

**ПРОЕКТ!**



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

**Министерство на енергетиката**

**Министерство на околната среда и водите**

**ИНТЕГРИРАН ПЛАН  
В ОБЛАСТТА НА ЕНЕРГЕТИКАТА И  
КЛИМАТА**

**НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

**АКТУАЛИЗАЦИЯ 2024 г.**

## СЪДЪРЖАНИЕ

<b>1. ПРЕГЛЕД И ПРОЦЕС НА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЛАНА.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1. Резюме.....</b>	<b>16</b>
i. Политически и икономически контекст на плана, контекст по отношение на околната среда, социален контекст на плана .....	16
ii. Стратегия, свързана с петте измерения на Енергийния съюз.....	21
iii. Обща таблица с ключовите цели, политики и мерки на плана .....	24
<b>1.2. Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките .....</b>	<b>25</b>
i. Енергийната система на национално равнище и на равнището на Съюза и контекст на политиките по националния план .....	25
ii. Настоящите политики и мерки в областта на енергетиката и климата, свързани с петте измерения на Енергийния съюз.....	26
iii. Основни въпроси с трансгранично значение.....	43
iv. Административна организация за изпълнение на националните политики в областта на енергетиката и климата .....	43
<b>1.3. Консултации и участие на националните организации и организациите на равнището на Съюза и резултати от тях .....</b>	<b>44</b>
i. Участие на националния парламент.....	44
ii. Участие на местните и регионалните органи.....	44
iii. Консултации със заинтересовани страни, включително социалните партньори и ангажиране на гражданското общество и широката общественост .....	46
iv. Консултации с други държави членки.....	46
v. Повтарящ се процес с участие на Комисията .....	46
<b>1.4. Регионално сътрудничество при подготвянето на плана .....</b>	<b>46</b>
i. Въпроси, които могат да бъдат предмет на съвместно или координирано планиране с други държави членки.....	46
ii. Обяснение как в плана се разглежда регионалното сътрудничество .....	51
<b>2. НАЦИОНАЛНИ ОБЩИ И КОНКРЕТНИ ЦЕЛИ .....</b>	<b>52</b>
<b>2.1. Измерение „Декарбонизация“ .....</b>	<b>52</b>
2.1.1. Емисии и поглъщане на парникови газове .....	52
i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 1.....	52
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 .....	54
2.1.2. Енергия от възобновяеми източници .....	55
i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 2.....	55

ii.	Прогнозни криви за дела по сектори на енергията от възобновяеми източници в брунтото крайно енергийно потребление от 2021 г. до 2030 г. в секторите на електроенергетиката, отоплението и охлаждането, а също и сектора на транспорта .....	56
iii.	Прогнозни криви по технологии за възобновяема енергия, които дадена държава членка предвижда да използва, за да постигне общите и секторните криви за енергия от възобновяеми източници за периода 2020 – 2030 г., включително очакваното общо брунтото 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 .....	57
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 поглътители в областта на LULUCF .....	58
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).....	59
<b>2.2.</b>	<b>Измерение „Енергийна ефективност“ .....</b>	<b>59</b>
i.	Елементите, посочени в член 4, буква б).....	59
ii.	Ориентировъчните етапни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г., установените на национално равнище измерими 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 .....	60
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 .....	61
<b>2.3.</b>	<b>Измерение „Енергийна сигурност“ .....</b>	<b>63</b>
i.	Елементите, посочени в член 4, буква в).....	63
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.....	65
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.....	65
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 .....	66
<b>2.4.</b>	<b>Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ .....</b>	<b>67</b>
2.4.1.	Междусистемна електроенергийна свързаност .....	67

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: .....	67
1)	Разликата в цените на пазара на едро, превишаваща индикативен праг от 2 евро/мегават час между държавите членки, регионите или тръжните зони; .....	67
2)	Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от върховото натоварване; .....	67
3)	Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници. ....	67
2.4.2.	Енергийна инфраструктура .....	69
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.....	69
ii.	Ако е приложимо, главни разглеждани инфраструктурни проекти, различни от проектите от общ интерес (ПОИ) .....	80
2.4.3.	Интеграция на пазара.....	81
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 .....	81
ii.	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	88
iii.	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 .....	88
iv.	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.....	89
v.	Когато е приложимо, национални общи цели за защита на потребителите на енергия и подобряване на конкурентоспособността на сектора на пазара на енергия на дребно .....	89
2.4.4.	Енергийна бедност .....	90
i.	Когато е приложимо, национални цели във връзка с енергийната бедност, включително график за постигането на целите .....	90
<b>2.5.</b>	<b>Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ .....</b>	<b>93</b>

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.....	93
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 CO <sub>2</sub> .....	94
iii.	Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на конкурентоспособността .	94
<b>3.</b>	<b>ПОЛИТИКИ И МЕРКИ.....</b>	<b>95</b>
<b>3.1.</b>	<b>Измерение „Декарбонизация“ .....</b>	<b>95</b>
3.1.1.	Емисии и поглъщане на парникови газове .....	95
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 .....	95
ii.	По целесъобразност, регионално сътрудничество в тази област .....	120
iii.	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 .....	120
3.1.2.	Енергия от възобновяеми източници .....	120
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 .....	121
4)	<i>Въвеждане на процес на планиране на приоритетни зони за ускорено развитие на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от вятърна енергия .....</i>	<i>123</i>
б)	Изисквания за използване на енергия от ВИ в сгради .....	124
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.....	129
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.....	130
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 .....	130

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.....	131
vi.	Оценка на необходимостта от изграждане на нова инфраструктура за районно отопление и охлаждане, получени от възобновяеми източници .....	132
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: .....	133
3.1.3.	Други елементи на измерението .....	134
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	134
ii.	Политики и мерки за постигане на други национални цели, ако е приложимо.....	134
iii.	Политики и мерки за постигане на мобилност с ниски емисии (включително електрификацията на транспорта) .....	135
iv.	Когато е приложимо, планирани национални политики, крайни срокове и мерки за постепенно премахване на енергийните субсидии, по-специално по отношение на изкопаемите горива	135
<b>3.2.</b>	<b>Измерение „Енергийна ефективност“ .....</b>	<b>135</b>
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)) .....	135
ii.	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 разходноефективно 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 .....	146
iii.	Описание на политиката и мерките за насърчаване на енергийните услуги в публичния сектор и мерки за 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 .....	147
iv.	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 управление на енергията , мерки за информирание и обучаване на потребителите, както и други мерки за насърчаване на енергийната ефективност).....	149
v.	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) .....	161
vi.	Описание на мерките за разработване на мерки за използване на потенциала за подобряване на енергийна ефективност на газопреносната и електропреносната инфраструктура	162
vii.	Регионално сътрудничество в тази област, ако е приложимо .....	166

viii. Финансови мерки, включително подкрепа от ЕС и използване на средства от фондовете на ЕС на национално равнище .....	166
<b>3.3 Измерение „Енергийна сигурност“ .....</b>	<b>167</b>
i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.3 и 2.4 .....	167
ii. Регионално сътрудничество в тази област .....	176
iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза .....	176
<b>3.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ .....</b>	<b>177</b>
<b>3.4.1 Електроенергийна инфраструктура .....</b>	<b>177</b>
i. Политики и мерки за постигане на целевото равнище на междусистемна свързаност, посочено в чл. 4, буква г) .....	177
ii. Регионално сътрудничество в тази област .....	177
iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза .....	177
<b>3.4.2 Енергийна инфраструктура .....</b>	<b>178</b>
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 .....	178
ii. Регионално сътрудничество в тази област .....	178
iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза .....	178
<b>3.4.3 Интеграция на пазара .....</b>	<b>179</b>
i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.3 .....	179
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 .....	181
iii. Когато е приложимо, мерки за гарантиране на недискриминационното участие на възобновяемата енергия, оптимизацията на потреблението и съхранението, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари .....	182
iv. 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 .....	182
v. Описание на мерките за създаване на условия за оптимизация на потреблението и за нейното развитие, включително такива, които се отнасят до тарифи, подкрепящи динамично ценообразуване .....	185
<b>3.4.4 Енергийна бедност .....</b>	<b>185</b>
i. Когато е приложимо, политики и мерки за постигане на целите, посочени в точка 2.4.4 ..	185
<b>3.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ .....</b>	<b>187</b>
i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.5 .....	187

- 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 ..... 192
- iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза..... 193

#### **4. ТЕКУЩО СЪСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИ ПРИ СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ 203**

##### **4.1 Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система и емисиите на парникови газове .....203**

- i. Макроикономически прогнози (БВП и прираст на населението) ..... 203
- ii. Секторни промени, които се очаква да окажат въздействие върху енергийната система и емисиите на парникови газове ..... 203
- iii. Глобални тенденции в енергетиката, международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС..... 203
- iv. Изменения на разходите за съответните технологии ..... 203

##### **4.2 Декарбонизация .....204**

###### **4.2.1 Емисии и поглътителни на парникови газове ..... 204**

- i. Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно потребление на енергия, а също и в различните сектори (топлинна енергия и охлаждане, електрическа енергия и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите ..... 204
- ii. Прогнози по сектори при съществуващите национални и европейски политики и мерки до 2040 г. (включително за 2030 г.) ..... 212

###### **4.2.2 Енергия от възобновяеми източници ..... 214**

- i. 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 в тези сектори ..... 214
- ii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.) ..... 218

##### **4.3 Измерение „Енергийна ефективност“ .....219**

- i. Текущо първично и крайно енергийно потребление в икономиката и по сектори (включително промишленост, жилищен сектор, сектор на услугите и транспорт) ..... 219
- ii. Текущ потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи ..... 220
- 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.) ..... 221
- 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

221

##### **4.4 Измерение „Енергийна сигурност“ .....225**



i. Настоящ енергиен микс, собствени енергийни източници, зависимост от внос, включително относими рискове .....	225
ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.) .....	231
<b>4.5 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ .....</b>	<b>238</b>
4.5.1. Взаимосвързаност между националните електроенергийни системи .....	238
i. Текущо равнище на междусистемна свързаност между националните електроенергийни системи и основни междусистемни електропроводи .....	238
ii. Прогнози за изискванията за разширяване на междусистемните електропроводи (включително за 2030 г.) .....	239
4.5.2 Електропреносна и газопреносна инфраструктура .....	239
i. Основни характеристики на съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия и газ .....	239
ii. Прогнози за изискванията за разширяване на мрежите най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.) .....	243
iii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.) .....	244
4.5.3 Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени .....	244
i. Текуща ситуация на пазарите на газ и електроенергия, включително енергийни цени .....	244
ii. Прогнози за развитието при съществуващите политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.) .....	256
<b>4.6 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ .....</b>	<b>256</b>
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) .....	256
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 .....	257
iii. Разбивка по текущи ценови елементи, които съставляват трите основни ценови компонента (енергия, мрежа, данъци/такси) .....	257
iv. Описание на енергийните субсидии, включително за изкопаеми горива .....	257
<b>5. ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА ПЛАНИРАНИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ .....</b>	<b>258</b>
<b>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) .....</b>	<b>258</b>
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 .....	258

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.....	258
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 .....	259
<b>5.2</b>	<b>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 .....</b>	<b>259</b>
<b>5.3</b>	<b>Преглед на нуждите от инвестиции.....</b>	<b>265</b>
i.	Съществуващи инвестиционни потоци и прогнозни предположения за инвестиране по отношение на планираните политики и мерки .....	265
ii.	Секторни или пазарни рискови фактори или пречки в национален или регионален контекст .....	271
iii.	Анализ на допълнителното подпомагане с публични финанси или ресурси за преодоляване на недостатъците, установени в подточка .....	271
<b>5.4</b>	<b>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 .....</b>	<b>272</b>
i.	Въздействие върху енергийните системи в съседните и други държави членки в региона до възможната степен.....	272
ii.	По целесъобразност въздействие върху регионалното сътрудничество .....	272
<b>1.</b>	<b><i>ОБЩИ ПАРАМЕТРИ И ПРОМЕНЛИВИ.....</i></b>	<b>275</b>
<b>2.</b>	<b><i>ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ И ПОКАЗАТЕЛИ .....</i></b>	<b>276</b>
<b>2.1.</b>	<b><i>Енергийни доставки.....</i></b>	<b>276</b>
<b>2.2.</b>	<b><i>Електрическа и топлинна енергия .....</i></b>	<b>276</b>
<b>2.3.</b>	<b><i>Сектор преобразуване на енергия .....</i></b>	<b>277</b>
<b>2.4.</b>	<b><i>Енергийно потребление .....</i></b>	<b>277</b>
<b>2.5.</b>	<b><i>Цени .....</i></b>	<b>277</b>

<b>2.6. Инвестиции.....</b>	<b>277</b>
<b>2.7. Възобновяеми енергии.....</b>	<b>277</b>
<b>3. ПОКАЗАТЕЛИ ВЪВ ВРЪЗКА С ЕМИСИИТЕ И ПОГЛЪЩАНИЯТА НА ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ.....</b>	<b>278</b>

## **Списък на използваните съкращения:**

АЕЦ	Атомна електрическа централа
АУЕР	Агенция за устойчиво енергийно развитие
АЯР	Агенция за ядрено регулиране
БВП	Брутен вътрешен продукт
БЕ	Балансираща енергия
БГХ	Газов хъб Балкан
БЕТП	Българска енергийна търговска платформа
БНБ	Българска народна банка
БНЕБ	Българска независима енергийна борса
БФИЕК	Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водоелектрическа централа
ВИ	Възобновяеми източници
ВиК	Водоснабдяване и канализация
ВтеЦ	Вятърна електрическа централа
ГГИ	Големи горивни инсталации
ГИС	Географска информационна система
ГРЦ	Газ разпределителен център
ДВ	Държавен вестник
ДПИ	Доставчик от последна инстанция
ЕБВР	Европейска банка за възстановяване и развитие
ЕЕ	Енергийна ефективност
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕИБ	Европейска инвестиционна банка
ЕК	Европейска комисия
ЕП	Електропровод
ЕПС	Електрически превозни средства
ЕС	Европейски съюз
ЕСО	Електроенергиен системен оператор

ЕФРР	Европейски фонд за регионално развитие
ЕЦ	Електрическа централа
ЕЦИХ	Европейски цифров иновационен хъб
ЗБР	Закон за биологичното разнообразие
ЗГ	Закон за горите
ЗЕ	Закон за енергетиката
ЗЕВИ	Закон за енергията от възобновяеми източници
ЗЕЕ	Закон за енергийната ефективност
ЗИД	Закон за изменение и допълнение
ЗОИК	Закон за ограничаване изменението на климата
ЗООС	Закон за опазване на околната среда
ЗОП	Закон за обществените поръчки
ЗПЗГС	Земеползване, промени в земеползването и горското стопанство
ЗПЗП	Закон за подпомагане на земеделските производители
ЗТЕЦ	Заводски топлоелектрически централи
ЗЧАВ	Законът за чистотата на атмосферния въздух
ИКТ	Информационни и комуникационни технологии
ИНПЕК	Интегриран национален план енергетика-климат
ИПУР	Индустриални процеси и употреба на разтворители
ИСИС	Иновационна стратегия за интелигентна специализация
ИТС	Интелигентни транспортни системи
КАВ	Качество на атмосферния въздух
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЕП	Крайно енергийно потребление
КПЕТЕ	Комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия
КС	Краен снабдител
КТСП	Контактната точка за строителни продукти
КФ	Кохезионен фонд
ЛОС	Летливи органични съединения
МБТ	Механично и биологично третиране
МЕ	Министерство на енергетиката

МЕФ	Международен енергиен форум
МКИК	Междуправителствен комитет по изменение на климата
МОСВ	Министерство на околната среда и водите
МРРБ	Министерство на регионалното развитие и благоустройството
МСП	Малки и средни предприятия
МТСП	Министерство на труда и социалната политика
МФ	Модернизационен фонд
МФК	Международен фонд „Козлодуй“
МФР	Многогодишна финансова рамка
НДФ	Национален декарбонизационен фонд
НЕК	Национална електрическа компания
НИРД	Научноизследователска и развойна дейност
НМЛОС	Неметанови летливи органични съединения
НОПЕ	Номинираните оператори на пазара на електроенергия
НОПЗ	Национален отчетен план за горите
НПВУ	Национален план за възстановяване и устойчивост
НПДЕВИ	Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници
НПДЕГБ	Национален план за действие за енергия от горска биомаса
НПЕЕМЖС	Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради
НПДИК	Национален план за действие по изменение на климата
НПКНИ	Национална пътна карта за научна инфраструктура
НПО	Неправителствена организация
НПУО	Национален план за управление на отпадъците
НСИ	Национален статистически институт
НССЗ	Национална служба за съвети в земеделието
ОВОС	Оценка на въздействие върху околната среда
ООН	Организация на обединените нации
ОПИК	Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“
ОПНОИР	Оперативна програма „Наука и образование за интелигентен растеж“
ОПС	Оператори на преносни системи
ОРУ	Открита разпределителна уредба

ОСП	Обща селскостопанска политика
ОЧИС	Организация за черноморско икономическо сътрудничество
п/ст	Подстанция
ПАВЕЦ	Помпено-акумулираща водноелектрическа централа
ПГ	Парникови газове
ПГХ	Подземно газохранилище
ПДС	Пределно допустими стойности
ПЕП	Първично енергийно потребление
ПИТ	Програма за икономическа трансформация
ПКИП	Програма „Конкурентоспособност и иновации в предприятията“
ПОИ	Проекти от общ интерес
ПРР	Програма „Развитие на регионите“ 2021-2027
ПС	Промишлена система
ПТС	Програма „Транспортна свързаност“ 2021-2027 г.
ПЧВ	Пакет за чистота на въздуха
ПЧВЕ	Програма за чист въздух за Европа
ПНИИДИТ	Програма „Научни изследвания, иновации и дигитализация за интелигентна трансформация“
РЗП	Разгъната застроена площ
РОУКАВ	Район за оценка и управление на качеството на атмосферния въздух
СНД	Структура за наблюдение и докладване
СПРГС	Стратегически план за развитие на горския сектор
СТЕ	Схема за търговия с емисии
ТАР	Трансадриатически газопровод
ТБО	Твърди битови отпадъци
ТЕЦ	Термична/топлоелектрическа централа
ТфЕЦ	Топлофикационна електрическа централа
ФЕЦ	Фотоволтаична електрическа централа
ФИ	Финансови инструменти
ФПЧ	Фини прахови частици
ЦК	Центрове за компетентност
ЦП	Цел на политика

ЦПВ	Център за върхови постижения
ЦПДД	Централизиран пазар на двустранни договори
ЦК	Центрове за компетентност
CESEC	Група на високо ниво за газовата междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа
IBS	Междусистемна газова връзка България-Сърбия
IGB	Междусистемна газова връзка Гърция-България
IRENA	Международна агенция за възобновяема енергия
ITO	Независим преносен оператор
LNG	Втечен природен газ
NTC	Нетен трансферен капацитет
RBP	Регионалната платформа за резервиране на капацитет
RDF	Модифицирани горива, получени от отпадъци
SET план	Европейски стратегически план за енергийни стратегии
FIT FOR 55	Подготвени за цел 55

директива CAFE Директива 2008/50/ЕО относно качеството на атмосферния въздух и за по-чист въздух за Европа



---

# 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*

Европейският съюз превърна изменението на климата в централен елемент на своята външна политика, като намаляването на въглеродните емисии е негова дългосрочна цел. Държавите от Европейския съюз (ЕС) работят заедно с глобалните партньори за засилване на международния ангажимент в областта на климата и постигане на напредък в международните усилия и инициативи.

Съюзът играе централна роля по отношение на международните споразумения за политиката в областта на климата. В двустранните си отношения с трети държави ЕС споделя своя експертен опит и насърчава партньорите да предприемат решителни действия срещу глобалното затопляне, като при необходимост предоставя целенасочена подкрепа на най-засегнатите, за да подпомогне трансформацията на техните икономики.

Като държава членка на Европейския съюз България споделя общата ценност за развитие на справедливо и благоденстващо общество с модерна, ресурсно ефективна и конкурентоспособна икономика, в която през 2050 г. няма нетни емисии на парникови газове.

Формулирането на ясни цели относно климата позволява те да бъдат пренесени в законодателни актове и да допринесат за по-чисти води, почви и въздух, за модернизиране на домовете и по-ниски сметки за енергия, за по-екологичен и ефективен транспорт, за по-полезни храни и по-добро здраве на сегашното и бъдещите поколения. Бизнесът също ще спечели от откритите се възможности за развитие на зелената икономика и създаването на работни места в сектори като производството на енергия от възобновяеми източници и подобряването на енергийната ефективност на сгради.

За по-ефективно изпълнение на климатичните политики и по-добра предвидимост за бизнеса декарбонизацията е обвързана със секторни политики с фокус върху енергетиката, индустрията, транспорта, сградите, селското стопанство и земеползването.

Целта на ЕС до 2030 г. е намаляване на емисиите на парникови газове с 55% и постигане на 0% нетни емисии на парникови газове през 2050 г. За да бъде постигната, Европейският съюз обновява законодателството си.

Законодателният пакет, известен като „Подготвени за цел 55“, включва регулации относно търговията с емисии, националните цели за намаляване на емисиите в някои сектори, промените в земеползването, емисиите в транспорта и други области. Той включва законодателни предложения и изменения на съществуващото законодателство на ЕС, които ще допринесат за намаляването на нетните емисии на парникови газове в Съюза и декарбонизиране на икономиката за постигане на климатична неутралност по справедлив, разходоефективен и конкурентен начин.

За да изпълни този ангажимент, ЕС определи следните обвързващи цели до 2030 г.:

- Намаляване на нетните емисии на парникови газове (ПГ) с най-малко 55% в сравнение с 1990 г. до 2030 г.;
- Намаляване на емисиите на парникови газове на ЕС с 40% до 2030 г. в сравнение с нивото от 2005 г. в секторите, които не са обхванати от европейската схема за търговия с емисии;
- Намаляване на потреблението на енергия в ЕС с най-малко 11.7% през 2030 г. в сравнение с прогнозите на референтния сценарий на ЕС от 2020 г., така че крайното енергийно потребление на Съюза да не надхвърля 763 Mtoe. Постигане на поне 42.5% дял на енергия от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия в ЕС до 2030 г. със стремеж този дял да достигне 45% през 2030 г.;
- Осигуряване на минимум 15% ниво на междусистемна електроенергийна свързаност между държавите членки.

В изпълнение на член 14 от Регламент (ЕС) 2018/1999 Република България има ангажимент да представи в Европейската комисия (ЕК) проект на актуализиран Интегриран национален план за енергетика и климат (ИНПЕК), който следва да бъде одобрен от службите на ЕК до 30 юни 2024 г.

Проектът на актуализиран ИНПЕК отразява по-високите цели, поставени с Европейската зелена сделка и Европейския закон за климата, Пакета „Готови за 55“, Плана REPowerEU, както и последния доклад за България в рамките на Европейския семестър.

Актуализираният ИНПЕК дефинира амбициозните цели и мерки, свързани с:

- Процеса за трансформация на националния енергиен микс;
- Декарбонизация с устойчиво и достатъчно намаляване на емисиите в енергийния сектор благодарение на нови нисковъглеродни технологии и плавния преход към източници с ниски въглеродни емисии;
- Приемане на национална цел за климатична неутралност до 2050 г.

Постигането на заложените цели ще затвърди ангажиментите, които България поема, във връзка с изпълнение на Парижкото споразумение за климата и на Европейската зелена сделка. Реализацията чрез набор от мерки и дейности на амбициозните цели е изцяло съобразена с действащото европейско законодателство. От страна на България са стартирани законодателни инициатива за промяна в националната нормативна уредба, които да спомогнат осъществяването на поставените в ИНПЕК цели.

Постигането на климатична неутралност на българската енергетика до 2050 г. е основна цел, която изисква дълбока трансформация на националния енергиен баланс към източници с ниски емисии на парникови газове. Високата енергийна интензивност на икономиката се дължи на специфичния профил на основни индустрии у нас и към тях следва да се насочат мерки за подкрепа на тяхната конкурентоспособност. Бавният напредък в постигането на целите за енергийна ефективност на сградния сектор изисква фокусирани политики и мерки.

България продължава да е една от енергоемките икономики и с голям процент на емисии от парникови газове в ЕС. Високата енергийна интензивност на икономиката и бавният напредък в постигането на целите за енергийна ефективност оказват отрицателно въздействие върху производителността и конкурентоспособността ѝ.

Съществуват възможности за значително спестяване на енергия чрез целенасочени инвестиции в някои индустриални приложения, транспортния и жилищния сектор, както и за увеличаване на инвестициите в инфраструктура за нискоемисионно енергийно производство. Водородът и електрическата енергия от възобновяеми източници и подобряването на енергийната ефективност са основни елементи от крайната цел на Европейския съюз, по която интензивно се работи и в България, като това ще спомогне за изграждането на климатично неутрална енергийна система.

Сектор „Енергетика“ е структуроопределящ отрасъл и в основата на бъдещото му развитие са ефективно използване на конвенционални и алтернативни енергийни ресурси, развитието на енергийния пазар и на интелигентните системи, прякото ангажиране на гражданите и обществото в енергийния преход, както и активното участие на потребителите на пазара на електрическа енергия. Основното предизвикателство в предстоящата енергийна трансформация е успешното реализиране на реформите в регионите с въглеродно интензивен енергиен сектор. Преходът на тези райони изисква комплексни хоризонтални мерки, високо ниво на инвестиции и не на последно място - активна социална политика. Устойчивото преминаване към нисковъглеродна енергетика ще бъде извършено поетапно, чрез плавна замяна на изкопаемите горива с нови нискоемисионни технологии по начин, по който да не бъде изложена на риск системната адекватност.

#### **Основните цели, заложи в ИНПЕК са:**

- Стимулиране на нисковъглеродно развитие на икономиката;
- Развитие на конкурентоспособна и сигурна енергетика;

- Повишаване на енергийната ефективност и намаляване на въглеродните емисии, вкл. чрез използване на пълния потенциал на природния газ като енергоизточник и преходно гориво;
- Намаляване зависимостта от внос на горива и енергия;
- Гарантиране на енергия на достъпни цени за всички потребители.

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

*Енергетика:*

- Повишаване на енергийната сигурност и диверсификация на доставките на енергийни ресурси;
- Развитие на интегриран и конкурентен енергиен пазар;
- Оползотворяване на потенциала за смяна на горивната база от твърди горива към природен газ за намаляване на въглеродните емисии и повишаване на енергийната ефективност;
- Ускоряване на процеса по въвеждане на производството и потреблението на енергия от ВИ, насърчаване на потреблението на собствена енергия от ВИ, развитието на общности за възобновяема енергия и на свързаната с тези процеси енергийна инфраструктура за пренос, разпределение и съхранение на енергия от ВИ, развитие на мрежите;

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.

*Климат:*

- Постигане на климатична неутралност до 2050 г.;
- Съгласно Регламент (ЕС) 2023/857 (Регламент за споделяне на усилията) България трябва да ограничи своите емисии на парникови газове за секторите извън търговията с емисии с -10% в сравнение с емисиите си през 2005 г.;
- България трябва да гарантира, че сумата на емисиите и поглъщанията на парникови газове в сектора LULUCF, постигната през 2030 г., не надвишава поглъщанията, след прилагане на гъвкавостта, предвидена в регламента, целта е от – 9 718 ктона CO<sub>2</sub>екв.

