен съществуващия потенциал на местни ресурси при спазване на екологичните изисквания. Основни енергоносители за производство на енергия са твърдите горива и ядрената енергия.

Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от производство на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Местните въглища ще осигурят ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Ядрената енергия е важен енергоносител, който гарантира базово производство на електрическа енергия с предвидими и конкурентни цени. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Използването на енергия от ВИ е третия по значимост местен енергиен ресурс, които търпи увеличение през последните години. Основен принос за това има увеличеното потребление на биомаса, така също използването на слънчевата и вятърната енергия за производство на електрическа енергия.

➤ *зависимост от внос*

През 2016 г. по данни на Евростат енергийната зависимост от горива и енергия в брутното вътрешно потребление на страната е 37.2%, като в сравнение със средната стойност за държавите членки на ЕС (53.6%) е значително по-ниска. Това се дължи на възприетата от Евростат методология, според която ядрената енергия се отчита като местен енергиен източник.

➤ *относими рискове*

Вносът на нефт и природен газ се осъществява основно от Руската федерация. В случай на внезапни прекъсвания на доставките за по-дълъг период това би въздействало негативно във всички сфери на българската икономика, в т.ч. на производството на енергия, на свързаните с тези източници технологични процеси в индустрията, транспорта и др.

ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и

За целите на Интегрирания национален план е разработен прогнозен енергиен баланс на база комбинация от прогнози за добив и внос на енергоносители, необходими за осигуряване потреблението от горива и енергия в страната. Изготвени са прогнози за бъдещото развитие на секторите електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, преработване на нефт и др. преобразувателни процеси. При разработването на прогнозите за общия баланс на горива и енергия на страната са използвани прогнозни резултати от Евростат, Националния статистически институт, Българската академия на науките, Електроенергийния системен оператор, „Булгартрансгаз“ ЕАД, „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, Министерството на енергетиката, Черноморски изследователски енергиен център и др.

Прогнозният електроенергиен баланс на страната отчита възможностите за подобряване на енергийната ефективност и се основава на планираното крайно потребление в страната.

Прогнозирането на електроенергийния сектор е извършено при следните основни предпоставки:

- запазване ролята на местните въглища като основен източник за производство на електрическа енергия от термичните централи;
- запазване ролята на ядрената енергия;
- производство на електрическа енергия от ВИ без нови схеми за подпомагане, при пазарни условия и с акцент върху собственото потребление.

Прогнозата отчита повишаване на енергийната ефективност с 27% и увеличаване дела на енергията от ВИ в брутното крайно енергийно потребление до 25%.

През 2030 г. и 2040 г. производството на първична енергия се очаква да се повишава спрямо 2017 г., съответно със 17% и 22%. През 2050 г. се наблюдава спад с 3% спрямо 2040 г.

Вносът на първични горива достига най-голяма стойност през 2021 г., след което следва тенденция на понижение до 2050 г. Главните фактори за това са подобрената енергийна ефективност и вероятното въвеждане на нови ядрени мощности.

По отношение на износа на електрическа енергия през 2030 г. се наблюдава ръст от 59% спрямо 2017 г., който продължава и до 2040 г., където достига 68% спрямо 2017 г. През 2050 г. износът на електрическа енергия намалява с 20% спрямо 2040 г.

Брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. намалява с почти 1% спрямо 2017 г., като тази тенденция продължава и в перспектива до 2040 г. и 2050 г.

Крайното потребление на енергия до 2030 г. намалява с 11% спрямо 2017 г., като намаление се наблюдава и през 2040 г. и 2050 г.

През 2030 г. е предвидено крайното потребление на електрическа енергия в страната да се намали с 6% спрямо 2017 г. В по-дългосрочен аспект до 2050 г. се очаква потреблението на електрическа енергия да се увеличи с 5% спрямо 2017 г.

4.5. Измерение „Вътрешен енергиен пазар“

4.5.1. Взаимосвързаност между националните електроенергийни системи

i. Текущо равнище на междусистемна свързаност между националните електроенергийни системи и основни междусистемни електропроводи

Българската електроенергийна система (ЕЕС) работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез следните междусистемни електропроводи:

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Варна (BG) – п/ст Ступина (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Добруджа (BG) – п/ст Рахман (RO);
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS);
- ЕП 400 kV п/ст Червена могила (BG) – п/ст Щип (МК);
- ЕП 400 kV п/ст Благоевград (BG) – п/ст Солун (GR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR).