За изготвянето на актуализирания Интегриран план за енергетика и климат са използвани следните национални стратегически документи (и проекти на документи в процес на съгласуване):

- Проект на Стратегия за устойчиво енергийно развитие до 2030 г., с хоризонт до 2050 г.;
- Пътна карта за климатична неутралност на Република България;
- Национална стратегия за развитие на минната индустрия до 2030 г.;
- Стратегия за участието на България в Четвъртата индустриална революция;
- Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради с хоризонт на изпълнение 2050 г.;
- Дългосрочна стратегия за смекчаване на изменението на климата до 2050 г. на Република България;
- 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;
- Интегрирана транспортна стратегия в периода до 2030 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;
- Национална стратегия за развитие на научните изследвания в Република България 2017-2030 г.;
- План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2023-2032 г.;
- Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2023-2032 г.;
- Национална пътна карта за подобряване на условията за разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии и механизмите за производство и доставка на водород.

Актуализираният Интегриран план е разработен въз основа на следните основни допускания и стратегически цели:

- Макроикономически растеж и секторна добавена стойност, проектиращи съответния растеж на търсенето и предлагането на енергия;
- Съвкупност от мерки за енергийна ефективност за постигане на намаляваща крива на енергоемкост на икономиката;

- Интегриран подход за моделиране на използваната енергията, развитие на икономиката и околната среда, основани на исторически данни и прогнози, насочени към отразяване на възможно най-реалистично развитие на икономиката и обществото на страната;
- Включване на приложимите политики и ограничения на ЕС в областта на околната среда в моделирането и планирането на производството на енергия;
- Развитие на енергийния, и по-специално на електроенергийния сектор, с акцент върху националната и регионалната енергийна сигурност;
- Интеграция на вътрешния пазар, развитие на междусистемната свързаност с електроенергийните системи на съседните на България страни и балансиране на енергийния микс чрез осигуряване на различни национални и вносни енергийни източници;
- Поддържане на устойчиво ниво на външна зависимост от вноса на енергийни ресурси под средното за ЕС;
- Продължаване на либерализацията на енергийните пазари при ангажираност за управление на възможните социални рискове и отрицателни въздействия върху уязвимите социални групи;
- Устойчиво развитие на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници на пазарни основи;
- Определяне на цели за енергийна ефективност, отговарящи на дневния ред и препоръките на ЕК;
- Включване на производство на енергия от нова ядрена мощност в националния енергиен микс след 2030 г.;
- Развитие на водородната енергетика и насърчаване на инвестициите във водородна инфраструктура.

## *ii. Стратегия, свързана с петте измерения на Енергийния съюз*

Стратегическите цели и приоритети в областта на енергетиката и климата на България обхващат петте измерения на Енергийния съюз – *декарбонизация, енергийна ефективност, енергийна сигурност, вътрешен енергиен пазар и научни изследвания, иновации и конкурентоспособност.*

За изпълнение на целите се извършват комплексни и координирани действия във всички икономически области, като усилията са насочени към развитие и насърчаване използването на нискоемисионни източници на енергия, както и внедряване на нови и иновативни технологии за производство на енергия.

### **ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ**

По измерението „Декарбонизация“ България насърчава и подкрепя увеличението на дела на енергия от възобновяеми източници (ВИ) в брутното крайно потребление на енергия и намаляване на емисиите на парникови газове.

Определената национална цел за дял на ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. е 34.1%.

За сектор електрическа енергия е определен 42.2% дял енергията от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия. Прогнозите са този дял да бъде постигнат чрез увеличаване на потреблението на електрическа енергия от новоизградени мощности след 2020 г., използващи енергия от ВИ (основно вятърна и слънчева енергия), с до 4 778 MW.

Важно за постигането на целта в сектор електрическа енергия е насърчаване на инвестициите за развитие на електропреносната и електроразпределителните мрежи на страната, което ще позволи техническото присъединяване и интегриране на произведената електрическа енергия от ВИ, при спазване на критериите за сигурност на електроенергийната системата. Предвиденото въвеждане на системи за съхранение на енергия ще позволи бързо внедряване на нови мощности, използващи ВИ с непостоянно производство, и адресира проблемите с претоварването на електрическите мрежи, балансирането и изкривяването на пазара.

Също така в случай на необходимост за постигането на поставените цели след 2025 г. е възможно провеждането на търгове за допълнителен капацитет за енергия от ВИ при отчитане на пазарните условия.

Сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане е от ключово значение за ускоряване на декарбонизацията на енергийната система. Бъдещото развитие на топлоснабдяването в страната ще отчита необходимостта от подобряване на енергийната ефективност и използването на енергията от възобновяеми източници чрез развитие на ефективни районни отоплителни и охладителни системи.

Предвижда се използването на биомаса в дългосрочен период да продължи, като потреблението ще бъде съобразено с критериите за устойчивост и критериите за намаление на емисиите за парникови газове. В следващите години се очаква ускоряване използването на енергията от околната среда и геотермалната енергия чрез внедряване на термопомпи, с което ще се увеличи оползотворяването на все още недостатъчно използвани в страната ВИ и ще се подобри ефективността в крайното потребление на енергия.

Предвидените промени в сектор транспорт касаят насърчаване въвеждането и използването на електрически и хибридни превозни средства в пътният транспорт и създаване на нискоемисионни зони в големите градове. През следващите години ще продължи използването на биогорива, като постепенно ще бъде увеличаван делът на използваните биогоривата от ново поколение. Тези мерки ще допринесат за значително намаляване на емисиите на парникови газове в България.

Същевременно като иновация е предвидено потребление на зелен водород, произведен чрез използване на електрическа енергия от ВИ (вятърна и слънчева енергия).

### ***ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ***

Приоритет на Република България е извеждането на принципа „енергийната ефективност на първо място“, което означава прилагането на най-ефективното енергийно решение във всички икономически сектори.

По измерение „Енергийна ефективност“ усилията на България са насочени към постигане на енергийни спестявания в крайното енергийно потребление чрез подобряване на енергийните характеристики на сградите и насърчаване изпълнението на мерки за енергийна ефективност в производството, преноса и разпределението на енергия.

Енергийната ефективност заема важно място за подобряване на енергийната сигурност на страната чрез намаляване на зависимостта от внос на енергия, за намаляване разходите за енергия на бизнеса и домакинствата, за създаване на повече работни места, за подобряване качеството на въздуха и за намаляване емисиите на парникови газове и повишаване качеството на живот на гражданите.

В тази връзка са определени национални цели за постигане на 11.6% намаление на потреблението на първична енергия и 10.7% намаление на крайното потребление на енергия до 2030 г. спрямо референтния сценарий 2020.

България поставя акцент върху алтернативните политики и мерки за насърчаване на енергийната ефективност. Като такива могат да бъдат упоменати финансови стимули за изпълнението на проекти за енергийна ефективност, договори с гарантиран резултат (ЕСКО договори) и обновяване на съществуващия сграден фонд с оглед увеличаване на броя на сградите с близко до нулево потребление на енергия.

### ***ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ***

Основен приоритет на България за гарантиране на енергийната сигурност е диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, повишаване на капацитетите на ПГХ „Чирен“ и точките на междусистемно свързване, участие в проекти за нови терминали за втечен природен газ в региона, ефективно използване на местните енергийни ресурси и развитие на енергийната инфраструктура.

България насърчава стартиралите проучвания за добив на нефт и природен газ в Черно море, като с решение на Народното събрание се възлагане на министъра на енергетиката да проведе преговори за условията и реда, при които „Български енергиен холдинг“ ЕАД да придобие до 20% дял в консорциума, титуляр на договора за търсене и проучване на нефт и природен газ в площ „Блок 1-21 Хан Аспарух“.

Газопреносната инфраструктура в България е добре развита, но в синергия с целите за повишаване на енергийната сигурност, диверсификация на източниците и



маршрутите за доставка на природен газ, както и в отговор на нарастващото търсене на природен газ от алтернативни източници в страната и региона, има необходимост от допълнително разширение за осигуряване на нарастващите потоци от юг на север.

Усилията са насочени към развитие, цифровизация на мрежите и осигуряване на гъвкавост на електроенергийната система, в т.ч. допълнително развитие на електропреносната мрежа на напрежение 400 kV и 110 kV.

### **ВЪТРЕШЕН ЕНЕРГИЕН ПАЗАР**

По измерението „Вътрешен енергиен пазар“ България развива конкурентен пазар, като предприема действия за пълна либерализация на пазара и интеграцията му в регионалния и общоевропейския пазар. Основен елемент в процеса по пълна либерализация е защитата на енергийно бедните и уязвимите клиенти. В съответствие с препоръката на ЕК за развитие на конкурентоспособни пазари на едро и дребно България поетапно премахва регулираните цени на електрическа енергия, като прогнозите са този процес да приключи до края на 2025 г. Други политики и мерки, насочени към развитието на вътрешния енергиен пазар в съответствие с целите на Енергийния съюз са оптимизация на потреблението, стимулиране създаването на енергийни общности за производство и потребление на възобновяема енергия и стимулиране по-активната роля на потребителите.

### **НАУЧНИТЕ ИЗСЛЕДВАНИЯ, ИНОВАЦИИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТ**

Относно измерението „Научните изследвания, иновации и конкурентоспособност“ България се ангажира да насърчава научния напредък в иновативни енергийни технологии, включително за производство на чиста енергия. Ще бъдат разработени важни проекти за насърчаване на бизнес иновациите и дигитализацията. България планира да участва в множество програми в тази област.

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

Приносът на България за постигане на целите на Европейския съюз до 2030 г. е представен в таблицата по-долу, която беше преразгледана в съответствие с препоръките на Европейската комисия:

**Таблица 1:** Цели на България до 2030 г.

<b>Преглед на целите за 2030 г.</b>	
Възобновяеми енергийни източници	
Национална цел за дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.	34.1%
ВИ - E <sup>1</sup>	42.2%
ВИ-ТЕ и ЕО <sup>2</sup>	45.5%

<sup>1</sup> Дял на електрическата енергия от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия

<sup>2</sup> Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брутното крайно потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане

ВИ – транспорт <sup>3</sup>	29%
<b>Енергийна ефективност</b>	
Намаляване на първичното енергийно потребление спрямо референтния сценарий 2020	11.6%
Намаляване на крайното енергийно потребление на енергия спрямо референтния сценарий 2020	10.7%
Първично потребление на енергия	12 397 ktce
Крайно потребление на енергия	8 423 ktce
<b>Емисии на парникови газове</b>	
Национална цел за намаляване на емисиите на ПГ до 2030 г. спрямо 2005 г. за секторите извън ЕСТЕ (сграден фонд, селско стопанство, отпадъци и транспорт) съгласно Регламент (ЕС) № 2023/857 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г.	-10%
Национална цел в сектор Земеползване, промените в земеползването и горското стопанство съгласно Регламент (ЕС) № 2023/839	за периодите 2021—2025 г. емисиите на ПГ да не надхвърлят поглъщанията, изчислени като сбора на общите емисии и на общите поглъщания на нейна територия общо във всички отчетни категории площи, и национална годишна цел за нетните поглъщания в периода от 2026 г. до 2030 г. от – 9 718 ктона CO <sub>2</sub> екв.
Ниво на междусистемна електроенергийна свързаност	15%

## 1.2. Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките

### *і. 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;

<sup>3</sup> Дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в сектор транспорт

- Диверсификация на източниците и маршрутите на доставките на природен газ;
- Разширяване на газопреносната инфраструктура и повишаване на капацитета за пренос и съхранение на природен газ;
- Установяване на пълноценен, интегриран и либерализиран пазар на природен газ;
- Създаване на условия за подобряване на достъпа до втечен природен газ;
- Декарбонизация на електроенергийния сектор чрез промяна на горивната база с горива с по-нисък въглероден интензитет;
- Устойчиво използване на местните енергийни ресурси;
- Модернизиране и разширяване на енергийна инфраструктура;
- Изграждане на инфраструктура за пренос на водород;
- Развитие на ядрената енергетика съобразно съвременните изисквания за надеждност, безопасност и икономичност;
- Подобряване на енергийната ефективност и повишаване използването на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия;
- 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, 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**

Представените в ИНПЕК секторни политики и мерки са формулирани по начин, който да отговаря на основната цел на плана – намаляване на ПГ 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 ПГ 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 законови 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.

Най-голям дял в общите емисии на ПГ 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.

Особено значим сектор с изключително голям потенциал за намаление на емисии е сектор „Отпадъци“. Секторът се явява един от главните източници на ПГ в три основни направления – емисии от депониране 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 доскоро по отношение на влиянието му върху изменението на климата. В тази връзка основните мерки в сектора са насочени към оптимален баланс в използване 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.

Понастоящем България провежда целенасочена политика за развитието на сектор енергия от 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 основния 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 (ЕС) 2018/2001 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (Директива (ЕС) 2018/2001).

Със ЗЕВИ се въвеждат мерки, насочени към насърчаване на производството и потреблението на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ, биогаз и зелен водород, енергия от ВИ в транспорта, с цел създаване на условия за постигане на устойчива и конкурентна енергийна политика и икономически растеж чрез иновации, внедряване на нови продукти и технологии и повишаване на жизнения стандарт на населението чрез икономически ефективно използване на енергията от ВИ.

Въведени са ясни срокове по отношение на присъединяването на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от ВИ и мерки за ускоряване на процедурите по присъединяване при модернизация на обекти за производство на електрическа енергия от ВИ.

Също така се създават условия за развитието на потребители на собствена електрическа енергия и общности за възобновяема енергия, с което да се повиши интересът и да се активира участието на местното население да произвежда и консумира чиста енергия. Очаква се това да доведе до увеличаване на инвестиционната активност, положително възприемане на възобновяемата енергия, по-голям избор на потребителите и по-активно участие на гражданите в енергийния преход.

Предвидено е да бъде разработен План за определяне на приоритетни зони за развитие на обекти за производство на електрическа енергия от вятърна енергия. В приоритетните зони административните процедури за изграждането, реконструкцията и въвеждането в експлоатация на енергийните обекти ще се осъществява в по-кратки срокове.

За улесняване на инвестиционния процес към всяка община са създадени специални центрове за административно обслужване, които да предоставят указания и информация и да организират процедурите, свързани с изпълнението на инвестиционни намерения за производство на енергия от ВИ, включително и при реконструкция и модернизация на съществуващи енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от ВИ.

От ключово значение за ускоряване на декарбонизацията е и сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане. Потенциалът за декарбонизация на тоблоснабдяването е чрез увеличаване на енергийната ефективност и използването на енергия от ВИ. Отчитайки това в ЗЕВИ е регламентирано за периода 2021–2025 г. и 2026–2030 г. делът на

енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане да се увеличава с 1.3 процентни пункта средно за година за съответния период, изчислен въз основа на постигнатия през 2020 г. дял на енергията от ВИ в този сектор. Това увеличение следва да се осигури чрез увеличаване дела на енергията от ВИ и от отпадна топлина и студ в районните отоплителни и охладителни системи с поне един процентен пункт средно за година. В тази връзка се осигурява възможност топлопреносното предприятие да разработи план за развитие на районната отоплителна или охладителна система и превръщането ѝ в ефективна районна отоплителна или охладителна система.

Възприемайки принципа, че биогоривата, течните, твърдите и газообразните горива от биомаса следва да се произвеждат по устойчив начин, в ЗЕВИ е въведено изискване тези горива задължително да отговарят на критериите за устойчивост и за намаляване на парниковите газове, когато се включват за отчитане на националната цел за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия, а така също и на секторните цели. Спазването на тези критерии е задължително изискване при прилагането на схеми за подпомагане.

## 2) **Енергийна ефективност**

Политиката в областта на енергийната ефективност е много съществен елемент от националната и европейската енергийна политика и политиката в областта на климатичните промени. 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 потребление на енергия, подобряване на енергийното управление, развитие на енергийната инфраструктура и изграждането на вътрешния пазар, както и разработване 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 енергийната ефективност е приведена в съответствие с европейското законодателство, като основният документ, осигуряващ изпълнението на политиката в тази област, е ЗЕЕ.

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

- Реализиране на кумулативни спестявания на енергия при крайното потребление за периода 2021–2030 г., еквивалентни на нови годишни спестявания от поне 0.8% от крайното потребление на енергия;
- Предприемане на мерки за подобряване на енергийните характеристики на поне 5% от общата разгъната застроена площ на всички отоплявани и/или охладени 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 последствия 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 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.

### 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.

България използва в максимална степен съществуващия потенциал на местните въглища при спазване на екологичните изисквания за поддържане на адекватността на ЕЕС и гарантиране на сигурността на доставките.

Електропреносната мрежа на България включва електропроводни линии с обща дължина 15 964.93 km, в това число 400 kV – 3 031.73 km, 220 kV – 2 710.9 km, 110 kV – 10 177.17 km и 60 kV – 11.84 km и кабелни електропроводи 400 kV – 0.3 km, 220 kV – 3.24 km и 110 kV – 29.75 km. Мрежата включва още и 299 електрически подстанции, в това число подстанции 400/220/110 kV – 8 бр., 400/220/31.5 kV – 1 бр., възлова станция 400/20 kV – 1 бр., подстанции 400/220/110/31.5/20/10 kV – 4 бр., 400/220/110/31.5/20 kV – 1 бр., 400/220/20/10 kV – 1 бр., 400/110/31.5/20 – 3 бр., 400/110/38.5/10.5 kV – 1 бр., 400/110/31.5 kV – 2 бр., 400/110/20 kV – 1 бр., 220/110/20/10 kV – 9 бр., 220/110/20 kV – 4 бр., 220/110/10 kV – 1 бр., 220/110/38.5

kV – 1 бр. 220/110 kV – 1 бр., 110/20/10 kV – 22 бр., 110/20/6 kV – 16 бр., 110/10 kV – 9 бр., 110/20 kV – 209 бр., 110/6 kV – 1 бр., възлови станции 100 kV – 7 бр., възлова станция 20 kV – 1 бр., 20/110 kV – 1 бр., 110/6/6 kV – 1 бр., 110/35/10 kV – 1 бр. и ОРУ ТЕЦ „Република“ 110 kV.

Към настоящия момент в ЕЕС на страната е наличен енергиен микс от генериращи източници, в който сигурността и устойчивостта се осигуряват само от конвенционалните електроцентрали със синхронни генератори от системно значение. Енергийните блокове на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, ТЕЦ „AES-ЗС Марица Изток 1“ ЕООД, ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, ТЕЦ „Варна“ ЕАД и ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД са с обща инсталирана брутна базова генерираща мощност от 3 848 MW, а 2 686 MW се регулират в денонощен разрез и се използват като базова или подвърхова генерираща мощност, както и за реализация на следните особено важни и задължителни задачи, изпълнявани от генериращите мощности на една обединена електроенергийна система за:

- Първично регулиране на честотата на цялото синхронно обединение ENTSO-E;
- Участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности на българската ЕЕС;
- Поддържане нивата на напрежение в основните възли на ЕЕС;
- Поддържане на запаса по устойчивост на ЕЕС;
- Поддържане на общия запас по инерция на ЕЕС на страната;
- Участие във възстановителния план на ЕЕС.

В заключенията от извънредното заседание на Европейския съвет на 30 и 31 май 2022 г. се отбелязва значението на местните енергийни източници за сигурността на доставките в рамките на краткосрочен приоритет за по-нататъшно диверсифициране на източниците и маршрутите за доставка и осигуряване на енергийните доставки на достъпни цени.

В одобрените на 14 февруари 2023 г. заключения на Съвета на ЕС по Специален доклад № 22/2022 на Европейската сметна палата относно „Подкрепа от ЕС за възгледобивните региони - ограничен фокус върху социално-икономическия и енергийния преход“ се споделя становището на ЕК по констатациите и препоръките в доклада на Сметната палата и по-специално, че след нашествието на Русия в Украйна през февруари 2022 г. се приема в краткосрочен план, че държавите да може да имат нужда да увеличат използването на въглища, преди да преминат към възобновяеми източници на енергия, при условие че целите в областта на климата и енергетиката за периода до 2030 г. се спазват.

България разчита силно на производството на електрическа енергия от лигнитни въглища в периода на енергиен преход, преди постепенно то да бъде преустановено до края на 2038 година.



Устойчивото преминаване към нисковъглеродна енергетика изисква етапност и плавна замяна на въглищните централи с нови нискоемисионни технологии, така че да не бъде изложена на риск системната адекватност. Тези процеси следва да се реализират, като се запазят достатъчно дълго работоспособни мощности в ТЕЦ и въгледобивни участъци и същевременно се ускори затихването на минните дейности.

Комплексът „Марица-изток“ е един от най-засегнатите от прехода във връзка със структуроопределящата му роля за електропроизводството и за икономиката на областите Стара Загора, Хасково, Сливен и Ямбол. В тази връзка най-съществените задачи за решаване по време на енергийния преход в тези региони са:

- Необходимите инвестиции за развитие на енергийната инфраструктура и ефектът върху сигурността на доставките;
- Използване на потенциала за икономическа диверсификация и съответните възможности за развитие;
- Създаването на качествени нови работни места и осигуряване на възможности за повишаване на квалификацията;
- Реализация на проекти за развитие на конкурентоспособни индустрии с висока добавена стойност в областта на чистите технологии.

В допълнение на гореспомената значимост на комплекса „Марица-изток“ следва да се добавят и важни преимущества като:

- Голямата консолидирана площ земя;
- Силно развитите електропреносни мрежи – 6/20/110/220/400 kV;
- Високите технически умения на работната сила;
- Силно развитата и разнообразна транспортна инфраструктура;
- Изключително ценното стратегическо местоположение и други.

Тези активи трябва да помогнат на региона да се превърне във въглеродно неутрален индустриален център - както по отношение на процесите с нулеви нетни емисии, така и по отношение на индустриите, свързани с бъдещата въглеродна неутралност.

Процесът по затихване на добивните дейности е обвързан с новия план за водене на минните работи и реализирането на дейности, свързани с него, като:

- Намаляване на ъглите на работните и насипищните бордове с около 0.50 m до 1.00 m с цел осигуряване на т.нар. „дълговременна устойчивост“;
- Изчисляване на нов баланс на насипищна вместимост и свързаното с това отчуждаване на нови площи за външни насипища след приключване на тяхното надграждане;

- Тампониране на разкритите въглищни пластове с минимум 5 m подходящ глинест материал при необходимите за целта характеристики на степента на уплътнение;
- Засипване на извозните траншеи на рудниците „Трояново – 1“ и „Трояново – север“;
- Засипване на площите на първите откривни и насипищни хоризонти на трите рудника със свободно отсипан насип с цел неутрализиране влиянието на сярата, съдържаща се в лигнитните прослойки в черните глини, от които са изградени.

Стартът на този процес ще започне в тези зони, където вече ще бъде приключила работата по тампониране на въглищните стъпала. Насипването ще засегне площите на първите откривни и насипищни хоризонти, както и тампонираните котловани на ниво +10 m.

Реализирането на тези дейности ще допринесе за минимизиране на екологичните рискове и ще създаде предпоставки за развитие на нови индустриални дейности.

АЕЦ „Козлодуй“ като базова централа има своята основна роля за поддържане устойчивост на електроенергийната система. Тя осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Мерките по програмата за продължаване срока на експлоатация на 5-и и 6-и блок на АЕЦ „Козлодуй“ са приключили. Резултатите от реализираните мерки от комплексната програма за дългосрочна експлоатация дават основание да се смята, че двата блока могат да работят при спазване на изискванията за безопасност - до 2047 г. за блок 5 и до 2051 г. за блок 6.

В съответствие с националното законодателство от Агенцията за ядрено регулиране са продължени лицензиите за експлоатация на двата блока с максимално допустимия десетгодишен срок, съответно – за блок 5 до 2027 г. и за блок 6 до 2029 г.

В резултат от реализацията на Проекта за удължаване срока на експлоатация са определени и планирани за изпълнение редица дейности (мерки), като тези от тях, имащи отношение към безопасността, са включени в обхвата на Интегрираните програми на блоковете. Интегрираните програми обединяват няколко групи мерки, произтичащи от изпълнението на:

- Периодичен преглед на безопасността на съответния блок;
- Проект за дългосрочна експлоатация на блоковете;
- Привеждане на състоянието на блока в съответствие с изискванията на Наредбата за осигуряване на безопасността на ядрени централи от 2016 г.;
- Препоръки от проведените „стрес тестове“ на ядрените съоръжения.

➤ *Повишаване на междусистемната свързаност*

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс и добре развита енергийна инфраструктура, които гарантират сигурността на доставките на електроенергия за страната и региона. Страната ни има важна балансираща роля за електроенергийната система на Югоизточна Европа.

Сред приоритетните за CESEC въпроси е интеграцията на електроенергийните пазари и в това направление България реализира редица проекти за въвеждане на пазарни обединения със съседни страни, включително Гърция, Румъния и Република Северна Македония. Очаква се да започне по-интензивна работа и по отношение интеграцията на вятърните централи, водорода и нисковъглеродните газове.

С цел увеличаване на съществуващия капацитет за междусистемен обмен на електрическа енергия са завършени следните проекти:

- **Междусистемна въздушна линия (122 км на българска територия) подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Неа Санта“**

На 30.06.2023 г. междусистемният електропровод е свързан и поставен под напрежение.

- **Вътрешна въздушна линия (94 км) между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Пловдив“**

Всички строително-монтажни дейности са изпълнени, обектът е въведен в експлоатация на 01.11.2022 г.

- **Вътрешна въздушна линия (13 км) между подстанция „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“**

Обектът е въведен в експлоатация с разрешение за ползване № СТ-05-260/26.03.2021 г.

- **Вътрешна въздушна линия между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Бургас“**

Обектът е въведен в експлоатация с разрешение за ползване № СТ-05-256/26.03.2021 г.

- **Вътрешният електропровод 400 kV, свързващ подстанции Варна и Бургас**

Обектът е въведен в експлоатация през юли 2021 г.

- **Клъстер България-Румъния за увеличаване на капацитета („Коридор Черно море“), който включва вътрешен електропровод 400 kV между Добруджа и Бургас**

Обектът е въведен в експлоатация с разрешение за ползване №СТ-05-596/30.07.2021 г.

**Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица**

Прединвестиционните дейности са изпълнени с безвъзмездна помощ от Механизма за свързване на Европа. Има влязло в сила решение по ОВОС на 21.12.2018 г. и е одобрен ПУП-окончателен проект от министъра на регионалното развитие и благоустройството; актуализиран е работният проект с приключени съгласувателни процедури; изготвен е финансов анализ и оценка на риска. Предприети са мерки във връзка с процедурите по издаването на разрешителни за строеж за проект „Яденица“.

➤ *Сигурност в областта на доставките на природния газ*

Газовата система на България обхваща всички дейности по добива, преноса, съхранението, разпределението и доставката на природен газ за осигуряване нуждите на клиентите. Тя се състои от обекти и съоръжения за извършване на дейностите добив, пренос, съхранение и разпределение на природен газ на територията на страната, които са свързани помежду си, функционирайки в единна газотранспортна система с общ режим на работа. Газовата система на България се състои от газопреносна мрежа с обща дължина 3 594 km, в т. ч. 151 km от газопровода IGB на българска територия, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), като има точки на междусистемно свързване с всички съседни страни – с Румъния (Негру Вода/Кардам и Русе/Гюргево), Гърция (Кулата/Сидирокастро и Стара Загора/Комотини), Република Северна Македония (Кюстендил/Жидилово), Сърбия (Киреево/Зайчар и Калотина/Димитровград) и Турция (Странджа/Малкочлар и Странджа 2/Малкочлар).

На територията на Република България лицензии за дейността „пренос на природен газ“ притежават „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Ай Си Джи Би“ АД. Газопреносната мрежова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД се състои от 3 443 km газопроводи и газопроводни отклонения, както и единадесет компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Кардам-2“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на около 389 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения.

Газопреносната инфраструктура на „Ай Си Джи Би“ АД се състои от 182.6 km газопровод, от които 151 km на българска територия, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения.

В контекста на предизвикателствата в енергийния сектор, свързани с руската инвазия в Украйна, и благодарение на стратегическото си местоположение и добрата свързаност със съседните страни България играе важна роля за газовата сигурност в Югоизточна Европа. Усилията на страната за разширяване и оптимизиране на газовата инфраструктура в региона способстваха реализацията и пълноценното функциониране на междусистемните връзки с всички съседни страни.

Постигането на високо ниво на сигурност на доставките на природен газ изисква достъп до разнообразни и надеждни източници по независими маршрути. Стремещът,

залегнал в плана REPowerEU, за увеличаване на дела на втечнения природен газ (LNG) в енергийния микс на ЕС и амбициите на държавите от Югоизточна Европа за диверсификация стимулират изграждането на нови LNG терминали в региона. Наличният капацитет за регазификация в региона, възлизащ на над 35 млрд. м<sup>3</sup> годишно, и планираните нови терминали, основно в Гърция, както и увеличаването на потоците от Каспийския регион ще доведат до значително увеличаване на газовите потоци от юг на север през територията на България.

Нарастващата интеграция на пазарите и повишаване ролята на спотовата търговия в региона обуславят необходимостта от разширение на газовата инфраструктура за постигане на достатъчно високи капацитети за пренос, отчитайки търсенето в целия регион.

Планирането на новата газова инфраструктура като „готова за бъдещето“ (пригодна за водород) няма да доведе до ефект на „заклучване към въглеродни горива“. Същевременно в страните от региона са налице нарастващо търсене и предлагане на значителни количества природен газ от надеждни източници, които ще гарантират високо ниво на сигурност и устойчивост на снабдяването в дългосрочен план.

Основни фактори за сигурността на доставките на природен газ и енергийната сигурност в страната са диверсификацията на източниците и маршрутите, както и осигуряването на значителен капацитет за пренос на природен газ. С цел гарантиране на енергийната сигурност България изпълнява и планира редица ключови проекти и мерки в областта на природния газ, които имат значение не само за нашата страна, но и за целия регион:

- ♦ **Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)**

Междусистемната газова връзка Гърция-България (IGB) е ключова част от проекта за развитие на Вертикалния газов коридор. На 1 октомври 2022 г. стартира търговската експлоатация на IGB. Газовата връзка е важна инфраструктура, която осигурява диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за България и региона чрез достъп до терминалите за втечнен природен газ край Александруполис и Южния газов коридор. Междусистемната връзка способства и за осигуряване на газови доставки от терминала за втечнен природен газ до Александруполис от производители на втечнен природен газ като САЩ, Катар, Алжир, Нигерия и др., а в бъдеще от Израел, Египет и др.

- ♦ **Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)**

Друг проект, свързан с диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, е междусистемната газова връзка България-Сърбия. Проектът осигурява допълнителен достъп на България до източници на газ от Западна Европа по изцяло нов маршрут, а на Сърбия - до терминалите за втечнен природен газ и други алтернативни източници от региона.

Техническият капацитет за пренос на природен газ е 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г. Търговската експлоатация на IBS стартира през декември 2023 г.

- ♦ **Проект за LNG терминал до Александрополис**

Проектът за изграждане на терминал за ВПГ край Александрополис, в който българската страна участва с 20% дял от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. чрез „Булгартрансгаз“ ЕАД, е важен за осигуряването на нови количества природен газ от алтернативен източник за българския и регионалния газов пазар. Проектът ще осигури достъп на България и целия регион до глобалния пазар на втечен газ. Терминалът ще разполага с капацитет за регазификация в размер на 5.5 млрд. м<sup>3</sup> /г. и капацитет за съхранение от 153.5 хил. м<sup>3</sup>. България е изразила интерес за участие в новия проект за изграждане на терминал за ВПГ „Тракия“ и/или други проекти за LNG терминали в региона.

Планира се плаващият терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ да бъде въведен в търговска експлоатация до март 2024 г.

- ♦ **Разширяване капацитета на ПГХ „Чирен“.**

В процес на изпълнение е проектът за разширение на газовото хранилище в Чирен, който ще допринесе за гарантиране сигурността на доставките на природен газ в страната и региона, както и за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници.

Проектът за разширение капацитета на подземното газово находище (ПГХ) „Чирен“ включва 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. Предвижда се увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. куб. м/ден.

Изпълнението на всички елементи от проекта е възложено от „Булгартрансгаз“ ЕАД и е в ход. Очаква се до края на 2024 г. изграждането на новата инфраструктура да приключи и обектите да бъдат въведени в експлоатация.

- ♦ **Изграждане на добре функциониращ, напълно интегриран и либерализиран пазар на природен газ**

В допълнение към наличието на инфраструктура с високо ниво на междусистемна свързаност установяването на пълноценен, интегриран и либерализиран пазар на природен газ изисква търговска среда, функционираща по прозрачен и стандартизиран начин.

В България функционира лицензиран борсов пазар на природен газ, действащ в пълно регулаторно съответствие, имащ достатъчно опит в поддържането на комуникация и интерфейси със системи на ОПС, предлагащ широка гама от продукти и услуги в пълно съответствие с изискванията на Регламент 1227/2011 относно прозрачността на пазара и докладването на данни.

"Газов Хъб Балкан" ЕАД е лицензиран оператор на напълно функционална електронна платформа, която предлага както дългосрочни, така и краткосрочни продукти. Операторът разполага с възможност за провеждане на специални аукциони и за непрекъсната търговия. Дейността на платформата е изцяло съобразена с европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар.

Българска енергийна търговска платформа АД (БЕТП) притежава Лицензия № Л-533-11 от 25.03.2021 г. за осъществяване на дейността „организиране на борсов пазар на природен газ“ за срок от 35 години. БЕТП АД е основано с цел създаване, развитие и функциониране на надежден и стабилен единен регионален газов пазар, като допринася за повишаване на прозрачността и ликвидността на пазара на природен газ в региона на Югоизточна Европа.

Повишаването на нивото на сигурност за пазарните участници на платформата ще намали рисковете и допълнително ще увеличи ликвидността на пазара.

Подходящата мярка за постигането на стратегическата цел/подцел за постигане на напълно интегриран, надежден и добре функциониращ регионален газов пазар включва въвеждане на услуги по клиринг на извършените на платформата сделки, което ще осигури допълнителна сигурност и ще доведе до повишаване на ликвидността на пазара.

#### 4) **Вътрешен енергиен пазар**

##### ***Либерализация на електроенергийния пазар***

Пазарът на електроенергия в Република България е в процес на поетапна либерализация, стартирала още през 2004 г. и продължаваща и до днес. Той се състои от два сегмента – сегмент с регулирани цени и сегмент със свободно договорени цени, или т.нар. свободен пазар.

##### **Регулиран пазар**

На регулирания сегмент цените на електроенергията се определят от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), а потребителите се обслужват от крайните снабдителите (свързани лица с операторите на електроразпределителни мрежи), разпределени на териториален принцип. Към момента този сегмент включва само битовите потребители (домакинствата). От 1 октомври 2020 г. всички небитови крайни клиенти излязоха на свободния пазар. По този начин на регулирания пазар останаха само битовите потребители. Битовите потребители имат избор на кой пазар да участват – свободен или регулиран. Основната промяна при излизането на свободния пазар е възможността на клиента да избира своя доставчик (търговец). Той от своя страна отговаря за доставките на електроенергия и може да предоставя допълнителни услуги като избор на тарифи, различни срокове и начини на разплащане, балансиращи услуги, енергийни консултации, анализ, прогнозиране и други. С приетия на 17.11.2023 г. ЗИД на ЗЕ се извършват следните основни промени:

1) Осъществява се пълна либерализация на пазара на едро на електрическа енергия до 30 юни 2024 г. при запазване на битовите потребители на регулиран пазар до началото на 2026 г.

В предвидените изменения и допълнения отпада ролята на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК) като обществен доставчик и съответно се премахват определяните квоти на производители за регулиран пазар. В законопроекта е прието крайните снабдители на електрическа енергия да бъдат в ролята на доставчици на универсална услуга и са задължени да снабдяват битовите клиенти без последните да сменят своя доставчик. В преходния период (1 юли 2024 – 31 декември 2025 г.) крайните снабдители ще снабдяват битови крайни клиенти по регулирани цени. Премахва се териториалният принцип при лицензирането на краен снабдител. Като общо правило е предвидена възможност за диференцирано компенсирание на част от разходите за закупуване на електрическа енергия по регулирани цени в зависимост от потреблението на битовите клиенти до края на 2025 г. Либерализацията на регулирания пазар на електрическа енергия е съобразена изцяло с решение на Народното събрание от 11.11.2022 г., съгласно което битовите крайни клиенти на електрическа енергия остават на регулиран пазар до 31 декември 2025 г., след което се осигурява постепенно пълно дерегулиране на цените на дребно за домакинствата, успоредно с пълната възможност за смяна на доставчика.

2) Регламентирани са нови участници на пазара на електрическа енергия - граждански енергийни общности, активни клиенти и агрегатори. Също така се допълват мерки за защита на потребителите на енергийни услуги чрез възможност за сключване на договори с фиксиран срок и на фиксирана цена и на договори с динамична цена на електрическата енергия – за клиенти с инсталирано интелигентно средство за търговско измерване.

3) Регламентират се взаимоотношенията по дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, сключени между НЕК ЕАД в качеството му на обществен доставчик с производители на електрическа енергия от въглищни централи, след отпадане на функцията му, както и реализацията на закупената по тези договори електрическа енергия на свободния пазар. Не се допуска да бъдат удължавани сроковете на действие на съществуващите дългосрочни договори след тяхното изтичане съответно през 2024 г. и 2026 г., както и да се сключват други дългосрочни договори с такива производители.

4) Въведени са дефиниции и критерии за определяне на „домакинства в положение на енергийна бедност" и на „уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия" за целите на либерализацията на пазара на електрическа енергия и прилагане на мерки за подпомагане на домакинствата в положение на енергийна бедност, в т. ч. и приоритетното им третиране при прилагане на програми за повишаване енергийната ефективност на жилищни сгради.

## **Свободен пазар**



На свободния сегмент клиентите могат да сменят своя доставчик на електроенергия, без географското им местоположение да влияе на това. Потребителите продължават да заплащат цени за пренос и достъп до мрежата, към която са присъединени (преносна или разпределителна). Енергията за свободния пазар се закупува от търговците, крайните небитови клиенти и мрежовите оператори (за технологични разходи) по свободно договорени цени и/или от платформите на Българската независима енергийна борса (БНЕБ). КЕВР има единствено роля на регулатор, който осъществява контрол над пазарните участници. Комисията има правомощията да определя Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), размера на мрежовите цени и цена „Задължения към обществото“. С изменения в Закона за енергетиката всички производители от ВЕИ и високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) с инсталирана мощност по-голяма или равна на 500 kW трябва задължително да предлагат електроенергията си на организиран борсов пазар. Тези промени, както и задължението от 01.10.2020 г. всички небитови клиенти да са част от свободния пазар, съществено измениха пазарния модел.

В съответствие с процеса на либерализация вътрешният електроенергиен пазар бе изграден върху модела на двустранни договори и балансиращ пазар. Потребителите сключват договори с търговците за доставка на електрическа енергия, а от своя страна търговците закупуват необходимите количества за нуждите на своите клиенти от производителите. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство, ЕСО като оператор на балансиращия пазар покрива небалансите – разликите между предварително заявените и реално потребените/произведени количества. Произхождащите от това разходи се начисляват на съответните пазарни участници под формата на цени за балансираща енергия.

В началото на 2016 г. стартира Българската независима енергийна борса. През същата година благодарение на приета от КЕВР „Инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на електрическа енергия за клиенти притежаващи обекти, за които се прилагат стандартизирани товари профили (СТП)“ се даде възможност на битовите и небитовите клиенти, които нямат електромери с почасово измерване, да излязат на свободния пазар.

Излизането на свободния пазар не носи рискове от допълнителни такси или несигурност на снабдяването. Както и досега, съответният оператор на електроразпределителна мрежа ще продължи да отговаря за поддръжката на инфраструктурата и качеството на електрическата енергия, независимо от това кой е избраният доставчик на свободен пазар. От 1 юли 2021 г. клиентите, които не са избрали свой доставчик на електроенергия, са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. доставчик от последна инстанция (ДПИ).

В условия на либерализиран (свободен) пазар цените се определят от пазара – от търсенето и предлагането. Различните фактори, както и комбинации от тях, могат да имат различни ефекти върху пазара. Едни от най-съществените условия, които повлияват на българския пазар, са свързани с цените на електроенергията на

регионалният пазар (Гърция, Румъния, Унгария). Той от своя страна се влияе от нивата на пазарите в Западна Европа. По този начин ценовите нива, постигнати на развитите пазари в Западна Европа, оказват влияние и на цените на електроенергията на свободния пазар в България. Фактори, пряко отговорни за промяната в цените на електроенергията на световните пазари, които са относими и за България, са: промени в търсенето и предлагането, промени в цените на основните енергийни ресурси (нефт, газ, въглища и др.), цени на въглеродни емисии, метеорологични условия, планирани (ремонти) и извънредни събития (аварии, забрани за внос/износ, фалити), политики в сферата на енергетиката и други.

### ***Либерализация на пазара на природен газ***

Газоразпределението на територията на България се осъществява от частни регионални и локални компании, работещи в условията на лицензионен режим, и ценова регулация за дейността разпределение. Дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД.

В настоящия момент България има две действащи лицензирани газови борси. Издадените лицензи са за максималния срок от 35 години. Двете газови борси работят с една и съща търговска платформа - Trauport Global Vision Trading System, продукт на компанията Trauport Limited UK, която е разработила най-разпространения и прилаган в световен мащаб софтуер за целите на администриране на сделки.

Създадената през 2019 г. компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД (БГХ ЕАД) изгражда, оперира и отговаря за функционирането на организирания пазар за търговия с природен газ на БГХ ЕАД. Електронната платформа със сегмент и за двустранна търговия предлага съвременни физически продукти, в т.ч. продукти за смяна на собствеността на борсов принцип на виртуална търговска точка (VTP) и на някои от физическите точки на мрежите. Платформата осигурява равен достъп, пазарно формирани цени, повишена прозрачност, както и подобрена конкуренция на пазара на природен газ в България.

Краткосрочният сегмент (спот) на платформата включва стандартизирани продукти „в рамките на ден“, „ден напред“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на мрежата на ОПС. Търговията се осъществява на анонимен принцип според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014.

Дългосрочният сегмент на платформата за търговия предлага продукти, търгуеми на средносрочна и дългосрочна база - седмични, месечни, тримесечни и годишни.

Сегментът за предлагане на количества по Програмата за освобождаване на газа (Gas Release Program) към края на 2022 г. приключи своето действие с приетия §10 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за корпоративното подоходно облагане (обн. ДВ, бр. 99 от 2022 г.), с който са отменени текстовете на чл. 176а, ал. 1, т. 4 и 5 от Закона за енергетиката, съгласно които обществения доставчик бе задължен да предложи на организирания борсов пазар определени количества природен газ през 2023 г. и 2024 г. Дългосрочният договор на „Булгаргаз“ ЕАД не е действащ, считано от 31.12.2022 г., като доставките

по него са преустановени на 27.04.2022 г. Поради прекратените доставки възниква необходимост за „Булгаргаз“ ЕАД да осигури алтернативни източници, както за обезпечаване на дейността си като обществен доставчик, така и по двустранните си договори и количествата по програмата. Формираният се недостиг по програмата се компенсира от алтернативни доставчици при пазарни условия. Лицензирани са над 90 търговци, имащи право свободно да търгуват с природен газ на организирания борсов пазар. В този смисъл „Булгаргаз“ ЕАД се конкурира на пазара заедно и наравно с тях за закупуване на природен газ. Същевременно цените по програмата са регулирани от КЕВР за съответния период. Предвид липса на предвидимост по отношение на количества и ценови нива, както и невъзможността подобни количества да бъдат освобождавани на организирания борсов пазар при условия, различни от заложените принципи в Регулаторното споразумение, се създават условия за формиране на ценови дефицити за „Булгаргаз“ ЕАД и изкривяване на пазара. Допълнително негативно влияние върху този процес създават смущенията в доставките на общоевропейския пазар и повишеното търсене на природен газ, което влияе отрицателно върху изпълнението на Програмата от обществения доставчик. Към декември месец на 2023 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД има над 90 регистрирани компании, 40% чуждестранни и 60% от България, включително двата оператора „Булгартрансгаз“ ЕАД, ICGV, както и газопреносния оператор на Република Северна Македония – Nomagas JSC Skopje.

Приоритетно се разглеждат и прилагат мерки за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура и развитие на междусистемната свързаност, като тези дейности осигуряват допълнителни възможности за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ползи.

С оглед на геополитическите процеси в последната година, спрените доставки на природен газ от Русия към Европа и войната в Украйна Министерството на енергетиката и „Булгаргаз“ ЕАД предприеха сериозни действия за осигуряване на диверсификация на доставките на природен газ за страната и запълване на подземното хранилище „Чирен“ с цел гарантиране енергийната сигурност на страната. В съответствие с Регламент (ЕС) 347/2013, приоритетен коридор: Връзки север-юг между газопреносните мрежи в Централна източна и Югоизточна Европа (NSI East Gas) от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изготвен проект за разширение на подземното газохранилище „Чирен“. Чрез реализацията му се предвижда поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, в т.ч. повишени налягания в газовия резервоар, както и по-големи средни денонощни дебита за добив и нагнетяване.

„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.

### *iii. Основни въпроси с трансгранично значение*

В изпълнение на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар България осъществява редица проекти с европейско и регионално значение, подробно разгледани в т. 2.4.2. Основните са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност на страната със съседните държави 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, 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*

Съгласно чл. 3 и чл. 4 от ЗЕ държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет и се провежда от министъра на енергетиката. В съответствие с чл. 11, ал. 1, от Закона за енергийната ефективност дейностите по провеждане на държавната политика за повишаване на енергийната ефективност се изпълняват от изпълнителния директор на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР). По ЗЕВИ изпълнителният директор на АУЕР е отговорен за изпълнението на държавната политика за насърчаване производството и потреблението на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от възобновяеми източници, производството и потреблението на биогаз и зелен водород, както и производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници в транспорта, възобновяеми течни и газообразни транспортни горива от небиологичен произход и рециклирани горива в транспорта.

Министерството 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.

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

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

Министерството 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.

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

Министерството на труда и социалната политика разработва, координира и провежда политика в областта на социалното подпомагане. Агенцията за социално подпомагане осъществява дейност по предоставяне на социални помощи, включително и целева помощ 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. "Българска независима енергийна борса" ЕАД притежава десетгодишна лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия" в Република България. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Българска Фондова Борса – София" АД.

Министерството на външните работи ръководи, координира и контролира осъществяването на държавната политика на Република България в отношенията ѝ с други държави, като осигурява поддържането и развитието на външнополитическия диалог, политиката на сигурност и двустранното, регионалното и многостранното сътрудничество. Осъществява общата координация в областта на външната политика и международната дейност на Република България.

Министерството на образованието и науката реализира държавната политика в областта на научните изследвания.

Министерството на иновациите и растежа работи за изграждане на конкурентоспособна икономика, която ще осигури растеж и развитие на регионите в България, насърчава и ускорява иновациите и инвестициите в цялата страна и във всички сектори на икономиката.

Комисията за енергийно и водно регулиране е независим специализиран държавен орган, който осъществява регулирането на дейностите в енергетиката в съответствие с разпоредбите на ЗЕ и на ЗЕВИ и извършва мониторинг на пазара на електрическа енергия и природен газ.

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.

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

#### *i. Участие на националния парламент*

Държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет съгласно чл. 3 от ЗЕ.

#### *ii. Участие на местните и регионалните органи*

Бяха проведени консултации с всички заинтересовани министерства, като те бяха активно ангажирани в процеса по разработването на актуализацията на Плана.

Компетентния орган за провеждане на държавната политика в областта на околната среда и климата - Министерството на околната среда и водите, разработи целите, политиките и мерките в част „Декарбонизация“ и исторически данни за емисиите на ПГ и предполагаемите тенденции. МОСВ предостави информация относно управлението на отпадъците, кръговата икономика, замърсяването на въздуха и биоразнообразието и управлението на обектите по Натура 2000.

Министерството на регионалното развитие и благоустройството предостави информация по отношение на енергийната ефективност във връзка с Националната програма за обновяване съгласно Директивата за енергийна ефективност. За да се гарантира координация и привеждане в съответствие между различните стратегически документи, резултатите от моделирането за целите на настоящия План следва да бъдат взети предвид в Националната програма за обновяване, тъй като настоящият документ предхожда програмата.

Министерството на транспорта и съобщенията предостави информация по отношение на плановете и политиките за транспортния сектор. Основните насоки за развитие и стратегическите цели на националната транспортна система са установени в Интегрираната транспортна стратегия в периода до 2030 г. Стратегията е одобрена с решение № 336/23.06.2017 г. на Министерския съвет. Националната рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура е одобрена с решение на МС № 87 от 26.01.2017 г. и изменена с решение на МС № 323 от 11.05.2018 г., като обхваща периода до 2020 г. с хоризонт 2030 г. Министерството на транспорта предостави информация по отношение на планираните политики и мерки в сектор транспорт. Министърът на транспорта и съобщенията е утвърдил Годишна програма за изграждането, поддържането, ремонта, развитието и експлоатацията на железопътната инфраструктура за 2020 г., както и Програма за развитието и експлоатацията на железопътната инфраструктура 2020 – 2024 г.

Министерството на земеделието и храните предостави прогнози за развитието на сектора и на наличните стратегически документи, политики и мерки. Тъй като към настоящия момент единственият стратегически документ в сектора след 2020 г. е Националният план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г., при моделирането за целите на настоящия План са включени историческите данни от Националния план и на тази основа са направени прогнозите.

Министерството на труда и социалната политика разработва, координира и провежда политика в областта на социалното подпомагане. Агенцията за социално подпомагане осъществява дейност по предоставяне на социални помощи, включително и целева помощ за отопление.

Министерството на иновациите и растежа предостави информация относно Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 г., както и Националната пътна карта за подобряване на условията за разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии.

Министерството на финансите предостави информация относно макроикономическите показатели и тенденции, както и източници на финансиране във връзка с прилагането на политиките и мерките, заложените в настоящия актуализиран План.

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

Компетентните институции, отговорни за подготовката на ИНПЕК, взеха участие в различни конференции, срещи, кръгли маси и форуми със заинтересованите страни, на които бяха обсъждани теми, свързани с ИНПЕК.

Проектът на ИНПЕК беше публикуван за предварителни обществени консултации на официалните интернет страници на МЕ и МОСВ на 22.12.2023 г. и всички заинтересовани страни имаха възможността да представят своите коментари и препоръки по него. След представянето на проекта на ИНПЕК министерствата продължиха да получават допълнителни становища и препоръки от различни заинтересовани страни.

Писмени становища по проекта на ИНПЕК са получени от НПО, частни и държавни енергийни компании, индустриални асоциации, икономически институти, граждани и др. Коментарите на заинтересованите страни се отнасят до всички раздели на проекта на ИНПЕК.

*iv. Консултации с други държави членки*

*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*

В съответствие с амбицията на Европейската зелена сделка за неутралност по отношение на климата до 2050 г. и като основа на прехода към чиста енергия са установените цели в областта на енергетиката в рамките на пакета „Подготвени за цел 55“. Тези цели са допълнително повишени с плана RePowerEU на ЕК за намаляване на енергийната зависимост на ЕС в контекста на продължаващия военен конфликт в Украйна, като целта е изграждане на по-независима енергийна система на ЕС. С RePowerEU се предлагат допълнителни действия за спестяване на енергия, диверсификация на доставките на горива, бързо заместване на изкопаемите горива чрез ускоряване на прехода към чиста енергия, увеличаване на производството на

електроенергия от възобновяеми източници, интелигентно съчетаване на инвестиции и реформи. Успоредно с това съществуващите мощности на въглища също биха могли да се използват по-дълго от първоначално очакваното при спазване на екологичните изисквания. Важна роля има и ядрената енергия като доказан нискоемисионен източник.

Международното напрежение в геополитически контекст и нестабилните нива на енергийните цени повишиха необходимостта от укрепване на регионалното сътрудничество в ЕС чрез установяване на последователни политики и по-голяма степен на солидарност между държавите членки по отношение на измерението, свързано с енергийната сигурност, постигане на диверсифицирани енергийни доставки, както и на по-устойчив Енергиен съюз.

Развитието на регионалното сътрудничество е от значение за осигуряване на последователно планиране и справяне с рисковете, свързани със сигурността на енергийните доставки, с оглед осигуряване на изграждането на енергийна инфраструктура и насърчаване на пазарната интеграция. Промените в енергийната политика показват необходимостта регионалното сътрудничество да допринесе за повишаването на устойчивостта и подготвеността на енергийната система и за ускоряване на прехода към чиста енергия.

България е активен участник във водещи европейски енергийни инициативи като Инициативата за енергийна свързаност в Централна и Югоизточна Европа, Европейска платформа за закупуване на газ, Енергийната общност, Съюза за Средиземноморието и Международната агенция за възобновяема енергия, както и международни енергийни инициативи като Организацията за черноморско икономическо сътрудничество и Международния енергиен форум. България е страна съучредител на Международната агенция за атомна енергия и е пълноправен член от създаването ѝ.

### **Инициатива за енергийна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC)**

Регионалното сътрудничество в областта на енергетиката в Югоизточна Европа се осъществява чрез CESEC. Основната причина за създаването на CESEC е историческата уязвимост на региона на Югоизточна Европа към сигурността на доставките на енергия, по-специално на природен газ.

CESEC допринесе за укрепването на региона по отношение на сигурността на доставките чрез приоритизиране изпълнението на нови междусистемни инфраструктурни проекти. Редица инфраструктурни проекти, които са централни за България, са идентифицирани в плана за действие на CESEC, а именно Трансадриатическият газопровод, газовите връзки със съседните на България страни, включително Гърция, Румъния и Сърбия, както и укрепването на газопреносната мрежа на България. Освен това в рамките на CESEC се обсъждат и оперативни теми, свързани с обратните потоци, трансграничните тарифи и разпределението на капацитета.



Дейността на CESEC е съсредоточена върху оперативната и инфраструктурната страна на регионалното сътрудничество в областта на природния газ. Изпълняват се редица проекти за пазарни обединения като част от плана за действие на CESEC, чийто обхват беше разширен извън природния газ. България участва в осъществяването на обединение на борсовия пазар „ден напред“ с Гърция и Италия; разработване на методология за изчисляване на общ капацитет в региона на Югоизточна Европа с Румъния и Гърция; осъществяване на обединение на борсовия пазар „ден напред“ с Република Северна Македония, Хърватия и Сърбия.

Редица проучвания за развитието на енергията от ВИ в региона на Югоизточна Европа показват наличието на неизползван икономически потенциал. Тази тема е част от плана на CESEC за оценка на потенциала енергията от ВИ (до 2030 и 2050 г.), както и за насърчаване на разработването на инструменти за финансиране на енергията от ВИ. CESEC разглежда енергийната ефективност като приоритетна политика, в това число и ролята ѝ в борбата с енергийната бедност, в рамките на обмен на информация и най-добри практики.

### **Европейска платформа за закупуване на газ**

Платформата е създадена, за да се координира работата по диверсифицирането на доставките на газ в ЕС чрез доброволен механизъм за закупуване на газ и водород от възобновяеми източници за ЕС, като се използва оптимално колективната политическа и пазарна тежест на ЕС.

С приетия на 19 декември 2022 г. Регламент (ЕС) 2022/2576 на Съвета за засилване на солидарността чрез по-добро координиране на закупуването на газ, трансграничния обмен на газ и надеждни референтни ценови показатели се предоставя правна рамка за Енергийната платформа на ЕС за подпомагане на държавите членки в подготовката за зимата 2023/24 г. и по-специално за запълването на техните съоръжения за съхранение.