Текущото равнище на междусистемната електрическа свързаност е:

- 16.2% от преносната способност при износ, с отчитане на критериите за сигурност;
- 13.2% от преносната способност при внос, с отчитане на критериите за сигурност;
- 152% от номиналната термична преносна способност, спрямо върховия товар;

- 281% от общата номинална термична преносна способност, спрямо инсталираната генерираща мощност от ВЕИ.

ii. Прогнози за изискванията за разширяване на междусистемните електропроводи (включително за 2030 г.)

Перспективи за развитие на електрическата свързаност поне до 2040г. и поне до 2030г.:

Предвидено е изграждането на следните нови междусистемни електропроводи:

- ЕП 400 kV п/ст Марица изток (BG) – п/ст Неа Санта (GR);
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS) - втора връзка.

Новият междусистемен електропровод Марица изток – Неа Санта е проект от общоевропейски интерес (PCI).

След изграждането на посочените по-горе нови междусистемни електропроводи, преносната способност за обмен на електроенергия ще достигне 22%.

Планиране развитието на преносните мрежи и междусистемните връзки на страните от югоизточната част на континентална Европа се определя в регионалния инвестиционен план и се утвърждава на всеки две години в общоевропейския десетгодишен план на ENTSO-E, чиито дългосрочен хоризонт към момента е в рамките до 2040г.

Съществува тристранен проект България - Гърция - Турция, за оценка на възможностите за изграждане на трета междусистемна връзка между България и Турция, чиято работа още не е завършила. До момента, турската страна не е направила официално предложение за изграждане на нови междусистемни електропроводи в регионалния инвестиционен план на ENTSO-E.

4.5.2. Електропреносна и газопреносна инфраструктура

i. Основни характеристики на съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия и газ

Структура на електропреносната мрежа :

Българската ЕЕС работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез четири междусистемни електропровода с Румъния, два с Турция и по един със Сърбия, Македония и Гърция, както следва:

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Варна (BG) – п/ст Ступина (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Добруджа (BG) – п/ст Рахман (RO);
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS);
- ЕП 400 kV п/ст Червена могила (BG) – п/ст Щип (МК);
- ЕП 400 kV п/ст Благоевград (BG) – п/ст Солун (GR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR).

Съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия обхваща: 2571 km електропроводи 400kV, 2837 km електропроводи 220kV, 9960 km електропроводи 110kV, 34 системни подстанции и 263 понижаващи подстанции.

Въздушни електропроводи национална електропреносна система :

- 400 kV с обща дължина 2 519 км;
- 220 kV с обща дължина 2 812 км;
- 110 kV с обща дължина 9 990 км;

Трансформаторни подстанции:

- 32 системни подстанции с обща трансформаторна мощност 15 888 MVA;
- 259 понижаващи подстанции с обща трансформаторна мощност 15 383 MVA;

Възлови станции:

- Една възлова станция 400 kV;
- Една възлова станция 110 kV;

Оптична мрежа:

- С обща дължина 3 118 км;

Структура на газопреносната мрежа:

Газовата инфраструктура собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, на територията на Република България се състои от национална газопреносна мрежа, осигуряваща природен газ за основната част от потребителите в България и транзитен пренос, осъществяваща предимно пренос на природен газ за Турция, Гърция и Македония с обща дължина на газовата инфраструктура 2 765 км и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), което е пряко свързано с националната газопреносна мрежа.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ), 9 компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“, КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич с обща инсталирана мощност в размер на 319 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Техническият капацитет за пренос до присъединени към мрежата потребители в България възлиза на 7,4 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar. Техническият капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изградил и въвел в търговска експлоатация две реверсивни станции за измерване на количествата природен газ ГИС „Ихтиман“ и ГИС „Лозенец“, с помощта на които Операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите по различни маршрути .

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено в землището на с. Чирен на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност в размер на 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн. м³ природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището. Минималният капацитет на добив е в размер на 0,5 млн. м³/ден, а максималният е 3,4 млн. м³/ден. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив , като капацитета на добив може да достигне до 4,2 млн. м³/ден. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време максимално до 30 дни. ПГХ „Чирен“ се използва за покриване на сезонната неравномерност на потреблението на Република България.

ii. Прогнози за изискванията за разширяване на мрежите най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.)