Създадени са пет регионални групи, които да определят нуждите и възможностите за общо използване на енергийна инфраструктура и потенциалните нови доставчици. Посредством процес по агрегиране на данни за необходимите количества газ, които да бъдат заявени за закупуване, проведени срещи с представители на заинтересовани страни, включително индустрията, съвместните покупки стартират през м. май 2023 г.

### **Регионална група за Югоизточна Европа, част от Европейската платформа за закупуване на газ**

Регионалната група за Югоизточна Европа идентифицира различните проблеми по отделните стълбове в региона (потребление, взаимозаменяемост на електроенергия и газ, инфраструктура, споразумения за междусистемна свързаност, доставки, съставяне на план за действие, финансиране). Регионалната група си сътрудничи с договарящите се страни от Енергийната общност и Секретариата на Енергийната общност в усилията си за цялостно повишаване на енергийната сигурност в региона на Югоизточна Европа.

## **Енергийна общност**

Енергийната общност е международна организация, която обединява Европейския съюз и неговите съседи, за да създаде интегриран общоевропейски енергиен пазар. Организацията е основана с Договора за създаване на Енергийната общност, подписан през октомври 2005 г. в Атина, Гърция, в сила от юли 2006 г. Основната цел на Енергийната общност е да разшири правилата и принципите на вътрешния енергиен пазар на ЕС към страните от Югоизточна Европа, Черноморския регион и извън него въз основа на правно обвързваща рамка.

## **Съюз за Средиземноморието**

Съюзът за Средиземноморието е междуправителствена организация, която обединява 43 държави за укрепване на регионалното сътрудничество и диалог чрез конкретни проекти и инициативи в областта на енергетиката и климата с цел справяне с предизвикателствата в тези области в региона, като същевременно се подпомага напредъкът към по-сигурни и устойчиви енергийни модели.

## **Международна агенция за възобновяема енергия (IRENA)**

IRENA е водеща глобална междуправителствена агенция за енергийна трансформация, която служи като основна платформа за международно сътрудничество, подкрепя държавите в техните енергийни преходи и предоставя най-съвременни данни и анализи за технологии, иновации, политика, финанси и инвестиции. IRENA стимулира широкото приемане и устойчивото използване на всички форми на възобновяема енергия, включително биоенергия, геотермална, водна, океанска, слънчева и вятърна енергия в стремежа към устойчиво развитие, достъп до енергия и енергийна сигурност, за икономическа и социална устойчивост и просперитет и устойчиво климатично бъдеще.

## **Организация за черноморско икономическо сътрудничество (ОЧИС)**

ОЧИС е регионална икономическа организация за сътрудничество в региона на Черно море. Основната задача на ОЧИС е да служи като модел за многостранна политическа и икономическа инициатива, която да хармонизира действията на страните членки, да осигури мира, сигурността и развитието на Черноморския регион в духа на приятелските взаимоотношения. Една от първостепенните сфери на сътрудничество в рамките на ОЧИС е сектор енергетика. България е активен член на ОЧИС, като в рамките на своите четири председателства работи активно както за развитие на секторното сътрудничество, така и за засилване на връзките на региона на Черно море с Европейския съюз.

## **Международен енергиен форум (МЕФ)**

МЕФ предоставя една от най-значимите платформи за открит диалог по въпросите на енергетиката между 72 правителства, които членуват в него, както и с голям брой заинтересовани международни и национални енергийни компании. МЕФ способства диалога между международните организации с цел задълбочаване на

сътрудничеството и укрепване на управлението на енергийните пазари в световен мащаб. В основата на това е тристранната програма за работа между МЕФ, Международната енергийна агенция (МЕА) и Организацията на страните износителки на петрол (ОПЕК). В допълнение МЕФ има широк мандат да разглежда различни енергийни въпроси, свързани с нефт и газ, възобновяема енергия, устойчивост и енергиен преход, нови технологии и прозрачност на данните. Важен фокус на организацията е и въпросът за енергийната бедност.

### **Международна агенция за атомна енергия**

Международната агенция за атомна енергия е основният междуправителствен форум за научно и техническо сътрудничество в ядрената област. МААЕ помага на страните да използват ядрената наука и технологии за мониторинг на емисиите и промените в околната среда в океана и екосистемите, да намалят емисиите парникови газове от производството на енергия и използването на земята и да се адаптират към новите климатични реалности, включително недостига на храна и вода и загубите на екосистеми.

### **Тристранна декларация между Република България, Република Гърция и Румъния за развитие на възобновяемата енергия в региона**

На 19.01.2024 г. в Атина е подписана декларация, с която трите страни се ангажират да си сътрудничат в подготовката на съвместни трансгранични проекти в областта на офшорната вятърна енергия, водород от възобновяеми енергийни източници и инфраструктура за зареждане на електрически превозни средства. Документът предвижда България, Гърция и Румъния да подкрепят и насърчат обща инициатива за проучване и развитие на устойчивото използване на офшорния вятърен потенциал в Черно и Егейско море. Трите страни ще кандидатстват съвместно за трансграничен статут на ВЕИ в рамките на текущата покана по Механизма за свързване на Европа. Обмисля се и сътрудничество по съвместен проект по поканата за трансгранични инициативи за възобновяема енергия.

Също така инициативата ще спомогне за картографиране на офшорния вятърен потенциал в Югоизточна Европа и да се постави основа за разработването на хармонизирана регулаторна рамка.

Предвижда се и създаване на регионален клъстер за водород от възобновяеми енергийни източници с участието на правителствата на трите държави, операторите на преносни системи и индустрията. Ще се търси както получаването на трансграничен статут в рамките на текущата покана по Механизма за свързване на Европа, така и възможност за съвместен проект между трите държави. Регионалният клъстер ще разработи трансгранични проекти за стимулиране на възобновяемата енергия, включително вятърна и слънчева, интегрирането ѝ в система за производство на нискоемисионен и възобновяем водород за енергийния, индустриалния и транспортния сектори, както и за развитието на специална водородна инфраструктура.

Декларацията предвижда страните да могат да разширят сътрудничеството и в други области по взаимно съгласие, както и да засилят диалога и сътрудничеството помежду си. Разработването на проекти от регионален и общностен интерес е насочено към постигането на справедлив преход към декарбонизирана и неутрална по отношение на климата икономика.

*ii. Обяснение как в Плана се разглежда регионалното сътрудничество*

С Регламент (ЕС) 2018/1999 относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата се установява гъвкава и стабилна система за прозрачно и взаимно-засилващо сътрудничество между държавите членки на ЕС и Европейската комисия. Това помага да се осигури последователен подход между политиките в областта на енергетиката и климата и координирани действия в държавите членки.

В тази връзка и при осъществяване на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар се изпълняват редица проекти с европейско и регионално значение. Основните проекти са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност със съседните страни от региона, както и обединението на енергийните пазари. Целта е повишаване на енергийната сигурност на страната и региона, гарантиране на сигурността на доставките и диверсификация на енергийните източници и маршрути.

Идентифицирането и развитието на потенциала на механизмите за сътрудничество в областта на възобновяемите енергийни източници и енергийна ефективност ще ускори процеса и ще допринесе за осъществяването на съвместни проекти с цел осигуряване на „европейска добавена стойност“.

В контекста на зеления преход от съществено значение е реализирането на плавен процес на декарбонизация на съществуващия газов пазар и поетапно установяване на конкурентен, разходооправдан и прозрачен пазар на ЕС за водород. Предвиденото насърчаване на внедряването на иновативни технологии следва да предоставя възможности за модернизация на съществуващата газова инфраструктура, както и за навлизане на нисковъглеродни газове, в съчетание с достатъчен преходен период.

От съществено значение е засилването на потенциала на публично-частните партньорства, насочени към инициативи за ускоряване развитието на нови технологии за осъществяване на зеления преход и съхранението на енергия.

Използват се възможностите за провеждане на ефективно регионално сътрудничество в областта на енергетиката чрез дейности за подготовката и изпълнението на меморандуми и договори за сътрудничество за изграждане на партньорства в регионален, общоевропейски и международен план.

Активно се участва в координирането на общи послания и европейски инициативи с ключови партньори за утвърждаване в международен аспект на инициативите на ЕС с действия за осигуряване на последователна позиция по отношение на регионалните и глобалните енергийни въпроси в рамките на международни енергийни форуми и платформи.

## 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*

Европейският съвет прие на 12 декември 2019 г. цел за постигане на климатична неутралност на Съюза до 2050 г. На 10 декември 2020 г. се прие повишение на колективната климатична цел на ЕС до 2030 г. от 40% на „най-малко 55%“.

Двете климатични цели, както и необходимостта от принос на всички сектори са закрепени в законодателството на Съюза с приемането на 5 май 2021 г. на т. нар. Регламент за Европейски закон за климата - рамков акт, гарантиращ участието на всички сектори в постигането на целите. Регламентът поставя цел за намаление на емисиите на ЕС от „поне 55%“ до 2030 г., ограничаване ролята на погълтителите за постигането ѝ, климатична неутралност на Съюза до 2050 г. и на негативни емисии след това, залагане на индикативни въглеродни бюджети и допълнителен европейски научен орган.

На 14 юли 2021 г. ЕК представи 15 законодателни акта от т.нар. пакет „Подготвени за цел 55“ („Fit for 55“), които представят предложенията на Комисията за постигането на повишената климатичната цел от „най-малко 55%“, залагайки пътя към климатична неутралност до 2050 г. и отчитайки нуждата от принос от всички сектори.

За противодействие на климатичните промени и въздействието им върху икономиката България изготви Национална стратегия за адаптация към изменението на климата и План за действие към нея, приета с решение на Министерския съвет през 2019 г.

Документът очертава стратегическата рамка и приоритетите по отношение на адаптацията към изменението на климата до 2030 г. Целта е да се намали уязвимостта на страната спрямо последиците от изменението на климата и да се подобри капацитетът за адаптация на екологичните, социалните и икономическите системи към въздействията на изменението на климата.

Националната стратегия за адаптация към изменението на климата обхваща девет сектора, които са: сектор „Селско стопанство“, сектор „Гори“, сектор „Биологично разнообразие и екосистеми“, сектор „Води“, сектор „Енергетика“, сектор „Транспорт“, сектор „Градска среда“, сектор „Човешко здраве“ и сектор „Туризъм“. Към нея е включен и анализ на макроикономическите последици от изменението на климата и оценка на сектор „Управление на риска от бедствия“.

Със стратегията се запълва празнота в политиката на България по изменение на климата, като се очертава подходът на страната за адаптиране на ключовите сектори на икономиката към променящия се климат.

Част от документа е и разработеният План за действие, в който са определени целите и приоритетите за подобряване на капацитета за адаптация. В плана детайлно са разписани дейности за всеки от секторите, в това число необходим финансов ресурс, очаквани резултати, отговорни институции за тяхното прилагане.

Обхватът на вариантите за адаптиране за секторите отразява обхвата и сложността на въздействията на изменението на климата. Мерките са насочени основно към: укрепване на политиката и правната рамка за включване на адаптацията към изменението на климата; изграждане на адаптивен капацитет и разработване на финансови, социални и политически насоки за управление на риска; подобряване управлението на знанията, научните изследвания, образованието и комуникацията със заинтересованите страни.

Основната категория, която допринася за премахването на парникови газове, е горският сектор. Всички останали категории (обработваема земя, населени места, водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Основната причина за общите постоянни резултати за поглътителите се дължи на намаляването от поглъщането от горския сектор и лекото увеличение на емисиите от обработваеми земи, населени места и водни площи.

За осигуряването на необходимата биомаса България разчита не само на горската биомаса съгласно Националния план за действие за енергията от горската биомаса 2018-2027 г., но и използва неоползотворения потенциал на биологично разградимата част от продуктите, отпадъците и остатъците от биологичен произход от селското стопанство, включително растителни и животински отпадъци, от горското стопанство и свързаните с него промишлености заедно с рибарство и аквакултури, както и биоразградимата част от отпадъците, включително промишлените и битовите отпадъци от биологичен произход, отговарящи на критериите за устойчивост, посочени в член 29 от Директива (ЕС) 2018/2001 от 11 декември 2018 г. за насърчаване на използването на енергия от възобновяеми източници (Директива RED II).

За снабдяването с конвенционални биогорива площта на земята, необходима за производството им, ще намалее между 2020 г. и 2030 г. Допълнителните площи, необходими за производството на биогорива от ново поколение, поради въвеждането на допълнителни мерки, стимулиращи използването на биогорива от ново поколение от 2020 г., ще бъдат компенсирани от общото намаление на площите, необходими за конвенционалните биогорива.

Електроцентралите във въглищни региони произвеждат значителна част от електроенергията в страната. Тези електроцентрали използват лигнитни и кафяви въглища и нямат достъп до подходяща газопреносна инфраструктура с високо налягане с достатъчен капацитет, която да позволи промяна на горивната база с горива с по-нисък въглероден интензитет като природен газ и преходно гориво към постигането на въглеродна неутралност. Предприети са действия за изграждане на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за пренос на

природен газ до топлоелектрически централи и други потенциални потребители във въглищни региони.

По този начин ще бъдат създадени условия на пазарен принцип за модернизация на горивните инсталации на ТЕЦ и други енергийни потребители, въвеждане на понискоемисионни горива в енергийния микс, значително намаляване на емисиите на парникови газове от горивните процеси, включително от производството на електроенергия от твърдо гориво в тези региони.

Това ще създаде необходимите условия за гъвкава и ефективна експлоатация на инсталациите след модернизацията им в съответствие с ангажиментите за декарбонизация на енергийния сектор и постигане на нетна въглеродна неутралност.

Допълнителни икономически, социални и екологични ползи ще бъдат реализирани чрез повишаване ефективността на преобразуване на енергията, намаляване на разходите за квоти за емисии на парникови газове и редуциране на емисиите на вредни вещества – серни и азотни оксиди и фини прахови частици.

Принос към намаляване на емисиите ще има развитието на технологиите за улавяне, преработване и съхранение на парникови газове, които подлежат на отделни изисквания и като такива трябва да бъдат разглеждани самостоятелно и съответно, отделно моделирани.

След приемането на законодателното предложение за индустрия с нетно нулеви емисии споменатите технологии (CO<sub>2</sub> - transport and carbon capture, utilization, and storage technologies) ще имат статут на стратегически и проектите, свързани с тях, ще бъдат преференциално разглеждани при съкратени разрешителни режими. Проектите за съхранение на CO<sub>2</sub> са икономически жизнеспособни само когато има бизнес интерес по цялата верига на стойността, включително транспорта.

В тази връзка е важно да бъде изследван пазарният потенциал на индустриалните възможности за премахване на парникови газове чрез улавяне, съхранение или преработването им в продукти с висока добавена стойност.

*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*

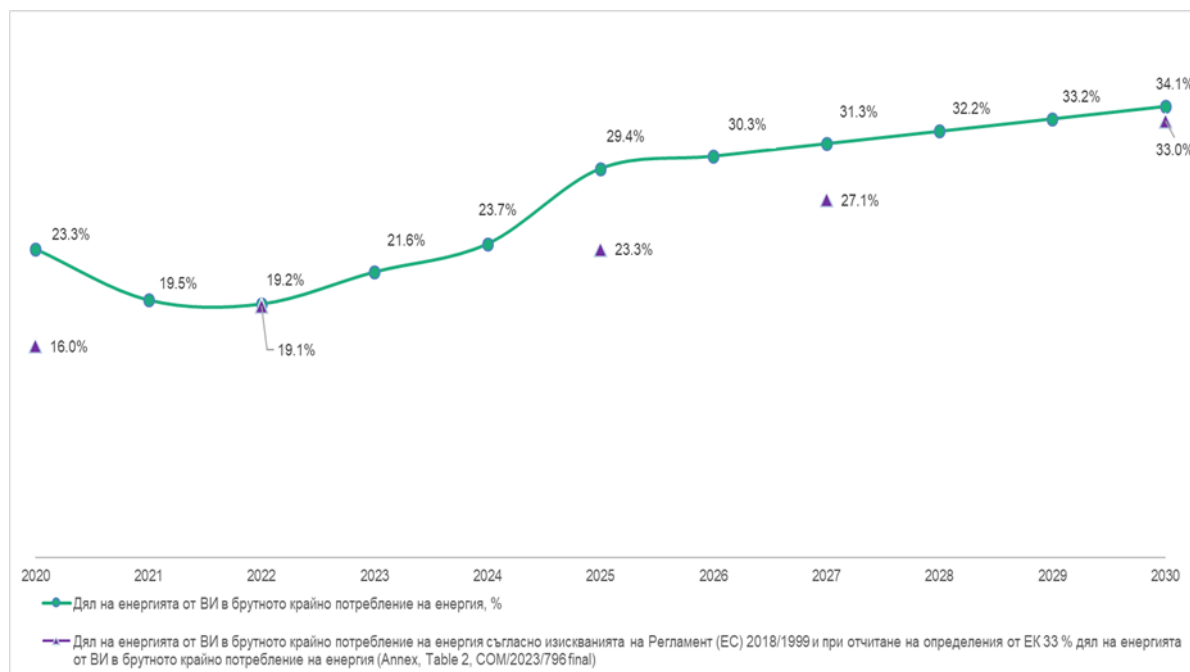
*Не е приложимо*

## 2.1.2. Енергия от възобновяеми източници<sup>4</sup>

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

България си е определила амбициозна национална цел за 34.1% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия през 2030 г., която е с 1 процентен пункт по-голяма от определената в COM/2023/796final<sup>5</sup> и с 18.1 процентни пункта повече в сравнение с определената за 2020 г. цел съгласно Приложение I на Директива (ЕС) 2018/2001.

**Фиг.1** Дял на енергията от ВИ



В периода на действие на ИНПЕК развитието на енергията от ВИ ще бъде съобразено с всички изисквания, произтичащи от екологичното законодателство, включително по отношение на защитените зони и Natura 2000.

<sup>4</sup> За периода 2020-2022 г. са използвани констативни данни от продукта SHARES tool 2020, SHARES tool 2022, Eurostat

<sup>5</sup> COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS EU wide assessment of the draft updated National Energy and Climate Plans An important step towards the more ambitious 2030 energy and climate objectives under the European Green Deal and RePowerEU



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

За постигане на националната цел за дял на енергията от ВИ в брунтото крайно потребление на енергия до 2030 г. (34.1%) е прогнозирано следното разпределение по сектори:

- 42.2% дял енергията от ВИ в сектор електрическа енергия;
- 45.5% дял енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане;
- 15.2% дял енергията от ВИ в сектор транспорт.

В периода 2020-2030 г. в сектор електрическа енергия се предвижда ръст на потреблението на електрическа енергия от ВИ, дължащ се на увеличаване на произведената електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия и биомаса.

**Таблица 2:** Индикативна траектория за дела на електрическата енергия от ВИ в брунтото крайно потребление на електрическа енергия за периода 2020-2030 г. - сектор електрическа енергия<sup>6</sup>

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на електрическата енергия от ВИ в брунтото крайно потребление на електрическа енергия, %	23.6%	21.4%	20.2%	19.0%	17.8%	34.7%	36.2%	37.7%	39.2%	40.7%	42.2%

Източник: По данни на E3-Modelling

В сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане се очаква използваната енергия от ВИ да се увеличи, с което през 2030 г. ще бъде постигнат 45.5% дял на енергията от ВИ в брунтото крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане.

**Таблица 3:** Индикативна траектория за дела на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брунтото крайно потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане за период 2020-2030 г. - сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане<sup>7</sup>

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брунтото крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане, %	37.2%	30.0%	31.7%	33.4%	35.1%	40.7%	41.7%	42.6%	43.6%	44.5%	45.5%

В периода 2020-2030 г. се очаква делът на енергията от ВИ в сектор транспорт да се увеличи и да достигне 15.2%. Посоченият дял ще бъде коригиран и увеличен, като се

<sup>6</sup> За периода 2020-2022 г. са използвани констативни данни от продукта SHARES tool 2020, SHARES tool 2022, Eurostat.

<sup>7</sup> За периода 2020-2022 г. са използвани констативни данни от продукта SHARES tool 2020, SHARES tool 2022, Eurostat.

планира задължителната минимална цел за дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в транспорта през 2030 г. да достигне 29%.

**Таблица 4:** Индикативна траектория за дела на енергията от ВИ в крайно потребление на енергия за период 2020-2030 г. - сектор транспорт<sup>8</sup>

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в транспорта, %	9.1%	7.6%	7.7%	7.7%	7.8%	11.0%	11.8%	12.7%	13.5%	14.4%	15.2%

*iii. Прогнозни криви по технологии за възобновяема енергия, които дадена държава членка предвижда да използва, за да постигне 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*

За постигане на целите в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане следва да бъдат отчетени следните нови изисквания:

- увеличаване на енергията от възобновяеми източници (без отпадна топлина и студ) в брутното крайно потребление на енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане с 1.5 процентни пункта, изчислено средногодишно за периода 2021-2030 г., като се започне от дела на възобновяемата енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане през 2020 г.;
- увеличаване на дела на енергията от възобновяеми източници и от отпадна топлина и студ в районните отоплителни и охладителни системи с индикативни 2.2 процентни пункта като средногодишна стойност, изчислена за периода 2021 г. до 2030 г., като се започне от дела на енергията от възобновяеми източници източници и от отпадна топлина и студ в централното отопление и охлаждане през 2020 г.

За постигането на целта в сектор транспорт следва да бъдат отчетени и следните изисквания на Директива(ЕС) 2018/2001:

- ограничаване използването на конвенционални биогорива до 7% от крайното потребление на енергия в транспортния сектор през 2030 г.;

<sup>8</sup> За периода 2020-2022 г. са използвани констативни данни от продукта SHARES tool 2020, SHARES tool 2022, Eurostat.

- комбинирания дял на биогоривата от ново поколение и на биогаза, произведени от суровините, посочени в част А на приложение IX, както и на възобновяемите горива от небиологичен произход в крайното потребление на енергия в сектор транспорт е най-малко 1% през 2025 г., и най-малко на 5.5 % през 2030 г., от които делът на възобновяемите горива от небиологичен произход е поне един процентен пункт през 2030 г.;
- ограничаване използването в сектор транспорт на биогорива и биогаз, произведени от суровини, посочени в част Б от приложение IX на Директива (ЕС) 2018/2001 (отпадъчно олио и животински мазнини) до максимум 1.7%;
- делът на биогоривата и биогаза, произведени от суровините, изброени в приложение IX на Директива (ЕС) 2018/2001 и на възобновяемите горива от небиологичен произход се счита за равен на тяхното енергийно съдържание умножено по две;
- делът на електрическата енергия от ВИ се счита за равен на енергийното ѝ съдържание, умножено по четири, когато се доставя за пътни превозни средства и може да се счита за равен на енергийното ѝ съдържание, умножено по 1.5, когато се доставя за железопътния транспорт;
- делът на биогоривата от ново поколение и на биогаза, произведени от суровини, посочени в част А на приложение IX потребявани в секторите въздушен и морски транспорт, се счита за равен на енергийното им съдържание, умножено по 1.2, а делът на възобновяемите горива от небиологичен произход се счита за равен на енергийното им съдържание умножено по 1.5.

*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 поглътители 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)*

## **2.2. Измерение „Енергийна ефективност“**

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

Индикативен национален принос по отношение на енергийната ефективност

*Обща кумулативна цел за енергийни спестявания за периода 2021-2030 г., съгласно чл. 8 относно задълженията за енергийни спестявания съгласно Директива (ЕС) 2023/1791*

Съгласно член 8, параграф 1, буква б) от Директива (ЕС) 2023/1791 на Европейския Парламент и на Съвета от 13 септември 2023 година за енергийната ефективност и за изменение на Регламент (ЕС) 2023/955 (преработен текст), държавите членки постигат кумулативни икономии на енергия при крайното потребление, които са равни нови икономии ежегодно от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г. в размер на:

- 0.8% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2023 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.3% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2024 г. до 31 декември 2025 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.5% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2026 г. до 31 декември 2027 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.9% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2028 г. до 31 декември 2030 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.

Въз основа на средното годишно крайно потребление на енергия за периода 2016-2018 г. са изчислени енергийните спестявания, които трябва да бъдат постигнати в периода 2021-2030 г. и съответно кумулативната цел за спестяване на енергия, която трябва да бъде постигната до 31 декември 2030 г. Тези стойности са представени във следващата таблица.

**Таблица 5:** Годишни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление, ktоe

Година	Годишни енергийни спестявания в крайното потребление										Общо
2021	78.58										78.58
2022	78.58	78.58									157.16
2023	78.58	78.58	78.58								235.74
2024	78.58	78.58	78.58	127.69							363.43
2025	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69						491.12
2026	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34					638.46
2027	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34				785.79
2028	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63			972.42
2029	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63	186.63		1 159.04
2030	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63	186.63	186.63	1 345.67
ОБЩО кумулативни спестявания за периода 2021-2030 г.											6 227.39

*ii. Ориентировъчните етапни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г., установените на национално равнище измерими 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 30 май 2018 г. Директива (ЕС) 2018/844 на Европейския парламент и на Съвета изменяща Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите 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. В тази връзка беше разработена Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г., с която се определят:

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

В следващата таблица е представена информация за индикативните междинни цели за десет годишни периоди, считано от 2021 г. до 2050 г.

**Таблица 6:** Индикативните междинни цели за обновяване на жилищния и нежилищния сграден фонд

Индикатор		2021-2030 г.	2031-2040 г.	2041-2050 г.
<b>Спестявания на енергия общо</b>	<b>GWh/y</b>	<b>2 917</b>	<b>6 502</b>	<b>7 329</b>
Жилищни сгради	GWh/y	2 477	5 694	6 294
Нежилищни сгради	GWh/y	440	808	1 035
<b>Обновена площ</b>	<b>m2</b>	<b>22 203 509</b>	<b>49 570 668</b>	<b>55 823 015</b>
Жилищни сгради	m2	19 026 656	43 735 175	48 343 297
Нежилищни сгради	m2	3 176 852	5 835 493	7 479 718
Обновена площ от съществуващия сграден фонд за обновяване в момента	%	7,9%	17,5%	19,8%
<b>Спестяване на емисии CO2</b>	<b>тон</b>	<b>1 306 435</b>	<b>2 891 610</b>	<b>3 274 453</b>
Жилищни сгради	тон	1 065 184	2 448 461	2 706 441
Нежилищни сгради	тон	241 251	443 149	568 012

Така поставените цели в сградния сектор се очаква да имат принос в изпълнението на задълженията по чл. 7 от Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност.

Анализът на наличната информация от реално сертифицирани сгради показва, че за постигане на количествените измервания на индикаторите, политиките за обновяване трябва да са фокусирани приоритетно към сгради с класове на енергийно потребление E, F и G за всички категории 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*

Постигането на целите за повишаване на енергийната ефективност е стратегически свързано с обновяването на сградния фонд, като приоритет ще се дава на енергийната ефективност в съчетание с използването на възобновяеми енергийни източници в сградния сектор.

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.

Освен това ще се насърчава използването на ефективно централно отопление и централно охлаждане. 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.

Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи. Предвижда се използването на най-ефективните способности за пренос на топлоносител посредством предварително изолирани тръби и нарастване дела на използване на отпадната топлина с цел намаляване на топлинните загуби в мрежите. За повишаване на ефективността на топлопреносните мрежи се предвижда използването на усъвършенствани стратегии за управление и решения за мониторинг като сензори и интелигентни измервателни уреди за оптимизиране на потока на топлина/охлаждане, включително намаляване на температурата на топлоносителите и интегриране на повече ВЕИ.

Инвестирането в модернизиране на съществуващите конвекционални системи за централно отопление и постепенното им превръщане в интелигентни топлинни мрежи, ще позволи посрещането на бъдещите енергийни нужди, характеризиращи се с нарастваща зависимост от променливите възобновяеми енергийни източници. Чрез насърчаване на интелигентен контрол и обмен на данни в цялата система се очаква да се оптимизира работа в краткосрочен и средносрочен план.

Предвиждат се адекватни стимули за ефективно централизирано топлоснабдяване чрез национални политики и ангажираност на местните власти и заинтересованите страни, както и подкрепа за нови инвестиции чрез пряко и непряко финансиране. Ще бъдат използвани възможностите за интегриране на планирането на централизираното топлоснабдяване в градското планиране и съответната настройка на нормативната уредба за сградите и градското планиране, за да се даде възможност за свързване към топлопреносни мрежи за централизирано топлоснабдяване, а така също и към системи за децентрализирано топлоснабдяване.

Домакинствата са втория по големина потребител на енергия в България. В последните години в структурата на енергийния микс в крайното потребление на сектора делът на електроенергията се запазва. Намаляват количествата използвани въглища и брикети, като същевременно се увеличава количеството дървесина (дърва за огрев), която се изгаря нискоефективно.

Газификацията обхваща изграждане на газоразпределителни мрежи, преоборудване на горивните инсталации за замяна на използваните твърди, течни горива и електроенергия и доставка на природен газ, както и набор от мерки и действия за подобряване управлението на горивните инсталации при крайните потребители.

Подходящите мерки за оползотворяване на потенциала за енергийни спестявания чрез развитие на газификацията включват стимулиране на крайните потребители за преминаване към природен газ, оптимизиране на нормативната уредба с цел улесняване на процедурите, необходими за изграждане на газоразпределителна инфраструктура на пазарен принцип, както и насърчаване и подпомагане на ускорено изграждане на довеждаща газопреносна инфраструктура, където е необходимо.

## 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.

Създадената регионална група за Югоизточна Европа идентифицира различните проблеми по отделните стълбове в региона (потребление, взаимозаменяемост на електроенергия и газ, инфраструктура, споразумения за междусистемна свързаност, доставки, съставяне на план за действие, финансиране – по плана REPowerEU и др.). Регионалната група си сътрудничи с договарящите се страни от Енергийната общност и Секретариата на Енергийната общност в усилията си за цялостно повишаване на енергийната сигурност в региона.

Първата среща на Регионалната работна група, част от енергийната платформа на ЕС, се проведе в рамките на Регионалната министерска среща за енергийна сигурност, диверсификация и зелен преход, която се състоя в София на 5 май 2022 г. На 1 юни 2022 г. Регионалната група за Югоизточна Европа договори план за действие, който да направлява следващите стъпки за диверсификация и сигурност на доставките в региона след прекъсването на доставките на газ от Русия. Планът за действие предвижда съвместни усилия на региона и Европейската комисия по три стълба:

1. Потребности на региона в областта на търсенето на газ, включително потенциал за намаляване на търсенето чрез електроенергия;
2. Инфраструктурни възможности и решаване на нерешени въпроси;
3. Възможности за доставка на газ.

След финализирането на плановете за действие на всички регионални групи основният акцент е обсъждането на потенциала за съвместни покупки във всеки регион.

На 20 октомври 2022 г. Европейският съвет одобри съвместното закупуване на газ, като координира и приоритизира преговорите с надеждни партньори за търсене на взаимноизгодни партньорства чрез използване на колективната политическа и пазарна тежест на Съюза и пълноценно използване на Енергийната платформа на ЕС, като някои от мерките за справяне с енергийната криза в Европа.

На 19 декември 2022 г. беше приет Регламент (ЕС) 2022/2576 на Съвета за засилване на солидарността чрез по-добро координиране на закупуването на газ, трансграничния обмен на газ и надеждни референтни ценови показатели. Регламентът предоставя правна рамка за Енергийната платформа на ЕС за подпомагане на



държавите членки в подготовката за зимата 2023/24 г. и по-специално за запълването на техните съоръжения за съхранение.

Енергийна платформа на ЕС е иницирана след мандат на Европейския съвет в отговор на необходимостта от диверсификация на доставките на газ от Русия. Обхваща редица действия по отношение на природния газ и втечнения природен газ (а в бъдеще и водорода) в подкрепа на сигурността на доставките и достъпа на ЕС до енергия на достъпни цени, включително международен обхват, обединяване на търсенето и ефективно използване на газовите инфраструктури на ЕС.

Платформата има за цел да координира действията и преговорите на ЕС с външните доставчици на газ, за да се предотврати взаимното наддаване между държавите от ЕС и да се използва тежестта на ЕС - като един от най-големите потребители на газ в света - за постигане на по-добри условия за всички потребители в ЕС.

Създадени са пет регионални групи, които да определят нуждите и възможностите за общо използване на енергийна инфраструктура и потенциалните нови доставчици. Стартира процесът по агрегиране на данни за необходимите количества газ, които да бъдат заявени за закупуване. Провеждат се редица срещи с представители на заинтересовани страни, включително индустрията, с цел приключване на процеса по агрегиране на данните през м. април и стартиране на съвместните покупки през м. май 2023 г.

Взимайки това предвид, целите, които си поставя България по отношение на енергийната сигурност са свързани с:

- Диверсификация на доставките на енергийни ресурси;
- Развитие на газопреносната мрежа и разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ и точките на междусистемно свързване;
- Реализиране на проекти за „готова за бъдещето газопреносна инфраструктура“ за повишаване на входните и изходните капацитети в точките на междусистемно свързване със съседните страни, в т.ч. проектите за повишаване на капацитетите в IP Кулата/Сидирокастро и IP Негру Вода/Кардам, включени в инициативата за Вертикалния газов коридор;
- Участие в проекти за нови LNG терминали в региона;
- Устойчиво използване на местните енергийни ресурси, в т.ч. разработване на проекти за местен добив на природен газ;
- Създаване на стратегически национален резерв от природен газ;
- Въвеждане на задължения за минимално ниво на съхранение и запълненост на съоръженията за съхранение на природен газ;
- Повишаване на гъвкавостта на националната енергийна система;

- Предприемане на мерки относно ограничени или прекъснати доставки от даден енергиен източник с цел подобряване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи;
- Повишаване на мрежовата и информационна сигурност (киберсигурност).

*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*

*Диверсификация на източниците за доставки на природен газ*

За подобряване на диверсификацията на доставките на природен газ, България се стреми към повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точките на междусистемно свързване със съседни държави, както и допълнителни доставки:

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

За цялостната диверсификация би допринесло реализирането на планираните проекти за „готова за бъдещето газопреносна инфраструктура“ (пригодна за пренос на водород) за повишаване на входните и изходните капацитети в точките на междусистемно свързване със съседните страни, които са част от инициативата за Вертикалния газов коридор. Допълнителен принос за диверсификацията и сигурността на доставките на природен газ ще има участието в други проекти за изграждане на LNG терминали в региона, както и развитието на местния добив на природен газ чрез проучвания за нови находища на нефт и природен газ, в т.ч. и в дълбоко Черно море.

*Диверсификация на доставките на ядрено гориво*

Целта на диверсификацията на доставките на свежо ядрено гориво е гарантиране на непрекъснатата работа на ядрените мощности, както и на сигурността и надеждността на производството на електроенергия.

*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*

Повишаването на устойчивостта на националната енергийна система е свързано с диверсификацията на източниците и маршрутите на природен газ. В тази връзка

България изпълнява и планира редица проекти за разширяване на газопреносната мрежа и повишаване на капацитетите за пренос и съхранение на природен газ.

*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:

- Запазване ролята на местните енергийни ресурси (въглища) и използването им, в съответствие с изискванията на екологичното законодателство;
- Оползотворяване на потенциала на природния газ и поетапна промяна на горивната база от твърди горива към природен газ;
- Увеличаване на капацитета, добив и нагнетяване на ПГХ „Чирен“;
- Участие в проекти за нови LNG терминали в региона;
- 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.

В периода от 2023 г. до 2030 г. се предвижда да бъдат въведени мерки, свързани с развитието и цифровизацията на енергийната инфраструктура, подкрепа за интегрирането в електроенергийните мрежи на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, както и от по-широкото използване на интелигентни системи за съхранение на енергия. Реализирането на такива мерки ще доведе до по-пълното използване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, благодарение на нейното по-лесно интегриране в електроенергийната система.

## 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.

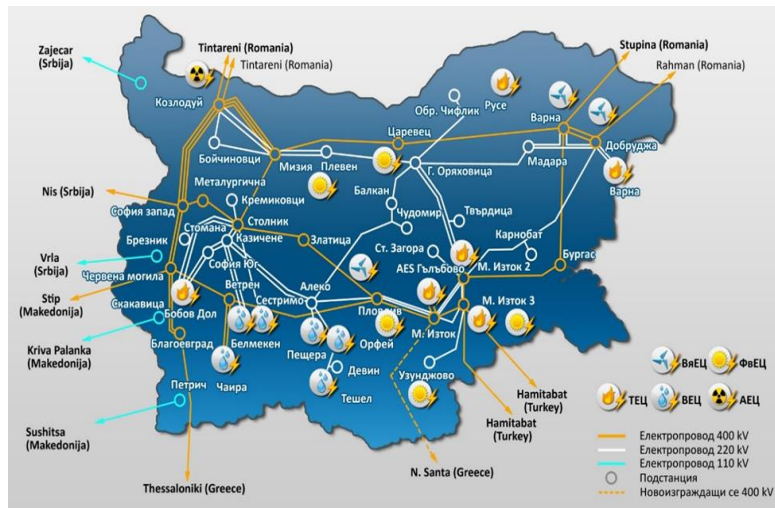
*Всеки нов междусистемен електропровод се подлага на социално-икономически и екологичен анализ на разходите и ползите и се реализира само ако потенциалните ползи надхвърлят разходите.*

Съгласно европейското законодателство, равнището на междусистемна електроенергийна свързаност за всяка държава членка трябва да бъде поне 10% до 2020 г. и поне 15% до 2030 г., спрямо инсталираните мощности. Максималното ниво на капацитет на междусистемните електропроводи и мрежовите елементи следва да бъде предоставено, като се спазват стандартите за безопасност, за сигурна експлоатация на мрежата, включително при спазване на стандарта за сигурност при извънредни ситуации. В съответствие с европейските препоръки, България е определила цел от най-малко 15% междусистемна електроенергийна свързаност. Тази цел ще бъде постигната чрез реализиране на проекти от общ интерес и допълнителни инициативи.

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 1999/2018, в стратегията за междусистемна свързаност, като допълнение към европейската цел за междусистемна свързаност, следва да се съобразят три индикатора за спешни действия в тази област.

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

**Фигура 2: Междусистемна свързаност**



Източник: ЕСО ЕАД

Номиналният пренесен капацитет на междусистемните електропроводи да бъде поне 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници.

По предварителни прогнози данните са следните:

- 7 651 MW – прогнозна инсталирана производствена мощност от ВИ за 2025 г.;
- 12 320 MW - общ номинален пренесен капацитет на междусистемните електропроводи, което е 162% спрямо инсталирана производствена мощност от ВИ.

Трябва да се има предвид, че номиналната преносна способност на електропровод 400 kV с проводници 2xACO500 е 1 200 MW, а при проводници 3xACO400 е 1 280 MW (при отчитане преносната способност на всички тоководещи елементи на електропровода и среден фактор на мощността 0.93).

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 Гърция и по един със Сърбия и Република Северна Македония, 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).
- ЕП 400 kV п/ст „Марица Изток“, България –п/ст „Неа Санта“, Гърция.

#### 2.4.2. Енергийна инфраструктура

*i. Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и по целесъобразност проекти за модернизирание, 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*

Приоритетен коридор електрическа връзка север-юг в Централна, Източна и Южна Европа ("NSI East Electricity").

- Клъстер България-Гърция и необходимото изграждане на инфраструктура на територията на България:
  - Междусистемен електропровод 400 kV между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Неа Санта“ (Гърция);
  - Вътрешен електропровод 400 kV между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Пловдив“;
  - Вътрешен електропровод 400 kV между подстанция „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“;
  - Вътрешен електропровод 400 kV между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Бургас“.

Всички изградени нови електропроводи имат капацитет от по 1 280 MW.

- Клъстер България-Румъния за увеличаване на капацитета („Коридор Черно море“), който включва вътрешен електропровод 400 kV между подстанция Варна и подстанция Бургас;
- Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица.

Проектът има за цел увеличаване на обема на долния изравнител на помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Чаира“ с изграждането на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“.

- Помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Батак“;
- Помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Доспат“.

Проектите предвиждат изграждане на помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Батак“ и на помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Доспат“ при вече изградени язовири от каскада „Баташки водносилосов път“. Всеки от двата проекта ще добави в системата по около 800 MW нова инсталирана мощност в генераторен и помпен режим на съхранение чрез свързване и използване като горен резервоар на язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“ и като долен резервоар язовир „Батак“.

Проектите са в процес на разглеждане от организатора на проекта и кандидатстват за включване на проекта в ДПРМ 2024 на ЕМОПС-Е, с перспективата да кандидатства за включване в следващия възможен списък на ПОИ на ЕС.

- „CARMEN (BG, RO) aiming cross-border TSO-TSO cooperation and data sharing, enhance TSO-DSO cooperation, investments in grid extension and increase capacity for integration of new RES, improvement of grid stability, security and flexibility“

„Електроенергийният системен оператор“ (ЕСО) ЕАД се включи като активен партньор в проект „CARMEN 2: Карпатска модернизирана енергийна мрежа“.

Проектът CARMEN е част от Петия списък с проекти от общ интерес в категорията „умни мрежи“ с участието на Delgaz Grid, оператор на разпределителната мрежа в североизточния регион на Румъния, в партньорство с румънския преносен оператор TRANSELECTRICA и унгарския преносен оператор MAVIR.

Участието на ЕСО ЕАД в проекта се изразява в инвестиции за повишаване способностите на българската електропреносна система за оползотворяване на установения висок потенциал за възобновяема енергия (над 8 GW, включително под формата на зелен водород) на национално и регионално равнище, в следните основни направления:

1. Комплексна цифровизация и автоматизация на преносната мрежа, включително, но не само, чрез: инсталиране на устройства за мониторинг, прогнозиране, моделиране и оптимизация на преносните капацитети в реално време (Dynamic Line Rating, DLR); внедряване на гъвкави решения за променливотоков пренос (FACTS); и създаване на условия за по-ефективно управление на потреблението (DSR) в сътрудничество с националните оператори на разпределителни системи;

2. Модернизация, укрепване и повишаване капацитета на преносната система в Северна България с оглед привеждането ѝ в готовност да интегрира и пренася значителни количества възобновяема енергия от големите ВЕИ в Северна България до центровете на потребление както в страната, така и на регионално равнище – по приоритетния коридор Север-Юг, в частност към и през Румъния. Това планирано разширение е продиктувано не само от масираното разгръщане на ВЕИ, но и от очакваното развитие на електрическа и водородна зарядна инфраструктура на цялата територия на България, което да посрещне и катализира прехода към беземисионна мобилност.

Дигитализацията, укрепването и увеличаването на капацитета на преносната система в Северна България ще даде възможност за интегриране и пренос на значителни количества възобновяема енергия от големите ВЕИ в Северна България към централните на потребление в страната, но и на регионално ниво – по приоритетния коридор Север-Юг, по-специално до и през Румъния. Това планирано разширение и интелигентност на мрежата се налага не само от масовото внедряване на ВЕИ, но и от очакваното развитие на електрическа и водородна зарядна инфраструктура на територията на България, което ще даде тласък и ще катализира прехода към мобилност без емисии.

## 2. Основни проекти в областта на газопреносната инфраструктура

В изпълнение на изискванията на Закона за енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД ежегодно изготвя и публикува Десетгодишен план за развитие на газопреносните мрежи. Плановете очертават визията за развитие на дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно повишаване сигурността на доставките на природен газ, осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар и е в съответствие с политиките за климата и околната среда на Европа.

Принос за постигане на тези приоритети ще има реализацията на инициативата за Вертикалния газов коридор, в която участват операторите на газопреносните мрежи на България, Гърция, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна и Молдова. В рамките на инициативата е заложено максимално използване на съществуващата газопреносна инфраструктура и са предвидени конкретни целеви проекти за увеличаване на капацитета за пренос на природен газ от юг на север, отчитащи нарастващото търсене на втечен природен газ от съществуващите и планирани терминали в Гърция. От ключово значение за България и региона са проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за повишаване на капацитета в IP Кулата/Сидирокастро и IP Негру Вода/Кардам, както и на интерконектора Гърция-България.

**Фигура 3:** Газопреносна инфраструктура на "Булгартрансгаз" ЕАД и проекти за разширение



Източник: „Булгартрансгаз“ ЕАД



Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД имат за цел да гарантират сигурността на доставките на природен газ за страната чрез разширяване на възможностите за пренос на значителни количества природен газ по независими един от друг маршрути и за подземно съхранение на природен газ. Друга основна цел е да се предостави на по-голям брой общини и крайни клиенти достъп до природен газ, което ще допринесе за подобряване на околната среда, качеството на живот и повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка се предвижда разширяване на съществуващата газопреносна мрежа до нови региони на страната, с цел осигуряване на възможност за присъединяване към газопреносната мрежа на нови крайни потребители или на газоразпределителни мрежи. За развитието на регионален пазар на природен газ е от съществено значение изграждането и експлоатацията на нови инфраструктурни проекти, разширението на ПГХ „Чирен“ и увеличаването на капацитетите за пренос в точките на междусистемно свързване.

- ♦ Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция-България (IGB) е ключова част от проекта за развитие на Вертикалния газов коридор. На 1 октомври 2022 г. стартира търговската експлоатация на IGB. Газовата връзка е важна инфраструктура, която осигурява диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за България и региона, чрез достъп до терминалите за втечен природен газ край Александрополис и Южния газов коридор.

Газовата връзка е с обща дължина от 182 км, от които 151 км на българска територия и капацитет за пренос на природен газ от 3 млрд. куб. м/г. При наличие на търговски интерес капацитетът може да бъде разширен до 5 млрд. куб. м/г. Газопроводът IGB свързва преносните системи на DESFA и TAP в гр. Комотини, Република Гърция с преносната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на с. Загоре, община Стара Загора.

Преките ефекти от реализацията на проекта са: постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за Република България и за региона, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от източници на втечен природен газ (LNG).

Строителството на интерконектора между Гърция и България приключи, междусистемната газова връзка е въведена в експлоатация на 01.10.2022 г.

- ♦ Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)

Газовата междусистемна връзка България-Сърбия (IBS) свързва газопреносните мрежи на Република България и Република Сърбия в нова точка на междусистемно свързване IP Калотина/Димитровград. Тя е с обща дължина 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Р Сърбия, от които 62.2 км на българска територия. Търговската експлоатация на проекта стартира през м. декември 2023 г.

IBS осигурява допълнителен достъп на България до източници на газ от Западна Европа по изцяло нов маршрут, а на Сърбия до терминалите за втечен природен газ и други алтернативни източници от региона.

Техническият капацитет на реверсивния газопровод за пренос на природен газ е 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г., с възможност, при наличие на търговски интерес, да бъде увеличен до 3.2 млрд. м<sup>3</sup>/г. За целта е необходимо да бъде реализирана фаза 3 от проекта на „Булгартрансгаз“ ЕАД за модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната инфраструктура, включваща изграждане на компресорна станция край Нови Искър с мощност 20 MW и 19 км нов газопровод с диаметър DN700 в участъка Горни Богров – Нови Искър.

Междусистемната връзка България – Сърбия е включена в петия списък с проекти от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, приет от Европейската комисия на 19.11.2021 г.

За изграждането на газовата връзка по Механизма за свързване на Европа бяха отпуснати безвъзмездни средства в размер до 27 602 809 евро, което представлява 36% от прогнозните допустими разходи за строителството на интерконектора.

Общата стойност на проекта от общ интерес е 81 млн. евро за изграждане на трасето на българска територия. Търговската експлоатация на IBS стартира през м. декември 2023 г.

- ◆ Проект за LNG терминал до Александрополис

Проектът за изграждане на терминал за ВПГ край Александрополис, в който българската страна участва с 20% дял от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. е важен за осигуряването на нови количества природен газ от алтернативен източник за българския и регионалния газов пазар. Проектът ще осигури достъп на България и целия регион до глобалния пазар на втечен газ. Терминалът ще разполага с капацитет за регазификация в размер на 5.5 млрд. м<sup>3</sup>/г. и капацитет за съхранение от 153.5 хил. м<sup>3</sup>. България е изразила интерес за участие в новия проект за изграждане на терминал за ВПГ „Тракия“ и/или други проекти за LNG терминали в региона.

Изграждането на терминала за втечен природен газ в Александрополис, Гърция, има за цел да осигури нови количества газ за снабдяване на гръцкия и регионалните пазари в Югоизточна Европа, допринасяйки същевременно за диверсификация на източниците за доставка на газ и трасетата, насърчаване на конкуренцията в полза на крайните клиенти, както и повишаване на сигурността на доставките. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

Терминалът ще се намира на 17.6 км югозападно от пристанището на Александрополис и на около 10 км от брега. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция и с българската

газопреносна система, чрез съществуващата IP Кулата/Сидирокастро и интерконектора България-Гърция.

Проектната компания за реализация на терминала е "Газтрейд" С.А. В изпълнение на решение на Министерския съвет от 8 януари 2020 г. "Булгартрансгаз" ЕАД се включи като акционер с 20% дял в изграждането на терминала за втечен природен газ край Александропулис.

Втората фаза на пазарния тест е завършена успешно през март 2020 г. Десет участници са резервирали общ капацитет до 2,6 млрд. куб. м/г. Успешно премина и участието на „Булгаргаз“ ЕАД в правно - обвързващата фаза за резервиране на капацитет.

На 27.01.2022 г. беше взето окончателното инвестиционно решение на акционерите. Очаква се плаващият терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ да бъде въведен в търговска експлоатация през първото тримесечие на 2024 г.

Проектът отпадна от петия списък с проекти от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (приет от Европейската комисия на 19.11.2021 г.).

- ♦ Проекти за нови LNG терминали в региона

Предвид нарастващия дял на втечения природен газ в енергопотреблението в ЕС и по-ниския капацитет за съхранение и регазификация на LNG, в сравнение с други региони на ЕС, е перспективно и целесъобразно участието на България чрез „Булгартрансгаз“ ЕАД в проекти за нови LNG терминали в региона.

- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

В процес на изпълнение е и проектът за разширение на газовото хранилище в Чирен, който ще допринесе за гарантирането на сигурността на доставките на природен газ в страната и региона, както и за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници.

Проектът за разширение капацитета на подземното газово находище (ПГХ) „Чирен“ включва 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. Предвижда се увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м3 и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. куб. м/ден. Постигането на тези цели ще стане възможно чрез изграждането на нови надземни съоръжения, 10 нови високопродуктивни експлоатационни сондажа и 3 нови наблюдателни сондажа, както и на необходимата нова инфраструктура, свързваща хранилището с газопреносната мрежа на дружеството.

ПГХ „Чирен“ е изключително важен инструмент за гарантиране на сигурността на газовите доставки както за България така и за региона. Постигането на новите

технически параметри на подземното газово хранилище ще има принос за гарантиране на сигурността на снабдяването, чрез осигуряване на значителен резерв в случай на прекъсване на доставките и чрез стимулиране на доставките от алтернативни и надеждни източници, в т.ч. на втечен природен газ.

Проектът за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес за Европейския съюз, включен в петия списък с ПОИ, приет от Европейската комисия на 19.11.2021 г.

Необходимите инвестиции за цялостното изграждане на проекта са в размер на 308 млн. евро. На 22 юни 2022 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД подписа грантово споразумение, с което по Механизма за свързване на Европа се отпуска безвъзмездно финансиране за изграждане на надземни съоръжения и прокарване на нови сондажи. Очакваната безвъзмездна помощ за строителство по надземните съоръжения и по сондажния фонд е в размер на 77 910 017 евро.

Газопроводът, свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на с. Бутан, като част от проекта за разширение капацитета на газовото хранилище, ще бъде финансиран със собствени средства на дружеството.

Изпълнението на всички елементи от проекта е възложено от „Булгартрансгаз“ ЕАД и е в процес на изпълнение. Очаква се до края на 2024 г. изграждането на новата инфраструктура да приключи и обектите да бъдат въведени в експлоатация.

- ♦ Рехабилитация и модернизация на националната газопреносна система

Комплексният проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България се осъществява в 3 фази и включва следните видове дейности: модернизация и рехабилитация на компресорни станции; инспекции за установяване и характеризирание на състоянието на газопроводите; ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции; разширяване и модернизация на съществуващата газопреносна мрежа; внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата. Проектът е включен в петия списък с проекти от общ интерес, приет от Европейската комисия на 19.11.2021 г.

Необходимите инвестиции за изграждане на проекта са в размер на 339 млн. евро. Финансирането се осъществява чрез собствени средства и безвъзмездна помощ по Механизма за свързване на Европа.

През 2018 г. приключи Фаза 1 от дейностите по проекта, с въвеждането в експлоатация на 20-километровата газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“.

В рамките на Фаза 1 и Фаза 2 на проекта и със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД беше извършена модернизация на четири компресорни станции - КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“, в които бяха внедрени общо 10 нови газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА).

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 за прединвестиционни дейности, и 27 185 000 евро за строително-монтажни дейности за подмяна на два участъка с обща дължина от 81 км.

През януари 2022 г. е въведен в експлоатация преносният газопровод „ОС „Беглеж“ – КВ „Дерманци“ – КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“ (58 км.).

С приключването през м. юли 2022 г. на строителните дейности за подмяна на участъка от ОС „Вълчи дол“ – ЛКВ „Преселка“ (23 км.) завърши изпълнението на всички дейности от Фаза 2 на проекта.

Фаза 3 на проекта ще позволи да бъде увеличен капацитета на проекта IBS от настоящите 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г. до 3.2 млрд. м<sup>3</sup>/г. За целта е необходимо да бъдат изградени нова компресорна станция край Нови Искър с мощност 20 MW и 19 км нов газопровод с диаметър DN700 в участъка Горни Богров – Нови Искър.)

- ♦ Повишаване на техническия капацитет за пренос от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро

Проектът е част от инициативата за Вертикалния коридор и включва изграждане на 47 км лупинг DN700 (Кулата - Кресна) и 50 км нов газопровод DN500 (Пиперево - Перник). Новата инфраструктура ще осигури добавен капацитет от Гърция към България в размер на 35.4 GWh/d, като общият технически капацитет ще достигне 101.9 GWh/d.

Проектът ще допринесе за подобряване на сигурността на доставките чрез подобряване на междусистемната свързаност между България и Гърция и чрез осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници в Гърция за България и всички съседни страни.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е 2027 г.

Разглежда се и разширен вариант на проекта, включващ допълнително 85 км лупинг DN700 (Кресна – Пиперево), инсталиране на допълнителен ГТКА на компресорна станция Петрич с мощност 9MW, подмяна на 50 км газопровод DN700 (Ихтиман – Г. Богров), реверсиране и реконструкция на обвързки и възли в КС Ихтиман.

При реализация на разширения вариант общият технически капацитет в IP Кулата/Сидирокастро ще осигури добавен капацитет от Гърция към България в размер на 68 GWh/d над планирания и общият капацитет ще достигне 171 GWh/d в посока от Гърция към България.

- ♦ Повишаване на техническия капацитет за пренос от България към Румъния

Проектът е част от инициативата за Вертикалния коридор и включва изграждане на 63 км лупинг с диаметър DN1200 (Рупча - Ветрино) и дейности по реверсиране на КС Кардам (без необходимост от нови компресори) и разширение на капацитета на

системата ѝ за управление. Новата инфраструктура ще осигури добавен капацитет от България към Румъния в размер на 137.2 GWh/d.