Електропреносна инфраструктура:

Предвидени са за изграждане следните нови вътрешни електропроводи 400kV:

- ЕП 400 kV п/ст Пловдив – п/ст Марица изток;
- ЕП 400 kV п/ст Марица изток – ТЕЦ МИЗ;
- ЕП 400 kV п/ст Марица изток – п/ст Бургас;
- ЕП 400 kV п/ст Бургас – п/ст Варна.

Посочените по-горе вътрешни нови електропроводи са проекти от общоевропейски интерес (PCI).

След тях по важност са новите електропроводи 400kV по направление "север-юг" (Ветрен - Благоевград и Царевец - Пловдив). Предвидена е също и реконструкция на значителна част от мрежа 110kV. Ще се извърши модернизация и разширение на редица подстанции, с подмяна на оборудване и релейни защиты, телекомуникационна апаратура и начин на управление. Ще бъде увеличена трансформаторната мощност между мрежи 220kV и 110kV в ОРУ на ТЕЦ "Варна". Ще се доставят статични компенсирани устройства за овладяване високите напрежения в минимални режими в района на "Маришкия басейн" и п/ст Добруджа. Ще се изградят нови комуникационни трасета.

При положително решение за изграждане на нова ядрена мощност е предвидено допълнително развитие на електропреносната мрежа по направление север-юг и подсилване северната част на пръстен 400kV.

Газопреносна инфраструктура:

Планираните дейности на газопреносния оператор ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. Операторът ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

iii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.)

Електропреносна инфраструктура:

Преносният капацитет трябва да бъде поне 10% от 2020 г. и поне 15% от 2030 г., спрямо инсталираната генерация, при отчитане на сигурността, критерия (N-1) и резерва по надеждност.

След изграждането на новите електропроводи, описани в *ii*), преносният капацитет за обмен на електроенергия ще достигне 22%.

4.5.3. Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени

i. Текуща ситуация на пазарите на газ и електроенергия, включително енергийни цени

Във връзка с реструктурирането на дейностите, свързани с производство, пренос и управление на енергийната система, в съответствие с Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО), Р България избра модела „независим преносен оператор“, при който преносният оператор и мрежовите активи са обособени в отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие, което осъществява функции по производство и доставка.

В изпълнение на изискванията на Директива 2009/72/ЕО, след приключване на процедурата по отделяне на ЕСО ЕАД от НЕК ЕАД през 2014 г., ЕСО ЕАД е собственик и оператор на цялата мрежа за пренос на електрическа енергия в Р България.

ЕСО ЕАД е сертифициран за независим преносен оператор с решение на КЕВР от 2015 г., с което изпълнява изискванията на чл. 10 и чл. 11 от Директива 2009/72/ЕО и чл. 3 от Регламент (ЕО) No 714/2009.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от оператори на електроразпределителни мрежи на обособени територии – „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Север“ АД, Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Златни пясъци“ АД.

В съответствие с Директива 2009/72/ЕО и съгласно ЗЕ, пазарът на електрическа енергия в България е либерализиран от 01.07.2007 г., като процесът на либерализация е поетапен и търговията с електрическа енергия в България се реализира на два пазарни сегмента – по-свободно договорени цени и по регулирани цени.

Пазарът на електрическа енергия в Република България се характеризира като национален. Неговата структура и организация се регламентират от Правила за търговия с електрическа енергия. Електроенергийният пазар се състои от пазар на електрическа енергия чрез двустранни договори, сключени на платформата на борсовия оператор, борсов пазар, пазар на балансираща енергия, пазар на резерв и допълнителни услуги, пазар за предоставяне на междусистемна преносна способност (капацитет).

Търговски участници са производителите на електрическа енергия, търговците на електрическа енергия, координаторите на балансиращи групи, крайните клиенти, общественият доставчик на електрическа енергия, крайните снабдители на електрическа енергия, независимият преносен оператор, операторът на борсовия

пазар, операторите на електроразпределителните мрежи, доставчиците от последна инстанция и разпределителното предприятие на тягова електрическа енергия.