Проектът ще допринесе за подобряване на сигурността на доставките чрез подобряване на междусистемната свързаност между България и Румъния и осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници за страните от региона, включително за Украйна и Молдова.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е 2028 г.

- ♦ Проекти за нови LNG терминали в региона

Ролята на втечнения природен газ е решаваща за енергийната сигурност на страните от ЕС, в т.ч. в Югоизточна Европа и се очаква делът му в енергийния микс да продължи да нараства. Българският газопреносен оператор "Булгартрансгаз" ЕАД анализира всички възможности и планира да инвестира във втори терминал за втечен газ в Гърция.

- ♦ „H2 Interconnection Bulgaria-Greece”

Проектът за водороден интерконектор България – Гърция с организатор от българска страна „Булгартрансгаз" ЕАД е част от тематична област "Водород и електролизьори".

Инфраструктурата на българска територия е свързана с проект на гръцкия оператор DESFA S.A. за водородопреносна мрежа на гръцка територия в група „H2 Interconnection Bulgaria-Greece”.

Проектът ще има важен принос за реализирането на югоизточния приоритетен коридор, който ще осигури маршрут за пренос на зелен водород от Югоизточна до Централна Европа – както от местно производство, така и от внос. Включването му в списъка на ПОИ ще позволи при реализацията му да се използват ускорени процедури за издаване на разрешителни, както и да се кандидатства за безвъзмездно финансиране по време на всички етапи от изпълнението. Проектът е пример за усилията, които България полага в посока декарбонизиране на газовата система и навлизането на нисковъглеродни газове.

Проектът предвижда изграждането на инфраструктура, предназначена за транспортиране на 100% водород. Тя включва тръбопровод с DN 1000 и дължина около 250 км и две компресорни станции. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на инфраструктурата е до края на 2029 г.

Проектът на „Булгартрансгаз" ЕАД представлява първата фаза от реализирането на концепцията за развитието на нова инфраструктура за пренос на чист водород на територията на Република България, включително към вътрешността на страната и за свързаност със съседните държави. Предвижда се като следваща стъпка да продължи разширяването му както във вътрешността на България, така и до трансгранични точки на междусистемно свързване със съседни страни.

Изпълнението на проекта ще осигури капацитет за двупосочен трансграничен пренос на водород между България и Гърция в нова точка за свързване в района на

Кулата/Сидирокастро. Планира се проектът в следствие да се развие в северна и източна посока и по този начин на по-късен етап да се осигури допълнителна трансгранична свързаност към Румъния и страните от региона.

Проектът представлява важен етап от развитието на H<sub>2</sub> мрежата в региона. Планираната инфраструктура се предвижда да стимулира процеса на широкомащабно внедряване на водорода както в България, така и в региона на Югоизточна Европа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подготвя проектни предложения за последващо разширяване на преносната инфраструктура за водород, с цел осигуряване на междусистемно свързване и с Румъния, които ще бъдат предложени на ЕК за включване във 2-ри списък на проекти от общ интерес и проекти от взаимен интерес. Разглежданите варианти включват нова водородна инфраструктура за пренос на 100% водород от района на София до българо-румънската граница:

- в района на Козлодуй с дължина 240 км DN 1000 и 2 компресорни станции с обща мощност 48 MW;
- в района на Русе с дължина 330 км DN 1000 и 3 компресорни станции с обща мощност 72 MW;
- в района на Кардам с дължина 480 км DN 1000 и 3 компресорни станции с обща мощност 72 MW.

**Фигура 4:** Водородна инфраструктура на Република България



Източник: „Булгартрансгаз“ ЕАД

Изграждането на водородопреносна инфраструктура в България ще има каталитичен ефект за реализиране на мащабни инвестиции, включително във връзка с проекти, заложи в Националната пътна карта за подобряване на условията за разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии и механизмите за производство и доставка на водород.

Очаква се планираната H<sub>2</sub> инфраструктура да допринесе за устойчивия икономически растеж, декарбонизацията на икономиката и енергетиката, заетостта и конкурентоспособността на индустрията в България и региона.

Проектът отговаря на всички приложими технически, общи и специфични критерии към проектните предложения в областта на пренос на водород, произтичащи от Регламент (ЕС) 2022/869 за трансевропейската енергийна инфраструктура.

Включването на предложения от „Булгартрансгаз“ ЕАД проект в VI-тия списък от Проектите от общ интерес и е от съществена важност за успешното му и навременно изпълнение по ефективен начин и за реализирането на приоритетния Югоизточен водороден коридор.

*Развитие на водородна инфраструктура чрез реализиране на следните проекти:*

Зеленият водород представлява перспективен енергиен ресурс, съответстващ на целите за декарбонизация, чието приложение е в основата на енергийния преход към нетни нулеви емисии.

Подходящите мерки за оползотворяване на потенциала на водородните технологии включват стимули за производители на „зелен водород“, подкрепа за проекти за ускорено изграждане на преносна инфраструктура за водород, насърчаване на използването на водород в индустрията и при крайните енергийни потребители.

- Инфраструктура за пренос на водород

„Булгартрансгаз“ ЕАД инициира проект за изграждане на водородопреносна инфраструктура, с цел създаване на мрежа за пренос на водород в България с възможност за пренос от/към Гърция, при свързаност със сходна водородна инфраструктура на гръцка територия, с оператор DESFA S.A.

Планираната водородна инфраструктура е първата фаза от развитието в България на приоритетния Югоизточен водороден коридор за пренос на чист водород до Централна Европа. Проектът е включен в публикувания на 28.11.2023 г. Първи списък на Европейския съюз с проекти от общ интерес и проекти от взаимен интерес.

Наличието на инфраструктура за пренос на водород е от съществено значение за мащабното развитие на национален и регионален пазар на водород.

Планираната инфраструктура се предвижда да стимулира процеса на внедряване на технологии за производство и потребление на водород, както в България и Гърция, така и в останалите страни от Югоизточна Европа чрез последващото развитие на водородната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и съседните държави.

Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД „Водородопреносна инфраструктура в България“ се разглежда като важна стъпка в по-нататъшното развитие на водородната мрежа в региона и ще има съществен принос към реализирането на приоритетния коридор за пренос на зелен водород от Югоизточна до Централна Европа. Благодарение на доброто географско положение на България, новата инфраструктура ще позволява



транспортиране както на водород, произведен в страната, така и на водород от Гърция от местно производство или от внос по тръбопроводи или терминали.

Индикативната стойност на инвестицията възлиза на 860 млн. евро. Очаква се дейностите да бъдат завършени до края на 2029 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва Фаза 2 на проекта за водородна мрежа, която да осигури продължение на водородната инфраструктура по одобрения PCI проект до нова H2 изходна точка в посока Румъния в района на IP Negru Voda/Kardam. Планираната инфраструктура включва тръбопровод с дължина около 480 км и DN 1000, започващ от района на София (Нови Искър) до IP Kardam/Negru Voda, предвидени са 3 компресорни станции. Индикативният срок за изпълнение на проекта е до 2032 г.

Разработва се и проект за отделен водороден интерконектор България-Румъния. до българо-румънската граница в района на г. Козлодуй. Предвидената инфраструктура включва тръбопровод с DN 1000 и дължина около 110 км., с една компресорна станция. Индикативният срок за изпълнение на проекта е до 2032 г.

Тези проекти ще бъдат предложени за включване във Втория списък на Европейския съюз с проекти от общ интерес и проекти от взаимен интерес.

- Инфраструктура за пренос на смеси на водород и природен газ в различни съотношения

Осигуряването на съвместимост на съществуващата инфраструктура за природен газ за работа с водородно-газови смеси в определени съотношения има потенциал да ускори навлизането на водорода в енергийния микс по ефективен начин до наличието на достатъчно производствени мощности и търсене на чист водород.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва проект за смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа, който ще позволи ефективно внедряване на възобновяеми и нисковъглеродни газообразни горива, в т.ч. до 10% водород.

Планираните дейности включват съответните предпроектни проучвания, внедряване на нови съоръжения и инсталации, въвеждане на интелигентни системи на наблюдение, контрол и управление на преноса на смеси на възобновяеми газове.

Към момента проектът се намира във фазата на проучванията. Планира се дейностите да бъдат поетапно завършени до края на 2027 г.

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

- 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 от 2018 г. Оценката за

необходимостта от изграждане на втората междусистемна връзка между България и 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.

- Изграждане на нов междусистемен електропровод 400 kV между България и Турция;
- Изграждане на нови вътрешни електропроводи 400 kV между възлова станция Ветрен и п/ст Благоевград и между п/ст Царевец и п/ст Пловдив;
- Модернизация и разширение на елементи от вътрешната електропреносна мрежа и на системите за управление за повишаване на ефективността, гъвкавостта, сигурността на снабдяването;
- Присъединяване на нови ниско и беземисионни електроенергийни източници.

#### 2.4.3. Интеграция на пазара

- 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*

#### **Либерализация на пазара на електрическа енергия**

През последните години бяха въведени редица законодателни промени за либерализиране на българския електроенергиен пазар. Производителите на електрическа енергия се характеризират с множество пазарни предимства, произтичащи от разнообразието от продукти, които могат да предоставят на либерализирания пазар, конкурентни цени и гъвкавост.

С промените в Закона за енергетика значително се промениха условията, в които участниците на пазара на електроенергия в страната, включително и Обществения доставчик на електрическа енергия, извършват дейността си. Обхватът на регулирания пазар значително намаля за сметка на увеличаване на относителния дял

на свободния пазар. Всички сделки за покупко-продажба на електрическа енергия се извършват през платформите на БНЕБ ЕАД, за да се постигне максимална прозрачност при търговията.

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. В резултат на законови промени от началото на 2018 г., цялото количество произведена електрическа енергия предназначено за свободния пазар се търгува единствено на търговските платформи на БНЕБ. С приетия на 17.11.2023 г. ЗИД на ЗЕ се извършват следните основни промени:

1) Осъществява се пълна либерализация на пазара на едро на електрическа енергия до 30 юни 2024 г. при запазване на битовите потребители на регулиран пазар до края на 2025 г.

С приетите изменения и допълнения отпада ролята на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК) като обществен доставчик и съответно се премахват определяните квоти на производители за регулиран пазар. В закона е предвидено крайните снабдителите на енергия, като доставчици на универсална услуга да са задължени да снабдяват битовите клиенти и последните да не са задължени да сменят своя доставчик. В преходния период (1 юли 2024 – 31 декември 2025 г.) крайните снабдителите ще снабдяват битови крайни клиенти по регулирани цени. Премахва се териториалния принцип при лицензирането на краен снабдител. Като общо правило е предвидена възможност за диференцирано компенсирание, в зависимост от потреблението, на битовите клиенти за част от разходите за закупуване на електрическа енергия по регулирани цени, в периода до края на 2025 г. Либерализацията на регулирания пазар на електрическа енергия е съобразена изцяло с Решение на Народното събрание от 11.11.2022 г., съгласно което битовите крайни клиенти на електрическа енергия остават на регулиран пазар до 31 декември 2025 г., след което се осигурява постепенно пълно дерегулиране на цените на дребно за домакинствата, успоредно с пълната възможност за смяна на доставчика.

С отпадане на функцията на НЕК ЕАД като обществен доставчик, промяната ще повлияе положително върху дейността на дружеството през втората половина на 2024 г. и цялата 2025 г., тъй като предвидените количества електроенергия би следвало да се реализират на сегмент „Двустранни договори“, което от своя страна предполага по-дългосрочна предвидимост на нивата на приходите от продажби на електроенергия.

Предизвикателство, което предстои пред НЕК ЕАД с отпадането на лицензията за обществен доставчик е да участва много по-активно на свободен пазар с количествата електроенергия, която дружеството произвежда като оператор на 31 водноелектрически централи и с тази по действащия договор с ТЕЦ „Ей И Ес Марица изток 1“ ООД, чието действие приключва през май 2026 г. Същевременно НЕК ЕАД ще продължи да бъде и основен доставчик на балансираща енергия за осигуряване на нормалното функциониране на електроенергийната система в страната.

2) Регламентирани са нови участници на пазара на електрическа енергия - граждански енергийни общности, активни клиенти и агрегатори. Също така се допълват мерки за защита на потребителите на енергийни услуги чрез възможност за сключване на договори с фиксиран срок и на фиксирана цена и на договори с динамична цена на електрическата енергия – за клиенти с инсталирано интелигентно измервателно средство за търговско измерване;

3) Регламентират се взаимоотношенията по дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия сключени между НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик с производители на електрическа енергия от въглищни централи след отпадане на функцията на обществения доставчик, както и реализацията на закупената по тези договори електрическа енергия на свободния пазар. Не се допуска да бъдат удължавани сроковете на действие на съществуващите дългосрочни договори, след тяхното изтичане съответно през 2024 г. и 2026 г., както и да се сключват други дългосрочни договори с такива производители;

4) Въведени са дефиниции и критерии за определяне на „домакинства в положение на енергийна бедност" и на „уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия" за целите на либерализацията на пазара на електрическа енергия и прилагане на мерки за подпомагане на домакинствата в положение на енергийна бедност, в т. ч. и приоритетно им третиране при прилагане на програми за повишаване на енергийната ефективност на жилищни сгради.

### **Въвеждане на пазар в рамките на деня**

През 2018 г. стартира пазар „в рамките на деня“, който е свързващото звено между дългосрочното договаряне, пазарът за краткосрочни сделки „ден напред“ и пазарът в реално време – балансиращият пазар. С въвеждането му е изградена цялостната структура на пазара в България - такава, каквато съществува на повечето Европейски пазари, позволяваща на участниците да променят договорните си позиции, съгласно прогнозата за производство или консумация, максимално близо до реалния час на търговия.

### **Участие в интеграционните процеси**

ЕСО ЕАД, заедно с всички оператори на преносни мрежи в Европа, в съответствие с изискванията на Регламент ЕС 2015/1222, подписа през м. май 2018 г. Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (IDOA) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID), като по този начин стартира участието му, заедно с БНЕБ в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XBID за времеви хоризонт в рамките на деня.

България е част от регионалния проект LIP 15 и от ноември 2019 г. страната има оперативен, обединен пазар „В рамките на деня“ през границата между България и Румъния. С тази стъпка, българо-румънската граница е първата граница, на която преносната способност ще се разпределя по имплицитен начин, за времеви хоризонт „в рамките на деня“, в рамките на обединен европейски регион.

Номинираните оператори на пазара на електроенергия (НОПЕ) и Операторите на преносни системи (ОПС), участващи в пазарното обединение "В рамките на деня" (с предишно наименование XBID), обявяват, че считано от 1 октомври 2022 г. (ден на доставка) на румънско-българската граница се предлагат 15-минутни продукти. Три години след като България и Румъния се присъединяват към SIDC като част от втората вълна на присъединяване и след като Румъния започва да предлага 15-минутни продукти на пазар "В рамките на деня" през февруари 2021 г. е постигната важна стъпка към по-добра пазарна интеграция на ВЕИ. Въвеждането на продукти с по-кратък срок на доставка за непрекъснатата търговия на тази граница ще осигури на българските пазарни участници достъп до наличната ликвидност от 15-минутни продукти, позволявайки им по-добре да адаптират търговските си позиции на този пазар. По този начин оферта за 15-минутен продукт ще се съпоставя с друга оферта за 15-минутен продукт във вече обединените пазари "В рамките на деня" в Австрия, Германия, Нидерландия, Белгия, Унгария, Румъния и Словения.

SIDC към момента обединява пазарите за непрекъснатата търговия "В рамките на деня" на 23 страни: Австрия, Белгия, България, Хърватия, Чехия, Дания, Естония, Финландия, Франция, Германия, Унгария, Италия, Латвия, Литва, Люксембург, Норвегия, Нидерландия, Полша, Португалия, Румъния, Словения, Испания и Швеция.

За времеви хоризонт „ден напред“ бе стартиран проект за пазарно обединение на българо-гръцка граница. ЕСО, БНЕБ и гръцките оператори (IPTO, HEnEx) отправиха писмо до регулаторите на двете държави за одобрение и включване на българо-гръцката граница към регионален проект Обединение на италианските граници (IBWT-Italian Border Working Table). Пазарното обединение „ден напред“ с Гърция стартира в реална работа на 11.05.2021 г., като на тази граница се извършва имплицитно разпределение на преносен капацитет.

### **Модел на балансиране и балансиране на ВИ**

Моделът на балансиране в България е прозрачен, предвижда еднакви условия за балансиране, независимо от технологията на производство, големината на обектите и дали се снабдяват по регулирани или свободно-договорени цени.

Общата инсталирана мощност от ВИ е относително висока спрямо разполагаемите мощности в страната, а наличието и на две големи единични мощности в АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, всяка от 1 000 MW, в сравнително малка ЕЕС, са причина за поддържане на мощности в студен резерв, както и разполагаемост за предоставяне на допълнителни услуги (първично и вторично регулиране). Включването на потребителите в предоставянето на бавен третичен резерв, чрез намаляване на потреблението при дефицит на мощности в ЕЕС е реализирано чрез разработването на правила и проведения първи търг през октомври 2018 г. Това увеличава източниците на балансиране и потенциала от диспечерируеми мощности, на разположение на оператора, съответно намалява разходите за балансиране.

В изпълнение на реформа С4.Р8: Либерализация на пазара на електроенергия от НПВУ са предприети конкретни действия за постигане на реформа на пазара на балансираща енергия, като са изпълнени следните основни цели:

- Закупуването на балансираща мощност е пазарно ориентирано;
- Цената на балансиращата енергия се публикува в рамките на 30 минути след затварянето на пазара в рамките на деня;
- Въвежда се единна цена за балансиране за периодите без задействане на балансираща енергия;
- Въвежда се 15-минутен период за уреждане на дисбаланса;
- Не се определят пределни цени за балансиращата електроенергия.

Посочените цели са реализирани чрез изменения в Закона за енергетиката и промени на вторичното законодателство (Правила за търговия с електрическа енергия, Методика за определяне на цени на балансираща енергия, Инструкции за известяване и валидиране на търговски и производствени графици в пазарен сегмент „Ден напред“ и „В рамките на деня“ и др.).

#### **Агрегатори на обекти за участие на балансиращия пазар**

ЕСО стартира проект по програмата за структурни реформи на ЕС, за подпомагане на дейността по разработване на изискванията за регистрация на агрегатори, техническа свързаност със системите на ЕСО ЕАД и операторите на разпределителни електрически мрежи, комуникация между мрежовите оператори, определяне на предоставената регулираща енергия и разплащания.

След въвеждането през 2016 г. на Стандартизирани товари профили, битовите и небитовите клиенти на ниско напрежение могат да сменят своя доставчик на електрическа енергия и да сключват сделки по свободно договорени цени. Въпреки това, към момента сегментът от пазара за търговия по регулирани цени е значителен, с дял около 40% от нетното производство 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.

#### **Интеграция и обединение на електроенергийните пазари**

За постигане на целите за междусистемна свързаност България е предприела конкретни мерки за повишаване интеграцията на електроенергийния пазар на

регионално ниво. Страната изпълнява проекти за свързаността с Румъния, Гърция и Република Северна Македония, като проектите са в различна степен на реализация. Реализацията на някои от тези проекти зависи от развитието на електроенергийните пазари в гореспоменатите държави.

**Таблица 7: Обединение на пазара на електрическа енергия**

Проект	Състояние
<b>България–Република Северна Македония</b> <b>Пазар „Ден напред“</b>	Предпоставка за обединението на пазара е създаването на обмен на електроенергийна борса и оперативен пазар „Ден напред“ в Република Северна Македония, което се очаква да се реализира през 2024 г.
<b>Тристранно пазарно обединение между България – Сърбия - Хърватия</b>	Стартиране и участие в проект за тристранно обединение на пазарите „Ден напред“ на пазарните зони на Република България, Република Сърбия и Република Хърватска

Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия определя минималния наличен капацитет за трансгранична търговия на 70% от капацитета за пренос на електрическа енергия, като се спазват ограниченията за експлоатационна безопасност след отчитане на непредвидени ситуации, считано от 2026 г. Освен това, член 15 от Регламента предвижда изискването за разработване на конкретен план за действие за справяне с прага от 70%.

В този контекст българският електропреносен оператор кандидатства за дерогация съгласно член 16, параграф 9 от Регламент (ЕС) 2019/943. Предоставянето на дерогация подлежи на одобрение след проведени регионални консултации с регулаторите органи на съседните страни. Периодът на дерогация е максимум 1 година.

### **Либерализация на пазара на природен газ**

Либерализацията на пазара 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.

В настоящия момент България има две действащи лицензирани газови борси. Издадените лицензи са за максималния срок от 35 години. Двете газови борси работят с една и съща търговска платформа - Trauport Global Vision Trading System,

продукт на компанията Trayport Limited UK, която е разработила най-разпространения и прилаган в световен мащаб софтуер за целите на администриране на сделки.

Създадената през 2019 г. компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД (БГХ ЕАД) изгражда, оперира и отговаря за функционирането на организирания пазар за търговия с природен газ на БГХ ЕАД. Електронната платформа със сегмент и за двустранна търговия предлага съвременни физически продукти, в т.ч. продукти за смяна на собствеността на борсов принцип на виртуална търговска точка (VTP) и на някои от физическите точки на мрежите. Платформата осигурява равен достъп, пазарно формиращи цени, повишена прозрачност, както и подобрена конкуренция на пазара на природен газ в България.

Краткосрочният сегмент (спот) на платформата включва стандартизирани продукти „в рамките на ден“, „ден напред“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на мрежата на ОПС. Търговията се осъществява на анонимен принцип според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014.

Дългосрочният сегмент на платформата за търговия предлага продукти, търгуеми на средносрочна и дългосрочна база - седмични, месечни, тримесечни и годишни.

Сегментът за предлагане на количества по програмата за освобождаване на газа (Gas Release Program) към края на 2022 г. приключи своето действие с приетия параграф § 10 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за корпоративното подоходно облагане (обн. ДВ бр. 99 от 2022 г.), с който са отменени текстовете на чл. 176а, ал. 1, т. 4 и 5 от Закона за енергетиката, съгласно които обществения доставчик бе задължен да предложи на организирания борсов пазар определени количества природен газ през 2023 г. и 2024 г. Дългосрочният договор на „Булгаргаз“ ЕАД не е действащ, считано от 31.12.2022 г., като доставките по него са преустановени на 27.04.2022 г. Поради прекратените доставки възниква необходимост за „Булгаргаз“ ЕАД да осигури алтернативни източници, както за обезпечаване на дейността си като обществен доставчик, така и по двустранните си договори и количествата по Програмата. Формираният се недостиг по програмата се компенсират от алтернативни доставчици при пазарни условия. Лицензирани са над 90 търговци, имащи право свободно да търгуват с природен газ на организирания борсов пазар. В този смисъл „Булгаргаз“ ЕАД се конкурира на пазара заедно и наравно с тях за закупуване на природен газ. Същевременно, цените по Програмата са регулирани от КЕВР за съответния период. Предвид липса на предвидимост по отношение на количества и ценови нива, както и невъзможността подобни количества да бъдат освобождавани на организирания борсов пазар при условия, различни от заложените принципи в Регулаторното споразумение, се създават условия за формиране на ценови дефицити за „Булгаргаз“ ЕАД и изкривяване на пазара. Допълнително негативно влияние върху този процес създават смущенията в доставките на общеевропейския пазар и повишеното търсене на природен газ, което влияе отрицателно върху изпълнението на Програмата от обществения доставчик. Към декември месец на 2023 година, „Газов Хъб Балкан“ ЕАД има над 90 регистрирани компании, 40% чуждестранни и 60% от България,



включително двата оператора „Булгартрансгаз“ ЕАД, IСGB, както и газопреносния оператор на Република Северна Македония – Nomagas JSC Skopje.

Българска енергийна търговска платформа АД (БЕТП) притежава Лицензия № Л-533-11 от 25.03.2021 г. за осъществяване на дейността „организиране на борсов пазар на природен газ“ за срок от 35 години. БЕТП АД е основано с цел създаване, развитие и функциониране на надежден и стабилен единен регионален газов пазар, като допринася за повишаване на прозрачността и ликвидността на пазара на природен газ в региона на Югоизточна Европа.

Приоритетно се разглеждат и прилагат мерки за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура и развитие на междусистемната свързаност, като тези дейности осигуряват допълнителни възможности за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ползи.

С оглед на геополитическите процеси в последната година, спрените доставки на природен газ от Русия към Европа и войната в Украйна министерство на енергетиката и „Булгаргаз“ ЕАД предприеха сериозни действия за осигуряване на диверсификация на доставките на природен газ за страната и запълване на подземното хранилище в „Чирен“, с цел гарантиране енергийната сигурност на страната

*ii. 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*

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 и Директива (ЕС) 2019/944 относно вътрешния пазар на електрическа енергия и с оглед на бъдещата пълна либерализация на електроенергийния пазар, България полага усилия за насърчаване на участието на крайните клиенти в оптимизация на потреблението чрез агрегиране, както и за разрешаване на участието на крайните клиенти, включително и на тези, които предлагат оптимизация на потреблението чрез агрегиране на всички пазари на електрическа енергия наред с производителите.

*iii. 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*

България си поставя за цел прогресивно премахване на регулаторните и търговските пречки пред това потребителите да използват, съхраняват и продават на пазара произведената от тях електрическа енергия и да участват на пазара, като предоставят гъвкавост на системата, чрез съхранение на енергия и оптимизация на потреблението.

С цел насърчаване на потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара, ще бъдат предприети допълнителни действия (по-подробно развити в раздел 3.4). Тези мерки включват:

- Популяризиране на местните енергийни общности по смисъла на Директива (ЕС) 2019/944 и регламентирането на правила за основаването и функционирането им;
- Създаване на опции като договори с динамични цени на електроенергията и агрегиране, разработване на платформи за повишаване на прозрачността на информацията, особено в полза на домакинствата и микро предприятията;
- Развитие на регулаторната рамка за насърчаване на потребителите.

*iv. 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*

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.

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

С цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет се предвижда надграждане на преносните способности на мрежите.

*v. 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 може да изложи 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

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

Терминът „енергийната бедност“ се появи през последните години като производен ефект в започналата глобална климатична трансформация, която налага изпълнение на конкретни ангажменти от държавите-членки на ЕС за постигане на цели за намаляване на нетните емисии на парникови газове с най-малко 55% до 2030 г. в сравнение с равнищата от 1990 година. Това наложи и спешното транспониране на чл. 28 Уязвими клиенти и чл. 29 Енергийна бедност на Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС. Посочените текстове на Директивата очертават основната рамка на задълженията на ниво ЕС за защита на уязвимите клиенти и на домакинствата в положение на енергийна бедност, като същевременно приемането и прилагането на подходящи мерки е ангажимент на отделните държави-членки, съобразно националната специфика.

В тази насока бяха предприети действия, като на 05.10.2023 г. 49-то Народно събрание на Република България прие Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИДЗЕ), повторно приет на 10.11.2023 г., обн., ДВ, бр. 96 от 17.11.2023 г. В допълнителните разпоредби на така приетия закон са въведени за първи път национални определения за "домакинство в положение на енергийна бедност" и "уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия", които заедно с измененията, предвидени в чл. 38д от закона са от съществено значение за изпълнението на Реформа С4.Р3. Разработване на дефиниция и критерии за "енергийна бедност" (Реформата) от Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България (НПВУ). Предвид разпоредбите на § 17 от ЗИДЗЕ Министерският съвет (МС) беше задължен да приеме посочената Наредба в срок не по-късно от три месеца след обнародване на закона (съгласно § 50 от преходните и заключителните разпоредби на ЗИДЗЕ). В закона е записано задължение за извършването на оценка на броя на домакинствата в положение на енергийна бедност, както и създаване и поддържане на информационна система за броя на домакинства в положение на енергийна бедност и за уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия, от националната отговорна институция, определена за разработване на Национален социален климатичен план, съгласно Регламент (ЕС) 2023/955 на Европейския парламент и на Съвета от 10 май 2023 г. за създаване на Социален фонд за климата и за изменение на Регламент (ЕС) 2021/1060 (ОВ, L 130/1 от 16 май 2023 г.) или от друг орган, определен с акт на МС.