Борсовият пазар на електрическа енергия се организира от БНЕБ ЕАД, което е титуляр на лицензия за тази дейност. БНЕБ извършва администрирането на всички сделки на сегмент „Ден напред“, „В рамките на деня“ и централизиран пазар за покупко-продажба на електрическа енергия посредством двустранни договори.

С промени в законодателството през 2018 г., сделките с електрическа енергия по свободно договорени цени, които се сключват от производители на електрическа енергия с обект с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW се осъществяват на организирания борсов пазар на електрическа енергия, което е стъпка към увеличаване на ликвидността на пазара.

Наблюденията през 2017 г. показват, че пазарът на балансираща енергия функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници.

На пазара на балансираща електрическа енергия през 2017 г. са регистрирани:

- ✓ 57 координатори на стандартни балансиращи групи, което е почти двойно повече от предходната година;
- ✓ 15 координатори на специални балансиращи групи;
- ✓ 14 координатори на комбинирани балансиращи групи.

В съответствие със ЗЕ, КЕВР определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия (БП). За всеки период на сетълмент се определят две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2017 г. за енергиен недостиг е 191.17 лв./MWh. Средната цена за енергиен излишък за 2017 г. е 13.56 лв./MWh.

На пазара на дребно осъществяват дейност четири оператора на електроразпределителни мрежи, които са лицензирани да разпределят електрическа енергия на клиенти, присъединени към разпределителната мрежа ниско и средно напрежение на съответните обособени територии.

От гледна точка на предлагането, пазарът на дребно се състои от три групи доставчици:

- ✓ Доставчик от последна инстанция (ДПИ)–доставчик, който гарантира предоставянето на универсална услуга в краен случай, в съответствие с получен лиценз от КЕВР, има задължение да снабдява с електрическа енергия клиенти, които са присъединени към разпределителната мрежа и не са избрали търговец на електрическа енергия или когато изборият от тях търговец не извършва доставка по независещи от клиента причини. Крайните продажни цени на ДПИ се определят по Методика на КЕВР за определяне на цените на електрическата енергия на доставчик от последна инстанция.

- ✓ Краен снабдител (КС) на електрическа енергия -снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, определени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение;
- ✓ Доставчик на свободен пазар - търговец, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането.

Битовите и небитовите крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение купуват електрическа енергия от крайните снабдители по цени, които подлежат на регулиране от КЕВР.

ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.)

За целите на Интегрирания национален план е разработен прогнозен енергиен баланс на база комбинация от прогнози за добив и внос на енергоносители, необходими за осигуряване потреблението от горива и енергия в страната. Изготвени са прогнози за бъдещото развитие на секторите електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, преработване на нефт и др. преобразователни процеси. При разработването на прогнозите за общия баланс на горива и енергия на страната са използвани прогнозни резултати от Евростат, Националния статистически институт, Българската академия на науките, Електроенергийния системен оператор, „Булгартрансгаз“ ЕАД, „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, Министерството на енергетиката, Черноморски изследователски енергиен център и др.

Прогнозният електроенергиен баланс на страната отчита възможностите за подобряване на енергийната ефективност и се основава на планираното крайно потребление в страната.

Прогнозирането на електроенергийния сектор е извършено при следните основни предпоставки:

- запазване ролята на местните въглища като основен източник за производство на електрическа енергия от термичните централи;
- запазване ролята на ядрената енергия;
- производство на електрическа енергия от ВИ без нови схеми за подпомагане, при пазарни условия и с акцент върху собственото потребление.

Прогнозата отчита повишаване на енергийната ефективност с 27% и увеличаване дела на енергията от ВИ в брутното крайно енергийно потребление до 25%.

През 2030 г. и 2040 г. производството на първична енергия се очаква да се повишава спрямо 2017 г., съответно със 17% и 22%. През 2050 г. се наблюдава спад с 3% спрямо 2040 г.

Вносът на първични горива достига най-голяма стойност през 2021 г., след което следва тенденция на понижаване до 2050 г. Главните фактори за това са подобренията енергийна ефективност и вероятното въвеждане на нови ядрени мощности.