С цел пълно изпълнение на Реформата от НПВУ бяха положени съвместни усилия между компетентните министерства, определени в чл. 38д от ЗИДЗЕ за отговорни по определянето и прилагането на мерки за защита и за финансова подкрепа, а именно: Министерство на труда и социалната политика, Министерство на регионалното

развитие и благоустройството и Министерство на енергетиката, като Наредбата е процедирана в съкратен срок, приета от МС с Постановление № 267 от 7 декември 2023 г. и обнародвана в Държавен вестник, бр. 103 от 12.12.2023 г. Наредбата определя критериите, условията и реда за определяне на статут на домакинство в положение на енергийна бедност и статут на уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия (Наредбата), реда и механизма на функциониране на информационна система за определяне на този статут, както и условия и ред за извършване на оценка на броя на домакинствата в положение на енергийна бедност. Редът и механизмът за функциониране на информационната система са определени с наредба.

Наредбата предвижда:

- Определението за уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия е в съответствие с окончателно приетите разпоредби на ЗИДЗЕ;
- За средномесечен доход на член на домакинство да се вземат предвид разполагаемите средства, намалени с разхода му за определеното спрямо енергийните характеристики на жилището типово потребление на енергия. Разполагаемият средномесечен доход се сравнява с официално обявената линия на бедност за целите на определяне на статут на домакинство в положение на енергийна бедност, съгласно дефиницията в допълнителните разпоредби на ЗИДЗЕ;
- За определяне на статут на уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия са въведени критерии в зависимост от възраст, здравословно състояние, разполагам средномесечен доход, намален с разходите за енергия, нужда от помощни средства за независим живот и/или медицински изделия за поддържане на живота, чието функциониране зависи от източник на електрическа енергия, получаване на месечни социални помощи;
- При определяне на разполагаемия доход на правоимашите лица е предложено да се вземат предвид както необлагаемите, така и подлежащите на облагане по реда на ЗДДФЛ доходи, като при неговото изчисляване е предложено въвеждането на изключение за изплатените от училища и висши училища стипендии в полза на ученици и студенти.

Към настоящия момент, в България се прилага мярка за подпомагане на най-уязвимите лица и семейства, отговарящи на определените критерии за доходи и имуществено състояние, като през отоплителния сезон на тези лица и семейства се предоставя целева помощ за отопление от системата за социално подпомагане.

В Закона за енергетиката е вменено задължението Министерския съвет да определи или създаде орган (ведомство) който да разработи Националния социален и климатичен план и същевременно да изгради и поддържа функциониране на

информационна система за броя на домакинства в положение на енергийна бедност и за уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия.

Инициативата е предложена за включване като реформа по RePowerEU. Изпълнението на реформата следва да се осъществи съвместно от екипите на МФ, МТСП, МРРБ и МЕ (отговорни институции по прилагане на подходящи мерки за подкрепа, съгласно разпоредбите на чл. 38д от Закона за енергетиката) и подкрепени от международна финансова институция по примера на изпълнение на други мащабни реформи в страната (като Реформа С4.R1 "Създаване на Национален фонд за декарбонизация" към Националния план за възстановяване и устойчивост, подкрепена от ГД "Реформи" на Европейската комисия и със сътрудничеството на Европейската инвестиционна банка, ПрайсуотърхаусКупърс и Екорис, за изпълнение на проект "Подкрепа за създаване на Национален декарбонизационен фонд (НДФ)", както и инициативата Renovation Wave for Europe, по линия на инициативата REACT-EU, финансирана от Next Generation EU).

Предложената Обсерватория има за цел да бъде платформата за обединяване на широка общност от практики, длъжностни лица и изследователи, работещи в посочената област в България и извън нея. Основаната причина за създаването на Обсерваторията като надведомствен орган към Министерския съвет на Р България, който да координира конкретни политики и мерки за тяхното прилагане, е продиктувана от необходимостта от създаване на център за подпомагане на вземането на решения, посветен на този въпрос в България – държава-членка, в която нивата на енергийна бедност са сред най-високите в Европа и където структурните проблеми във връзката между енергетиката, ниските доходи и необновените жилища са особено изразени.

Това предложение включва създаването на нов център за знания, който не само да служи като изчерпателен информационен ресурс за заинтересованите страни за нивата на енергийната бедност в България и мерки за справяне с нея, но и да стимулира напредъка на най-съвременните аналитични изследвания за причините и последиците от проблема в страната. Освен това Обсерваторията ще развива иновативни политики и практики за справяне с енергийната бедност и също така ще служи като средоточие за дискусии на заинтересованите страни и обмен на знания по темата. Финансиране на реформата е предвидено да се осъществи чрез Механизма за възстановяване и устойчивост. Издръжката на Обсерваторията след нейното създаване и изпълнението на други специфични дейности, свързани с преодоляване на енергийната бедност ще се подпомагат от Социалния климатичен фонд на ЕС, други финансови инструменти с източник на финансиране ЕС и националния бюджет.

## 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*

Необходимостта от внедряване на нови енергийни технологии е безспорна. Стремежът ни е този процес да се ускори, с цел реализиране на по-бърз преход към чисти и високоефективни енергийни технологии. Това е и един от механизмите за постигане на сигурна, устойчива, екологосъобразна и високоефективна енергетика. Внедряването на нови технологии ще допринесе за намаляване на технологичните загуби по мрежите, разширяване на енергийния пазар, ще способства за решаване на предизвикателствата с декарбонизацията, намаление на разходите за енергия на потребителите, намаляване на вредните емисии, в резултат на което ще се повиши и качеството на живот на хората.

В тази връзка, целите, които си поставя българската държава в областта на научните изследвания, иновации и конкурентоспособност са:

- Постигане целите по пакета „Чиста енергия за всички европейци“ 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;
- Подкрепа на местната индустрия за въвеждане на ниско-въглеродни технологии, на обществено-административния и битовия сектор за използване на нови високо ефективни енергоспестяващи технологии;
- Подобряване качеството на атмосферния въздух;
- Внедряване на нови енергоспестяващи технологии, които да подобрят качеството на живот и да подобрят условията за работа на българските граждани;
- Внедряване на нови топлоизолационни материали за остъклени повърхности;
- Изграждане на интелигентни електрически мрежи (Smart grid) за автоматизиран контрол на системите за електрическата енергия, както от страна на доставчика така и от страна на потребителя, с цел осигуряване на най-качественото електрозахранване на потребителите и оползотворяване

- в максимална степен енергията от възобновяеми източници. Крайната цел е модернизиране и автоматизиране на съществуващите електрически мрежи;
- Изграждане на съоръжения за съхранение на енергия;
  - Подкрепа на научните изследвания и иновациите в областта на ядрената енергетика, изследвания в насока устойчивото и безопасно управление на радиоактивни отпадъци;
  - 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 автомобили и водородните технологии;
  - Повишаване на уменията и създаване на квалифицирана работна сила, която да поддържа производството на технологии за нулеви нетни емисии, включително създаване (или участие) на академии за нулеви нетни емисии;
  - Създаване на индустриални паркове по смисъла на Закона за индустриалните паркове.

*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 CO<sub>2</sub>*

*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*

Основен принос за декарбонизацията са мерките, съществуващи и планирани в енергийния сектор, тъй като този сектор представлява основният източник на ПГ. Съществуващите мерки за декарбонизация ще бъдат удължени за периода до 2030 г. в допълнение към мерките, предвидени за трансформация на ВЕИ сектора и другите измерения на Енергийния съюз - енергийната ефективност, вътрешния пазар и енергийната сигурност, описани по-подробно в съответните раздели на НПЕК. Освен това съществуващите стратегически документи в България за периода след 2021 г. включват и мерки, които в допълнение към основната си цел биха могли да окажат положително влияние върху целите за намаляване на емисиите на ПГ като Интегрираната транспортната стратегия в периода до 2030 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 година. Предвижда се и допълнителна информация за планираните политики и мерки в транспортния сектор. По-долу са изброени съответните секторно специфични предложения за мерките и политиките.

#### **Сектор 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 потреблението/търсенето на нови екологични превозни средства;
- Ускорено разгръщане на инфраструктурата за зареждане на електрически и хибридни автомобили;
- Насърчаване на научноизследователски и развойни дейности, свързани с екологични превозни средства;



- Организиране на кампании за повишаване на осведомеността, изграждане на капацитет на заинтересованите страни по отношение на развитието на устойчивата мобилност.

Формулираните приоритети по **Програма „Транспортна свързаност“ 2021 – 2027 година** са:

- Приоритет 1 „Развитие на железопътната инфраструктура по „основната“ и „широкообхватната“ Трансевропейска транспортна мрежа“;
- Приоритет 2 „Развитие на пътната инфраструктура по „основната“ Трансевропейска транспортна мрежа“ и пътни връзки;
- Приоритет 3 „Подобряване на интермодалността, иновации, модернизираните системи за управление на трафика, подобряване на сигурността и безопасността на транспорта“;
- Приоритет 4 „Интермодалност в градска среда“.

Те допринасят за реализацията на Зелената сделка, на Стратегията за устойчива и интелигентна мобилност на ЕК, както и за изпълнението на националната транспортна политика.

Предвидените инвестиции по приоритетите на програмата насърчават употребата на екологосъобразни видове транспорт и алтернативни горива, подобряват качеството на пътната и железопътната инфраструктура, насърчават интермодалността и интелигентните транспортни системи и по този начин допринасят за намаляване на вредното въздействие върху околната среда на транспорта.

Предвидените инвестиции по приоритет 1 ще допринесат за привличането на пътнически и товарен трафик към железопътния транспорт чрез подобряване качеството на железопътната инфраструктура.

Инвестициите за развитие на жп инфраструктурата са концентрирани основно по протежение на участъка на коридор Ориент/Източно-Средиземноморски, преминаващ хоризонтално през средата на страната.

За изпълнение на дейностите ще бъдат финансирани изброените проекти:

- Модернизация на жп линия София – Пловдив: жп участък Елин Пелин-Костенец, фаза 2;
- Модернизация на жп линията София – Драгоман – Сръбска граница: жп участък Волюяк - Драгоман, фаза 2;
- Модернизация на жп линия София-Перник-Радомир, участък Перник-Радомир;
- Изграждане на жп връзка между България и Северна Македония;
- Доизграждане на съоръженията по жп линия Карнобат-Синдел;
- Модернизация на жп линия София-Перник-Радомир, участък София-Перник;

- Внедряване на ERTMS, ниво 2 по железопътни линии, извън горепосочените.

За отстраняване на „тесните места“ по пътната инфраструктура са предвидени инвестиции по приоритет 2.

За изпълнение на дейностите ще бъдат финансирани по-долу изброените проекти:

- Изграждане на автомагистрала „Русе – Велико Търново“ и на тунела под Шипка;
- Обход на град Габрово, включително тунел под връх Шипка;
- Изграждане на АМ „Русе – Велико Търново“;
- Изграждане на Лот 3.2 от АМ Струма.

Инвестициите по приоритет 3 ще допринесат за развитие и разширение на вътрешно водни и морски пристанища за обществен транспорт за извършване на мултимодални операции, модернизация и развитие на терминали и пристанищни съоръжения за комбиниран транспорт, както и тези за развитие на железопътните възли Горна Оряховица, Русе и Варна. Предвидени са още и инвестиции за изграждане на инфраструктура за алтернативни горива по основните направления на републиканската пътна мрежа (РПМ). Интервенциите са за пътните участъци между някои от най-големите градове в страната, в които е идентифициран транспорта като замърсител на въздуха. В допълнение ще бъде подкрепено изграждането на зарядна инфраструктура за алтернативни горива и в пристанищата за обществен транспорт.

В рамките на приоритет 3 са заложили две основни процедури, както следва:

- Процедура **„Интермодални оператори“**, по която се планира грантова схема с интензитет до 50% за подпомагане на всички интермодални оператори за:
  - Закупуване на оборудване;
  - Изграждане/рехабилитация на жп/пътна инфраструктура;
  - Площадки за обработка на товари;
  - Внедряване на ИТ системи и зарядни станции.

Инвестициите ще допринесат за развитие и разширение на интермодални терминали за комбиниран транспорт, като по този начин ще се създадат необходимите условия и предпоставки за извършване на мултимодални операции.

- Процедура **„Алтернативни горива“**, по която ще бъде финансирано изграждането на инфраструктура за алтернативни горива по РПМ (по TEN-T), както и в пристанищата за обществен транспорт (морски и вътрешно-водни) по TEN-T.

С процедурата се цели създаването на национална схема за подпомагане на изграждането на зарядна инфраструктура, която да предостави възможност за финансиране на развитието на инфраструктура за зареждане на лекотоварни и

тежкотоварни електрически превозни средства, както и в пристанищата за обществен транспорт /морски и вътрешно-водни/ по TEN-T. Тя ще бъде стартирана през 2024 г.

Цялата зарядна инфраструктура следва да бъде изпълнена съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2023/1804 на Европейския парламент и на Съвета от 13 септември 2023 г. за разгръщането на инфраструктура за алтернативни горива и за отмяна на Директива 2014/94/ЕС.

В допълнение на инвестициите по приоритет 1, по приоритет 4 се включват инвестиции за изграждане на жп връзки към летище Пловдив и летище Бургас, които ще подобрят интермодалността и ще създадат по-добри условия за ефективно използване и комбиниране на видовете транспорт в градски условия.

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 който 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 и по-добре насочен към гражданите в градското движение. Източник на финансиране са европейските фондове с държавно и общинско съфинансиране и в някои случаи инвестиционната програма за климата и частните инвестиции. В рамките на Инвестиционна програма за климата се прилагат следните схеми:

- Схема за подобряване енергийната ефективност на сгради и други обекти (Схема енергийна ефективност - СЕЕ);
- Схема за насърчаване използването на електрически превозни средства (Схема електромобили - СЕМ).

#### *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.

Нови политики и мерки, както и продължение на съществуващите такива в сектор Транспорт относно модернизиранието на автопарка са заложени в Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020 -2030 г.:

- Потенциална допълнителна мярка, която може да бъде реализирана след одобрение от страна на Европейската комисия. Мярката предвижда модернизиранието на състава на автомобилния парк, чрез налагане на ограничения върху вноса на употребявани превозни средства с екологична категория под Евро 4, с главна цел предотвратяване на „изхвърлянето“ на стари дизелови превозни средства на българския пазар;
- Потенциална допълнителна мярка за превозните средства – отнемане на регистрацията на превозните средства, които не покриват изискванията за гранични стойности на емисии от отработили газове съгласно нормите, утвърдени за съответната им екологична категория, напр. такива с отстранен катализатор или филтър за дизелови частици;
- Субсидирано приемане на скрап от стари дизелови превозни средства (в случай на по-строг контрол на техния внос);
- Въведени са законови разпоредби за създаване на зони с ниски емисии (LEZ) в случаите, когато видът и степента на замърсяване на атмосферния въздух увеличават значително риска за човешкото здраве и/или за околната среда или при непостигане на нормите за вредни вещества (замърсители) в атмосферния въздух и норми за отлагания на вредни вещества (замърсители), утвърдени с наредби на министъра на околната среда и водите и министъра на здравеопазване. Предвидено е съответния общински съвет с наредба да определи реда и условията за създаването и въвеждането на зони с ниски емисии на вредни вещества на територията на цялата община или на част от нея. С наредбата може да бъде ограничено движението на моторни превозни средства или на определени категории моторни превозни средства и/или на определени екологични групи моторни превозни средства на територията на съответната община и/или в създадени и въведени зони с ниски емисии на вредни вещества.

- Насърчаване на използването на хибридни и електрически превозни средства, в съответствие с Третия национален план за действие по изменението на климата;

В рамките на Иновационната стратегия за интелигентна специализация (ИСИС) 2021-2027 г., в тематична област "Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика" една от приоритетните области е Разработване и внедряване на технологии свързани с устойчивата мобилност (батерийна и водородна), базирана на водород и други алтернативни горива, свързана инфраструктура и еко-мобилността.

Един от центровете, определен като конкретен бенефициент е Център за компетентност ХИТМОБИЛ – Технологии и системи за генериране, съхранение и потребление на чиста енергия. Центърът е насочен към научни изследвания, експериментално развитие и трансфер на знания в областта „Технологии и системи за генериране, съхранение и потребление на чиста енергия“.

- Фискална политика за стимулиране на икономиката и ограничаване на потреблението на конвенционални горива в съответствие с Третия национален план за действие за изменение на климата 2013-2020 г. (мярката трябва да бъде продължена до 2030 г.);
- Насърчаване развитието на комбинирания транспорт.

Министерството на транспорта и съобщенията разработи Национален план за развитие на комбинирания транспорт в Република България до 2030 г. (одобрен с Решение № 504 на Министерския съвет от 21.07.2022 г.). Той представлява базов документ за провеждането на политиката за подпомагане на устойчивите видове транспорт. Предложена е и Програма за изпълнение, обвързана с времевия хоризонт до 2030 г. и с потенциалните източници за финансиране. Идентифицирани са три групи мерки: 1) организационни и административни, 2) експлоатационни и подпомагане на услугата и 3) инфраструктурни. Изпълнението им е от голямо значение, защото ще повиши ефективността на транспортната система, чрез използване на предимствата на комбинирания транспорт (по-ниски емисии на вредни вещества, повишена пътна безопасност, ограничаване на шума поради намаляване на автомобилните превози, намалена употреба на конвенционални горива в транспорта) пред ползването само на автомобилен транспорт за превози на товари.

Планът ще съдейства за реализацията на проекти за развитие на мрежа от съвременни интермодални терминали и определянето на стимули към бизнеса за прилагане на по-ефективни и екологични транспортни решения и вериги. До 2030 г. е заложено изграждане на интермодални терминали в София и Северна България, както и проучване на необходимостта от изграждане на терминал във Видин. Документът включва мерки за развитие на логистични центрове у нас и за подобряване на довеждащата жп инфраструктура до съществуващи пристанищни и железопътно-пътни терминали.

- Улесняване на информирания избор на транспортно превозно средство за увеличаване на броя на закупените превозни средства с по-ниско ниво на вредни емисии (съответстващо на Евро IV, V или VI).

### **Сектор Индустрия**

Мерките в индустриалния сектор са насочени към:

- По-висока енергийна ефективност в промишлеността и намаляване на топлинните загуби;
- Увеличаване използването на природен газ в промишлеността чрез нова газова инфраструктура;
- Използване на алтернативни горива;
- 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;
- Системи за мониторинг за използване на енергия в промишлеността;
- Одити за енергийна ефективност и изпълнение на предписаните мерки;
- Разработване на стимули за предприятия, които осъществяват индустриална симбиоза като:
  - използване на странични продукти от едно предприятие за суровина на друго;
  - споделяне на комунални услуги - енергия, вода или пречистване на отпадъчни води, за намаляване на разходите и подобряване производителността на ресурсите и екологичните показатели;
  - споделяне на услуги като логистика, съвместен маркетинг (напр. споделени центрове за обаждания) и консултации;
- Насърчаване с допълнителна финансова компенсация закупуването на крайни продукти от технологии за нулеви нетни емисии с висок принос към икономическата устойчивост;
- Предлагане на подобрени процедури за издаване на разрешителни за следните стратегически нетно нулеви технологии, които да засилят интереса у инвеститора:
  - слънчеви фотоволтаични и слънчеви топлинни технологии;
  - наземни и офшорни възобновяеми технологии;
  - батерии и технологии за съхранение;
  - термопомпи и геотермална енергия;

- електролизьори и горивни клетки;
- устойчиво добивани биогаз и биометан;
- улавяне и съхранение на въглероден диоксид;
- мрежови технологии;
- Подобряване условията за инвестиции в технологии за нулеви нетни емисии чрез:
  - подобряване на информираността сред заинтересованите лица;
  - намаляване на административната тежест за създаване на проекти в тази област;
  - опростяване и рационализиране на процесите за издаване на разрешителни.

В допълнение, публичните органи следва да вземат предвид критериите за устойчивост на технологии с нулева нетност при обществени поръчки или търгове.

Освен Европейската схема за търговия с емисии, така и европейското законодателство относно промишлените емисии (комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването), намаляване на флуорираните парникови газове и контролиране на веществата, които разрушават озоновия слой, също допринасят за намаляване на емисиите на ПГ и вредни вещества във въздуха.

### **Сектор Селско стопанство**

Законът за подпомагане на земеделските производители (ЗПЗП) урежда държавното подпомагане на земеделските стопани, включително земеделските производители, както и прилагането на Стратегическия план за развитието на земеделието и селските райони на Република България за периода 2023 - 2027 г. и изпълнението на компонент "Устойчиво селско стопанство" от Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България.

Стратегическият план за развитие на земеделието и селските райони за периода 2023-2027 г. поставя 9 специфични цели (СП), сред които са три цели с пряк и косвен ефект върху климата и климатичните промени:

СП 4 - Принос за смекчаване на изменението на климата и за адаптиране към него, включително чрез намаляване на емисиите на парникови газове и повишаване на улавянето на въглерод, както и насърчаване на устойчивата енергия;

СП 5 - Насърчаване на устойчиво развитие и ефективно управление на природните ресурси като вода, почва и въздух, включително чрез намаляване на зависимостта от химикали;

СП 6 - Принос за спиране на загубата на биологично разнообразие и обръщане на тази тенденция, подобряване на екосистемните услуги и опазване на местообитанията и ландшафта.



За постигане на специфичните цели са планирани интервенции, насочени към подпомагане на земеделските стопани за поемането на доброволни ангажименти при управление на земеделските стопанства, свързани с адаптация и смекчаване на климатичните промени и опазване и възстановяване на биологичното разнообразие и селскостопанските екосистеми.

Земеделските стопани са задължени да спазват основни стандарти в областта на околната среда, изменението на климата, общественото здраве, здравето на растенията и хуманното отношение към животните. Основните стандарти обхващат определени законоустановени изисквания за управление (ЗИУ) и стандарти за добро земеделско и екологично състояние на земята (стандарти за ДЗЕС). Тези основни стандарти отчитат в по-висока степен екологичните и климатичните предизвикателства и новата екологична архитектура на Общата селскостопанска политика, демонстрирайки по този начин по-високи амбиции по отношение на околната среда и климата.

Стандартите за добро земеделско и екологично състояние на земята включват:

ДЗЕС 1: Поддържане на съотношението на постоянно затревените площи към земеделската площ на национално ниво и на ниво стопанство;

ДЗЕС 2: Опазване на влажните зони и торфищата;

ДЗЕС 3: Забрана за изгаряне на стърнища от полски култури;

ДЗЕС 4: Изграждане (поддържане) на буферни ивици по протежението на водни обекти;

ДЗЕС 5: Управление на обработката на почвата, намаляване на риска от деградация на почвата и ерозия, включително отчитане на степента на наклона;

ДЗЕС 6: Поддържане на минимална почвена покривка през периоди и на площи, които са най-чувствителни;

ДЗЕС 7: Сеитбооборот (ротация) на културите върху обработваема земя, с изключение на култури, отглеждани под вода;

ДЗЕС 8: Минимален дял от обработваемата земя, предназначен за непроизводствени нужди и обекти; запазване на особеностите на ландшафта и забрана за рязане на живи плетове и дървета през размножителния период и през периода на отглеждане на птиците върху цялата земеделска площ;

ДЗЕС 9: Забрана за преобразуване или разораване на постоянно затревени площи, определени като екологично чувствителни в зоните НАТУРА 2000. Националните стандарти за поддържане на добро земеделско и екологично състояние на земята не отменят задълженията на собствениците или ползвателите на земеделски земи по Закона за опазване на земеделските земи, Закона за собствеността и ползването на земеделските земи и други нормативни актове.

Държавен фонд „Земеделие“ - Разплащателна агенция (ДФЗ-РА) е контролиращ орган и извършва плащания по подадени заявления от земеделските стопани,

кандидатстващи за подпомагане. Използването по предназначение на заявените площи и тяхното поддържане в добро земеделско и екологично състояние се установява чрез проверки от Техническият инспекторат на ДФЗ-РА. Неспазването на стандартите, установено при проверка, се санкционира чрез редуциране на плащанията на земеделския стопанин.

Министърът на земеделието и храните утвърждава със заповед методика за прилагане на предварителните условия, както и промените в тях, и ги публикува на интернет страницата на министерството. Методиката включва правила за определяне на административни санкции (намаления или изключване на целия размер на плащанията) при неспазване на изискванията на стандартите за добро земеделско и екологично състояние и законоустановените изисквания за управление.

Мерките в Третия национален план за действие за изменение на климата с хоризонт до 2030 г. и Национална програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020 г. – 2030 г. са насочени към намаляване на емисиите от основните източници в сектора. 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.

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

- Намаляване и/или оптимизиране на емисиите от селскостопанския сектор;
- 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:

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

Мерките, предвидени в Третия национален план за действие за изменение на климата, с хоризонт до 2030 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г. включват:

- Стимулиране използването на подходящи сеитбообороти, особено с азот-фиксиращи култури;
- Управление на деградирани земеделски земи чрез:
  - биологична рекултивация с типични за региона тревни видове и
  - прилагане на мерки за контрол на ерозията и методи за обработка на почвата;
- Въвеждане на технологии за напояване и спестяване на вода и енергия, насърчаване на екстензивното земеделие;
- Мерки за намаляване на метановите емисии от биологичната ферментация в животновъдството;
- Подобряване на управлението и използването на оборския тор;
- Въвеждане на нисковъглеродни практики за обработка на оборски тор, напр. компостиране, превръщане на оборския тор в биогаз при анаеробни условия;
- Подобряване на осведомеността и знанията на земеделските производители относно възможната употреба на растителни остатъци и заплахите, породени от изгарянето на стърнища;
- Прилагане на Правила за добра селскостопанска практика за контрол на емисиите на амоняк, изпускани във въздуха от селскостопански източници, въз основа на Рамковия кодекс на ИКЕ на ООН за добра селскостопанска практика за намаляване на емисиите на амоняк:
  - добри практики за прилагане на торове / оборски тор с ниски емисии и засилване на прилагането на Директивата за нитратите)
  - добри практики за управление на животински тор.

Принос за постигане на целите и изпълнение на приоритетите към измерение „Декарбонизация“ с пряк или косвен ефект имат екологичните схеми за климата, околната среда и хуманното отношение към животните, включени в Стратегическия план за развитие на земеделието и селските райони за периода 2023-2027 г. Следните еко-схеми са разработени в отговор на нуждите от намаляване на емисиите от сектора на селското стопанство и опазване и възстановяване на биологичното разнообразие и почвите и са достъпни за прилагане от земеделските стопани:

I.V.1 - Еко схема за биологично земеделие (селскостопански животни);

I.V.2 - Еко схема за поддържане и подобряване на биологичното разнообразие и екологичната инфраструктура;

I.V.3 - Еко схема за запазване и възстановяване на почвения потенциал – насърчаване на зелено торене и органично наторяване;

I.V.4 - Еко схема за намаляване използването на пестициди;

I.V.5 - Еко схема за екологично поддържане на трайните насаждения;

I.V.6 - Еко схема за екстензивно поддържане на постоянно затревените площи;

I.V.7 - Еко схема за поддържане и подобряване на биоразнообразието в горски екосистеми;

I.V.8 - Еко схема за разнообразяване на отглежданите култури.