По отношение на износа на електрическа енергия през 2030 г. се наблюдава ръст от 59% спрямо 2017 г., който продължава и до 2040 г., където достига 68% спрямо 2017 г. През 2050 г. износа на електрическа енергия намалява с 20% спрямо 2040 г.

Брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. намалява с почти 1% спрямо 2017 г., като тази тенденция продължава и в перспектива до 2040 г. и 2050 г.

Крайното потребление на енергия до 2030 г. намалява с 11% спрямо 2017 г., като намаление се наблюдава и през 2040 г. и 2050 г.

През 2030 г. е предвидено крайното потребление на електрическа енергия в страната да се намали с 6% спрямо 2017 г. В по-дългосрочен аспект до 2050 г. се очаква потреблението на електрическа енергия да се увеличи с 5% спрямо 2017 г.

4.6. Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“

i. Текущото положение на сектора на нисковъглеродни технологии и доколкото е възможно, позицията му на световния пазар (този анализ трябва да се направи на равнището на Съюза или на световно равнище)

ii. Текущо равнище на разходите от публични и когато са налични, частни източници за изследвания и иновации в нисковъглеродните технологии, настоящ брой на патентите, настоящ брой на научните работници

iii. Разбивка по текущи ценови елементи, които съставляват трите основни ценови компонента (енергия, мрежа, данъци/такси)

iv. Описание на енергийните субсидии, включително за изкопаеми горива

Не е приложимо

5 ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА ПЛАНИРАНИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ

5.1. Въздействие на описаните в раздел 3 планирани политики и мерки върху енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки (посочени в раздел 4)

- i. Прогнози за развитието на енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, както и по целесъобразност за емисиите на замърсители на въздуха в съответствие с Директива (ЕС) 2016/2284 при планираните политики и мерки най-малко в продължение на десет години след периода, обхванат от плана (включително последната година от периода, обхванат от плана), включително относимите политики и мерки на Съюза.*
- ii. Оценка на взаимодействието между политиките (между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки в дадено измерение на политиката и между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки от различните измерения) най-малко до последната година на периода, обхванат от плана, по-специално за изграждането на надеждна представа за въздействието на политиките за енергийна ефективност/енергийни спестявания върху мащабите на енергийната система и за намаляване на риска от блокирани инвестиции в енергийните доставки*
- iii. Оценка на взаимодействието между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки и между тези политики и мерки и мерките на политиката на Съюза в областта на климата и енергетиката*

Оценка на въздействието ще бъде изготвена след съгласуване от страна на ЕК

5.2. Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3, на равнището на макроикономиката и доколкото е възможно, здравето, околната среда, заетостта и образованието, уменията и социалните въздействия, включително аспектите на справедливия преход (по отношение на разходите и ползите и на ефективността на разходите), най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки

Оценка на въздействието на планираните политики и мерки върху макроикономиката, социалната политика, както и анализ на разходите и ползите ще бъде изготвена след съгласуване на ЕК.

5.3. Преглед на нуждите от инвестиции

- i. съществуващи инвестиционни потоци и прогнозни предположения за инвестиране по отношение на планираните политики и мерки*
- ii. секторни или пазарни рискови фактори или пречки в национален или регионален контекст*
- iii. анализ на допълнителното подпомагане с публични финанси или ресурси за преодоляване на недостатъците, установени в подточка iii)*

Анализ на нуждите от инвестиции ще бъде изготвен преди предаване на финалния вариант в ЕК.

5.4. Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3 върху другите държави членки и регионално сътрудничество най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки

i. Въздействие върху енергийните системи в съседните и други държави членки в региона до възможната степен

Оценка на въздействието на планираните политики и мерки върху енергийните системи на съседните страни ще се изготви след съгласуване на проекта на ИНПЕК с ЕК.

ii. Влияния върху енергийните цени и интегрирането на пазара на продукти и енергия

Анализ на въздействието на планираните политики и мерки върху енергийните цени и интегрирането на пазара на продукти и енергия ще бъде изготвен, след съгласуване на проекта на ИНПЕК с ЕК.

iii. По целесъобразност въздействие върху регионалното сътрудничество

Част 2

Списък на параметри и променливи, които трябва да се докладват в раздел Б от националните планове^{15 16 17 18}

Следните параметри, променливи, енергийни баланси и показатели трябва да се докладват в раздел Б „Аналитична основа“ от националните планове, ако се използват:

1. ОБЩИ ПАРАМЕТРИ И ПРОМЕНЛИВИ

- (1) Население, [милиони]
- (2) БВП, [млн. евро]
- (3) Брутната добавена стойност по сектори (включително основните промишлени сектори, строителството, услугите и селското стопанство), [млн. евро]
- (4) Брой на домакинствата [хиляди броя]
- (5) Размер на домакинствата [души/домакинство]
- (6) Разполагаем доход на домакинствата [евро]
- (7) Брой пътничкокилометри: всички видове транспорт, т.е., разделяне между автомобилния транспорт (ако е възможно, с отделни данни за леките коли и автобусите), железопътния транспорт, въздушния транспорт и националния воден транспорт (когато е подходящо) [милиони пътничкокилометри]

¹⁵ За плана, обхващащ периода 2021 – 2030 г.: за всеки параметър/променлива в списъка – в раздели 4 и 5 се докладват тенденциите за годините от 2005 до 2040 (по целесъобразност от 2005 до 2050 г.), включително за 2030 г., с петгодишен интервал. Указват се параметри, основани на външни допускания, и се сравняват с резултатите от моделиране

¹⁶ Доколкото е възможно, докладваните данни и прогнозите трябва да се основават на данните на Евростат и да бъдат в съответствие с тях и с методологиите, използвани за докладване на европейските статистически в относимото секторно законодателство, тъй като европейската статистика е основният източник на статистически данни, които се използват за докладване и наблюдение в съответствие с Регламент (ЕО) № 223/2009 относно европейската статистика.

¹⁷ Забележка: всички прогнози следва да се извършват въз основа на постоянни цени (като базови цени се вземат цените от 2016 г.)

¹⁸ Комисията ще предостави препоръки за основните параметри за прогнози, обхващащи най-малко цените при внос на нефт, газ и въглища, както и цените на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС.

- (8) Товарен транспорт в тонкилометри: всички видове транспорт с изключение на международния морски транспорт, т.е., разделение между автомобилния транспорт, железопътния транспорт, въздушния транспорт, националния воден транспорт (по вътрешни водни пътища и националния морски транспорт), [милиони тонкилометри]
- (9) Международни цени за внос на нефт, газ, въглища и гориво [евро/GJ или евро/toe] въз основа на препоръките на Комисията
- (10) Цени на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС [EUR/EUA] въз основа на препоръките на Комисията
- (11) Предвиждания за обменния курс спрямо EUR и USD (когато е приложимо) [EUR/валута и USD/валута]
- (12) Брой отоплителни денградуси (HDD)
- (13) Брой охладителни денградуси (CDD)
- (14) Предвиждания за разходите за технологията, използвани в моделирането на основни относими технологии

2. ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ И ПОКАЗАТЕЛИ

2.1. Енергийни доставки

- (1) Местен добив по видове горива (всички горива и енергии, произведени в значителни количества), [ktoe]
- (2) Нетен внос по видове горива и енергоносители (включително електрическа енергия, като се указва нетен внос от ЕС и от страни извън ЕС), [ktoe]
- (3) Зависимост от вноса от трети страни, [%]
- (4) Основни вносители (държави) за основните енергоносители (включително природен газ и електрическа енергия)
- (5) Брутно вътрешно потребление на горива по видове източници (в това число твърди горива, всички горива и енергии: въглища, суров нефт и нефтопродукти, природен газ, ядрена енергия, електрическа енергия, топлинна енергия, възобновяеми енергийни източници, отпадъци) [ktoe]

2.2. Електрическа и топлинна енергия

- (1) Брутно производство на електрическа енергия, [GWh]
- (2) Брутно производство на електрическа енергия по видове горива (всички горива и енергии), [GWh]
- (3) Дял на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия в

общото производство на топлинна и на електрическа енергия, [%]

- (4) Електрогенериращи мощности по източници, в това число изведени от експлоатация и нови инвестиции [MW]
- (5) Производство на топлинна енергия от топлоелектрически централи
- (6) Производство на топлинна енергия от когенерационни централи, включително промишлена отпадна топлина
- (7) Капацитет за трансгранична взаимосвързаност за пренос на газ и електрическа енергия [определение за електрическа енергия в съответствие с резултатите от текущите обсъждания на основание на цел за 15-процентна взаимосвързаност] и прогнозни коефициенти на използване на този капацитет.

2.3. Сектор преобразуване на енергия

- (1) Входящо количество гориво в топлоелектрическите централи (включително твърди, течни и газообразни горива), [ktoe]
- (2) Входящо количество гориво в други процеси на преобразуване, [ktoe]

2.4. Енергийно потребление

- (1) Първично и крайно енергийно потребление, [ktoe]
- (2) Крайно енергийно потребление по сектори (включително промишлеността, жилищния сектор, услугите и транспорта (с посочване на данни поотделно за пътническия и товарния транспорт, когато такива са налични)), [ktoe]
- (3) Крайно енергийно потребление по видове горива (всички енергийни продукти), [ktoe]
- (4) Крайно неенергийно потребление, [ktoe]
- (5) Първична енергийна интензивност на икономиката като цяло (потребление на първична енергия на БВП, [toe/евро])
- (6) Крайна енергийна интензивност по сектори (включително промишлеността, жилищния сектор, услугите и транспорта (с посочване на данни поотделно за пътническия и товарния транспорт, когато такива са налични))

2.5. Цени

- (1) Цените на електрическата енергия по вид на използващ сектор (жилища, промишленост, услуги)
- (2) Национални цени на дребно на горивата (с включени всички данъци, по източник и сектор) [евро/ktoe]

2.6. Инвестиции

Инвестиционните разходи в секторите на преобразуване, доставка, пренос и разпределение на енергия

2.7. Възобновяеми енергии

- (1) Брутно крайно потребление на енергия от възобновяеми източници и дял на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия, включително по сектори (електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, транспорт) и по технологии
- (2) Производство на електрическа и топлинна енергия от възобновяема енергия в сградите; тук се включват, когато са налични, отделни данни относно произведената, потребената и подадената в мрежата енергия от слънчеви фотоволтаични системи, слънчеви топлинни системи, биомаса, термопомпи, геотермални системи, както и от други децентрализирани възобновяеми източници)
- (3) Когато е приложимо, други национални криви, включително дългосрочни или секторни (делът на произведените от хранителни суровини биогорива и на биогорива от ново поколение, делът на възобновяемата енергия в топлоснабдяването, както и възобновяемата енергия, произведена от градовете и енергийните общности, съгласно определението в член 22 от Директива (ЕС) 2018/2001.

3. ПОКАЗАТЕЛИ ВЪВ ВРЪЗКА С ЕМИСИИТЕ И ПОГЛЪЩАНИЯТА НА ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ

- (1) Емисии на парникови газове по сектори на политиките (СТЕ на ЕС, Регламент за разпределянето на усилията и LULUCF)
- (2) Емисии на парникови газове, определени в съответствие с методиката на Междуправителствения комитет по изменение на климата (МКИК), по сектори и по газове (по целесъобразност се дават данни поотделно за СТЕ на ЕС и секторите за разпределяне на усилията) [tCO₂eq]
- (3) Въглеродна интензитетност на икономиката като цяло [tCO₂eq/GDP]
- (4) Показатели във връзка с емисиите на CO₂
 - а) Интензитетност на емисиите на парникови газове в собственото производство на електрическа и топлинна енергия [tCO₂eq/MWh]

- б) Интензитетност на емисиите на парникови газове в крайното енергийно потребление по сектори [tCO₂eq/toe]
- (5) Параметри във връзка с емисии, различни от CO₂
- а) Селскостопански животни: млекодайки крави (хиляди глави), немлекодайки животни (хиляди глави), овце (хиляди глави), свине (хиляди глави), птици (хиляди глави)
- б) Внесено от прилагане на изкуствени торове количество азот [kt азот]
- в) Внесено от прилагане на оборски тор количество азот [kt азот]
- г) Азот, фиксиран от азотофиксиращи посеви [kt азот]
- д) Азот от остатъци от селскостопански култури, върнати в почвата [kt азот]
- е) Площ на обработваеми биологични почви [хектари]
- ж) Генериране на твърди битови отпадъци (ТБО)
- з) Твърди битови отпадъци (ТБО), които се депонират
- и) Дял на уловен CH₄ от общото количество генериран CH₄ в депата [%]