Част от еко-схемите съответстват на мерките, предвидени в Третия национален план за действие за изменение на климата с хоризонт до 2030 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020 г. – 2030 г., а именно:

- Еко схема за разнообразяване на отглежданите култури - Изискванията в интервенцията осигуряват по-голям брой на отглежданите в земеделското стопанство земеделски култури. Увеличеният брой различни култури допринася за минимизиране на рисковете за стопанството вследствие на климатичните промени (адаптация и смекчаване) чрез диверсифициране на културите. Посредством интервенцията се цели подобряване на сеитбооборота на културите, който увеличава съдържанието на хумус и хранителни вещества в почвата и предпазва от ерозия, като се осигури наличието на постоянна почвена покривка, за да се избегне отмиването и уплътняването на почвата;
- Еко схема за запазване и възстановяване на почвения потенциал – насърчаване на зелено торене и органично наторяване – Интервенцията предвижда два основни похвати на внасяне на външна органична материя в почвата: отглеждане на подходящи видове междинни непроизводствени култури с последващо зелено торене и внасяне на външна органична материя обект на продукти от кръговата икономика (третирана органична материя от отпадъчна биомаса). С интервенцията се цели намаляване на употребата на изкуствени торове – заместването им с естествени хранителни вещества образувани в следствие на внасянето на външна естествена органична материя;
- Еко схема за намаляване използването на пестициди - Изискванията в интервенцията осигуряват намаляване на количествата на използвани продукти за растителна защита (ПРЗ) при отглеждане на растениевъдната продукция. Стимулира се използването на наукосъобразни и щадящи технологии за намаляване на количеството на използване на ПРЗ;
- Еко схема за екстензивно поддържане на постоянно затревените площи – Интервенцията ще предотврати загубата на пасищната екосистема, чрез намаляване на процесите на утъпкване и ерозия, рудерализация и развитие на нетипични видове, което значително подобрява способността на пасищните системи да поглъщат въглерод и да смекчават климатичните промени.

За повишаване на знанията и уменията на земеделските стопани Национална служба за съвети в земеделието (НССЗ) предоставя съвети и индивидуални консултации на земеделските стопани по мерки с косвен и пряк ефект върху намалението на емисиите на парникови газове за следните мерки:

- Дейности за опазване на хумуса (наторяване – прецизно торене, зелено торене; варуване; щадяща почвообработка, сеитбооборот, противоерозионни дейности и др.);
- Водоспестяващи и енергоспестяващи поливни технологии;
- Екстензивно пасищно отглеждане на животните;
- Възможности за използване на растителни остатъци и заплахите от паленето на стърнищата.

Консултациите по мерки с пряк ефект върху намалението на емисии на парникови газове обхващат следните области:

- Подобряване на съхранението и прилагането на оборски тор;
- Нисковъглеродни практики за преработка на оборски тор (компостиране, преработка в биогаз в анаеробни условия и т.н.).

През 2022 г. по тези мерки са предоставени общо 5 788 консултации на 3 871 лица. НССЗ предоставя специално на младите фермери консултантски пакет А2Б (КП), включващ предоставянето на съвети и информация за селскостопанските практики от полза за климата и околната среда по дял III, глава 3 от Регламент (ЕС) № 1307/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 декември 2013 г. за установяване на правилата за директни плащания за земеделски стопани по схеми за подпомагане в рамките на общата селскостопанска политика и за отмяна на Регламент (ЕО) № 637/2008 на Съвета и Регламент (ЕО) № 73/2009 на Съвета.

На земеделските стопани с малки стопанства също се предоставя КП със специализиран модул (Тематична подпрограма ТП 2) - селскостопански практики от полза за климата и околната среда, политиката за водите, както и информация и съвети относно мерки за смекчаване на последиците от изменението на климата и адаптиране към него, биологичното разнообразие и опазването на водите - селскостопански практики, от полза за климата и околната среда, прилагане на мерки, свързани с регулиране на водовземанията и контрол на водочерпенето, опазване на водите от замърсяване, ефективно и устойчиво използване на водите, опазване, възстановяване и устойчиво използване на водите, предоставяне на съвети свързани със смекчаване на последиците от изменението на климата.

НССЗ предоставя и специализирани консултации за:

- Правила за добра земеделска практика, в т.ч. условия за прилагане на азотсъдържащи торове, условия и изисквания за събиране и съхранение
- на оборски тор и отпадъчни води от животни и др. свързани с ПГ;
- Националните стандарти за поддържане на земята в добро земеделско и екологично състояние;
- Законоустановени изисквания за управление – вкл. изисквания за съхранение на органични и минерални торове, продукти за растителна защита, опазване на водите от замърсяване и др.

С цел подобряване на взаимодействието в системата „научни изследвания – съвети в земеделието – земеделски бизнес“, НССЗ организира и провежда съвместни информационно-обучителни семинари с университети, научни институти, научно-приложни организации и други институции, организации за трансфер на знания и

технологии от научните среди към земеделските стопани. През 2022 г. са проведени 105 съвместни информационно-обучителни семинари с университети, научни институти, научно-приложни организации и др. институции по теми свързани с технологичните аспекти на производствения процес на селскостопанското производство, като около 20% от проведените семинари са по теми, свързани с изменението на климата, в т.ч. с популяризиране на практики за намаляване на парниковите газове и декарбонизацията.

Обученията, организирани от НССЗ, осигуряват на земеделските стопани теоретични знания и практически умения в областта на земеделието като в повечето от програмите за обучение присъстват и теми, касаещи климата и околната среда.

Темите на обученията са свързани с представяне на добри практики: за прилагане на торове /оборски тор с ниски емисии и засилване на прилагането на Директивата за нитратите), за управление на животински тор, относно възможната употреба на растителни остатъци и възможни заплахи; използване на подходящи сеитбообороти, вкл. роля на азот - фиксиращи култури и др. Често обученията са във формат на демонстрации - в земеделски стопанства по време, на които се представят дейности, които благоприятстват намаляването на ПГ, напр. демонстрации на добри практики за съхранение и прилагане на оборски тор; въвеждане на нисковъглеродни практики за обработка на оборски тор, като компостиране и др.

За по-широко разпространение на проведени обученията НССЗ използва Facebook страницата си, а също така и You Tube канала на НССЗ. До края на 2022 г. са качени над 139 видеа, като по-голяма част от тях представляват обработени записи от проведени уебинари и информационни срещи. Голяма част от тях са по теми, засягащи климата и до известна степен емитирането на ПГ.

НССЗ ежегодно провежда обученията и на експертите- консултанти от системата на службата за повишаване на техния капацитет, в т.ч. и по теми, свързани с климатичните промени, декарбонизация в сектор „Селско стопанство“.

В началото на 2023 г. стартира прилагането на Стратегическия план за развитие на земеделието и селските райони на Р България 2023-2027 г. В тази връзка НССЗ стартира активно дейности по консултиране, информиране и обучение на земеделските стопани по следните теми:

- Стимулиране диверсификацията на култури, междинни/покривни култури и зелено торене;
- Насърчаване на практиките за биологично и интегрирано земеделие;
- Стимулиране прилагането на консервационни земеделски практики чрез намалени почвообработки – минимални или нулеви и директна сеитба, заравяне на растителни остатъци;
- Стимулиране селекцията на култури приспособени към климатичните промени и насърчаване използването на култури и сортове, устойчиви към климатичните условия;
- Стимулиране подобряването и поддържане на структурата и качеството на почвата и увеличаване на запасите от ПОВ чрез практики;

- Насърчаване намаляването на употребата на продуктите за растителна защита и торове;
- Стимулиране на инвестициите в екологична инфраструктура, насочена към опазване на компонентите на околната среда;
- Прилагане на агролесовъдни практики;
- Подобряване познанията на земеделските стопани относно начините на прилагане и ползите от прилагане на всички мерки и практики и въздействието им върху изменението на климата.

НССЗ предоставя съвети и индивидуални консултации за:

- Намаляване на употребата на пестициди;
- Използване на устойчиви на климатичните промени сортове и породи;
- Натура 2000;
- Подвижно пчеларство.

### **Сектор Управление на отпадъците**

Предотвратяването на отпадъци е най-ефикасният начин за подобряване на ресурсната ефективност и за намаляване на въздействието на отпадъците върху околната среда.

Насърчаването на устойчивостта при производството и потреблението може да допринесе съществено за предотвратяването на образуването на отпадъци (ПОО).

Рамковата директива за отпадъците 2008/98/ЕО въвежда йерархия на управлението на отпадъците. Тя е крайъгълен камък на законодателство и политиката относно отпадъците. Тази последователност определя приоритетния ред на това какво представлява най-добрата възможност за околната среда в законодателството и в политиката относно отпадъците. Спазването на йерархията на управление на отпадъците гарантира най-високо ниво на съответствие с европейските документи за ефективно използване на ресурсите и кръгова икономика, поради което следва да се насърчава по всякакъв начин. Йерархията задава пет възможни начина за институциите, бизнеса и домакинствата за справяне с отпадъците и дава приоритет на мерките в следната последователност:

- Предотвратяване на образуването на отпадъци;
- Подготовка за повторна употреба;
- Рециклиране;
- Друго оползотворяване, напр. оползотворяване за получаване на енергия;
- Обезвреждане (контролирано депониране, изгаряне без оползотворяване на енергията и др.).

Мерките от Третия национален план за действие за изменение на климата 2013 - 2020 г., които се предвиждат да бъдат продължени и надградени до 2030 г.:

- Продължаване и увеличаване на разделното събиране на „зелени“ отпадъци в общините;
- Улавяне и изгаряне на биогаз във всички нови и съществуващи регионални депа;
- Улавяне и изгаряне на биогаз в стари общински депа за затваряне;
- Оценка на енергийния потенциал на биогаза от депата, които се планират да бъдат затворени;
- Въвеждане на анаеробна стабилизация на утайки с улавяне и изгаряне на биогаз в нови инсталации и инсталации в процес на реконструкция в населени места с над 20000 еквивалента на населението;
- Изграждане на общински съоръжения за оползотворяване на биоразградими отпадъци, с производство на енергия и компост;
- Въвеждане на диференцирани такси за генерираните отпадъци.

Нови политики и мерки в сектор „Отпадъци“

**Мярка 1:** Доизграждане/надграждане на регионални системи за управление на битовите отпадъци

Инструменти: Програма за достигане на целите за подготовка за повторна употреба и за рециклиране на битовите отпадъци.

Необходими финансови ресурси: 235 млн. лв.

Източници на финансиране: Програма за околна среда 2021-2027 г.

Индикатор за изпълнение: дял (%) на усвоените средства; брой приключили договори; брой изградени инсталации.

Отговорни институции: УО на ПОС, общини; РСУО.

**Мярка 2:** Изграждане на общински площадки за безвъзмездно предаване на разделно събрани отпадъци от домакинствата, в т.ч. едрогабаритни отпадъци, и други разделно събрани отпадъци във всички населени места с население по-голямо от 10 000 жители

Инструменти: Програма за достигане на целите за подготовка за повторна употреба и за рециклиране на битовите отпадъци.

Необходими финансови ресурси: 15 млн. лв.

Източници на финансиране: Програма за околна среда 2021-2027 г., общински бюджети.

Индикатор за изпълнение: Брой изградени площадки.

Отговорни институции: УО на ПОС, общини; РСУО.

**Мярка 3:** Безвъзмездно предоставяне на домакинствата на компостери за зелени и други биоотпадъци



Инструменти: Програма за предотвратяване на отпадъците с подпрограма за предотвратяване на отпадъците от храни.

Необходими финансови ресурси: 10 млн. лв.

Източници на финансиране: бюджет на общините, ПОС 2021-2027, ПУДООС.

Индикатор за изпълнение: Брой предоставени компостери на домакинствата.

Отговорни институции: общини, домакинства.

**Мярка 4:** Намаляване на отпадъците от хартия и други офис консумативи, чрез изпълнение на националните и секторни програмни документи за „електронно управление“

Инструменти: Програма за предотвратяване на отпадъците с подпрограма за предотвратяване на отпадъците от храни.

Необходими финансови ресурси: 50 млн. лв.

Източници на финансиране: Програма техническа помощ 2021-2027.

Индикатор за изпълнение: Изпълнени проекти за електронно управление.

Отговорни институции: УО на ПТП 2021-2027, държавни и общински администрации.

**Мярка 5:** Прилагане на мерките за ПО при издаване/актуализация на комплексни разрешителни за отпадъци от страна на РИОСВ

Инструменти: Програма за предотвратяване на отпадъците с подпрограма за предотвратяване на отпадъците от храни.

Необходими финансови ресурси: 0,176 млн. лв.

Източници на финансиране: ИАОС.

Индикатор за изпълнение: Брой разрешителни, в които е включено изискване за ПО.

Отговорни институции: ИАОС, Бизнес организации в обхвата на КР.

**Мярка 6:** Изграждане на инсталации за рециклиране на отпадъци

Инструменти: Програма за достигане на целите за подготовка за повторна употреба и за рециклиране на битовите отпадъци.

Необходими финансови ресурси: 40 млн. лв.

Източници на финансиране: ПУДООС, Програма за околна среда 2021-2027 г., общински бюджети, частни инвестиции.

Индикатор за изпълнение: Брой изградени инсталации за рециклиране на отпадъци.

Отговорни институции: МОСВ, Общини, юридически лица със стопанска цел.

**Мярка 7:** Разделно събиране и рециклиране на строителни отпадъци, вкл. в индустриални зони при доказана необходимост

Инструменти: Програмата за достигане на целите за рециклиране и оползотворяване на строителни отпадъци и отпадъци от разрушаване на сгради.

Необходими финансови ресурси: 45,6 млн. лв.

Източници на финансиране: InvestEU; общински бюджети.

Индикатор за изпълнение: Брой изпълнени проекти за разделно събиране и рециклиране на строителни отпадъци.

Отговорни институции: Общини, юридически лица със стопанска цел, УО на ПОС.

#### • **Национален план за управление на отпадъците 2021-2028 г.**<sup>9</sup>

Регулаторни, екологични, икономически мерки; реализация: 2021 - 2028 г.

Има ключова роля за ефективното и ефикасно управление на отпадъците в страната. Основните цели на Плана включват намаляване на вредното въздействие на отпадъците чрез превенция и насърчаване на повторната употреба, увеличаване на количеството на рециклирани и оползотворени отпадъци и намаляване на количествата и риска от депонирани битови и други отпадъци.

Разработени са пет програми за постигане на целите като част от Плана, а именно:

- Програма за предотвратяване на отпадъците с подпрограма за предотвратяване на отпадъците от храни;
- Програма за постигане на целите за подготовка за повторна употреба и за рециклиране на битовите отпадъци;
- Програма за постигане на целите за рециклиране и оползотворяване на отпадъци от строителство и разрушаване на сгради;
- Програма за постигане на целите за рециклиране и оползотворяване на масовите отпадъци с подпрограма за управление на отпадъците от опаковки;
- Програма за намаляване на количествата и риска от депонирани битови и други отпадъци.

Програмите съдържат както инвестиционни мерки, така и неинвестиционни - "меки" мерки. Инвестиционните мерки включват основно изграждането на инфраструктура. Инвестиционните мерки за различните видове инсталации са остойностени на базата на капацитета на инсталациите в съответствие с избория от МОСВ сценарий за бъдещото развитие на политиката по управление на отпадъците в следващия програмен период и средни инвестиции на тон/капацитет от сключените договори по ОПОС 2014-2020 г. за изграждане на регионални системи за управление на отпадъците. Инвестиционните мерки за съдове, транспортни средства, компостери и

---

<sup>9</sup>[https://www.moew.government.bg/static/media/ups/tiny/%D0%A3%D0%9E%D0%9E%D0%9F/%D0%9D%D0%9F%D0%A3%D0%9E-2021-2028/NPUO\\_2021-2028.pdf](https://www.moew.government.bg/static/media/ups/tiny/%D0%A3%D0%9E%D0%9E%D0%9F/%D0%9D%D0%9F%D0%A3%D0%9E-2021-2028/NPUO_2021-2028.pdf)

др. са устойчивости на базата на съответния брой съдове/транспортни средства и др., идентифициран в резултат на анализите и прогнозите и съответните средни цени в резултат на пазарно проучване.

"Меките" мерки включват разнообразна палитра от дейности в т.ч.: нормативни промени; назначаване на служители; обучение на служители; подготовка на покани за подаване на проекти; подготовка на проекти; разработване на методики, инструкции и др. административни актове; изпълнение на контролни дейности; провеждане на информационни кампании; разработване и внедряване на информационни системи и 46 др. Част от тях са устойчивости на базата на информация за изпълнението на сходни дейности и експертни допускания. Другата част от "меките" мерки не са устойчивости. Такива са мерките, влизащи в обхвата на дейностите, изпълнявани от съответните институции, отговарящи за изпълнението на съответната мярка напр. МОСВ, РИОСВ, общините и др. и са финансирани от бюджета на дейността на съответната институция.

Приблизителната стойност на устойчивостите по този подход програми е 1 428.51 млн. лв.

На инвестиционните мерки се падат 78% от планираните разходи в НПУО 2021-2028, а на меките мерки се падат съответно 22%. На Програмата за намаляване на количествата и риска от депонираните битови отпадъци се падат 51% от общите планирани инвестиции в НПУО 2021-2028, следвана от Програмата за достигане на целите за подготовка за повторна употреба и за рециклиране на битовите отпадъци – с 27.4% от инвестициите.

#### **• Стратегия и план за действие за преход към кръгова икономика за периода 2022-2027 г.**

Регулаторни, екологични, икономически мерки; реализация: 2022 - 2027 г.

Насочени са към постигане на ресурсна ефективност чрез прилагане на йерархията в управлението на отпадъците, предотвратяване на генерирането на отпадъци, насърчаване на повторната употреба и оползотворяване чрез рециклиране, намаляване на депата и ограничаване тяхното вредно въздействие върху околната среда и човешкото здраве. Стратегията формулира три стратегически цели:

- Зелена и конкурентна икономика;
- По-малко отпадъци и повече ресурси;
- Икономика, която облагодетелства потребителите.

институции: Общини, юридически лица със стопанска цел, УО на ПОС.

#### **Сектор Енергетика**

За енергийния сектор по-голямата част от мерките, които оказват влияние върху декарбонизацията, са включени в разделите за ВИ, енергийната ефективност, вътрешния пазар и енергийната сигурност по-долу, тъй като общите промени в тези измерения водят до намаляване на емисиите на ПГ. В допълнение към мерките,

изброени в тези раздели по-долу, има няколко други мерки, които имат косвено положително въздействие върху намаляването на ПГ. Всички изброени мерки от Третия национален план за действие за изменение на климата (2013-2020 г.) са удължени до 2030 г., както следва:

- Реконструкция на когенерационни инсталации и котли за централно отопление с турбини на природен газ;
- Намаляване на загубите от разпределителните и преносните мрежи;
- Намаляване на загубите в топлопреносните мрежи;
- Заместване на горивата - от въглища на природен газ;
- Увеличаване на високоефективното комбинирано производство;
- Увеличаване на дела на отоплението и охлаждането въз основа на възобновяеми енергийни източници;
- Подобряване на ефективността на производството в съществуващите въглищни електроцентрали.

*Създаване на условия за преход от въглища към горива с нисък въглероден интензитет чрез реализиране на следните проекти:*

Подходящо е осигуряване на нова довеждаща газопреносна инфраструктура за пренос до топлоелектрически централи и други потенциални потребители във въглищни региони за създаване на условия на пазарен принцип за модернизация на горивните инсталации на ТЕЦ и други енергийни потребители, за преминаване от въглища на природен газ.

Това ще създаде също и необходимите условия за гъвкава и ефективна експлоатация на инсталациите след модернизацията им, в съответствие с ангажиментите за декарбонизация на енергийния сектор и преход към нетна въглеродна неутралност. „Булгартрансгаз“ ЕАД разработва проект за изграждане на довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на електроцентрали и други потребители в източномаришкия регион.

Проектът обхваща комплекс от дейности за осигуряване на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане („готова за бъдещето“ - пригодна за пренос на водород) с достатъчен капацитет за пренос до топлоелектрически централи и други потенциални потребители в източномаришкия въглищен регион.

Планираните дейности включват проектиране, доставки, изграждане и въвеждане в експлоатация на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с обща дължина около 73 км (45 км с DN700 и 28 км с DN500) и прилежащите ѝ технологични съоръжения. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е 2026 г.

*Обобщени политики и мерки за битовия и обществен сектор*

- Газоснабдяване на домакинствата;
- Монтаж на слънчеви колектори;

- Обновяване (саниране) до определения годишен процент на обществените и държавни сгради (с обща площ над 250 квадратни метра) след влизането в сила на директивата за енергийна ефективност;
- Въвеждане на задължителна схема за енергийна ефективност (намаляване на потреблението на гориво и енергия в консумацията на крайно потребление на енергия);
- Ускоряване на датата, на която да влезе в сила Регламентът за екодизайна 2015/1185; и въвеждане на задължително, ускорено прекратяване на традиционните замърсяващи отоплителни уреди (печки) в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020 - 2030 г.;
- Въвеждане на стандарт за качество на горивата за въглища (в национален мащаб), сурогатни мерки за намаляване на съдържанието на влага в дърва за огрев, използвани в общини, които не отговарят на критериите за качество на въздуха PM10 и, евентуално, на максимален стандарт на съдържание на влага за дърва за огрев, в съответствие с Националния контрол на замърсяването на въздуха Програма 2020-2030 г.;
- Домакинствата, засегнати от задължителното прекратяване на традиционните печки за преминаване към отопление с природен газ (повторно свързване и нови връзки), централно отопление (повторно свързване и нови връзки) или отоплителни уреди, отговарящи на екодизайна), в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г.

*При използването на различни от конвенционалните горива за първично производство на енергия, е необходимо да бъдат приложени и следните мерки:*

- Разработване и приемане на национален анализ на потенциала за устойчива биомаса от всички сектори (вкл., но не само на горите и селското стопанство) и критерии за устойчивост, като се вземат предвид критериите за устойчивост на Директивата (ЕС) 2018/2001;

Не е възлаган и изготвян подобен национален анализ за сектор Гори. Сходен анализ е разработен в Националния план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г.

- Синхронизация между стратегически документи във връзка с управлението и използването на горите. Когато се извършват преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Такива стратегически документи, които трябва да бъдат преразгледани, актуализирани, приведени в съответствие с ИНПЕК, могат да включват: Доклад за горския сектор,

приложение към Плана за действие на Националната стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България, Национална стратегия за развитие на горския сектор, Национален план за действие за енергия от горска биомаса, Национален план за действие за възобновяема енергия;

Извършена е оценка на изпълнението на Националната стратегия за развитие на горския сектор в Република България 2013-2020 г. (НСРГСРБ 2013-2020 г.). Съгласно чл. 9, ал. (1), т. 1 от Закона за горите е изготвен Стратегически план за развитие на горския сектор 2014-2023 г. (СПРГС 2014-2023 г.), в който са зададени конкретните действия за изпълнение на стратегическите цели, приоритети и мерки, заложи в НСРГСРБ. Предвид изтичане на срока на действие на НСРГСРБ 2013-2020 г., през 2022 г. е изготвен проект на НСРГСРБ до 2030 г., който предстои да бъде одобрен от Министерския съвет. Необходим е мониторинг и актуализация на Националния план за действие за енергия от горска биомаса, 2018-2027 г.

- Синхронизация между стратегически документи във връзка със селскостопанския сектор. Когато се извършва преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Стратегическите документи, които ще бъдат преразгледани, актуализирани и приведени в съответствие с ИНПЕК, могат да включват планове за прилагане на Общата селскостопанска политика за периода след 2020 г.;
- Синхронизация между стратегически документи във връзка със сектора на отпадъците. Когато се извършва преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Стратегическите документи, които ще бъдат преразгледани, актуализирани и съгласувани с ИНПЕК, могат да включват: План за управление на отпадъците и съответните програми като Програма за постигане на биоразградими цели за отпадъци, в т.ч. за биологичните отпадъци и Програмата за подобряване на йерархията на управление на други потоци от отпадъци и намаляване на риска за околната среда от депата за периода след 2020 г.

Счита се, че прилагането на горепосочените допълнителни мерки има положително отражение както върху производството на първична енергия, така и върху секторите на ЗПЗГС.

## **Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство**

### **Закон за горите**

Горското планиране се осъществява на три нива и включва Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България и стратегически план за развитие на горите, областни планове за развитие на горските територии и горскостопански планове и програми.

Горскостопанските планове и програми определят допустимият размер на ползването на горските ресурси и насоките за постигане на целите за управление на горските територии за период от 10 години. Законът за горите не допуска намаляването на съществуващата лесистност на територията на Република България, както и на територията на общини, чиято лесистност е под 10 на сто общия процент на горската земя в страната. Промяната на използването на земята в горските територии е възможна само в определени конкретни случаи.

### **Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г.**

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

Извършен е окончателен мониторинг върху изпълнението на Националната стратегия за развитие на горския сектор в Република България 2013-2020 г. от междуведомствена работна група с участието на неправителствения сектор.

Предстои одобрението от МС на Националната стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода до 2030 г.

На базата на одобрения документ ще бъде изготвен нов Стратегически план за развитие на горския сектор.

Процесът включва и извършване на окончателен мониторинг на изпълнението на Стратегическия план за развитие на горския сектор 2014-2023 г.

### **Стратегически план за развитие на горския сектор 2014-2023 г. (СПРГС)**

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“.

Постигането на тези цели се гарантира и от изпълнението на Програмата от мерки за адаптация на горите в Република България и смекчаване негативното влияние на климатичните промени върху тях.

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, подобрянето на земята и приемането на рекултивирани площи са определени в Наредба № 26 за рекултивация на земите, подобряване на нископродуктивните земи, отнемане и оползотворяване на хумусния слой.

Към настоящия момент е утвърден докладът за втория междинен мониторинг и оценка на изпълнението на Стратегическия план за развитие на горския сектор 2014-2023 г. Един от основните стратегически документи, съдържащи мерки за земеползването, промяна в земеползването и горското стопанство, е НПДИК 2013-2020 г., чиито мерки ще продължат да се прилагат и след 2030 г.:

- Използване на "незалесени площи, предназначени за залесяване" в горските територии;



- Залесяване на изоставена земеделска земя, голи и обезлесени площи, ерозирали и застрашени от ерозия територии извън горските територии.

Подмярка 8.1. „Залесяване и поддръжка“ от мярка М08 „Инвестиции в развитие на горските райони и подобряване на жизнеспособността на горите“ от ПРСР 2014-2020 е в процес на прилагане. Отчита се необходимост от промени в нормативната уредба в горския сектор, регламентиращи създаването, стопанисването и ползването на дървесина в земеделски земи. В НСПРЗСР 2023-2027 г. е предвидена за прилагане интервенцията II.Г.10 - Залесяване и възстановяване.

- Увеличаване на площта за градски и крайградски паркове и зелени зони;
- Възстановяване и устойчиво управление на влажните зони. Защита и опазване на влажните зони в горските територии, торфищата, блатата.

В НСПРЗСР 2023-2027 г. е предвидена интервенция за изграждане или обновяване на площи за широко обществено ползване.

- Възстановяване и поддръжка на защитни горски пояси и ново противоерозионно залесяване.

Подобна мярка не е прилагана по ПРСР 2014-2020 г. В НСПРЗСР 2023-2027 г. е предвидена за прилагане интервенцията II.Г.10 - Залесяване и възстановяване.

- Увеличаване на плътността в изредените естествени и изкуствени насаждения.
- Въвеждане на нова мярка/дейност, свързана със създаването на култури от бързорастящи дървесни видове за производство на дървесина за енергийни цели (плантации с кратка ротация).

#### *ii. По целесъобразност регионално сътрудничество в тази област*

*Регионалното сътрудничество в тази област не е целесъобразно*

#### *iii. 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*

*Неприложимо*

### **3.1.2. Енергия от възобновяеми източници**

За постигането на определената национална цел от 34.1% 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 на 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 потребление на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане се дава приоритет на използването на високоефективните отоплителни и охладителни инсталации, на въвеждането на иновативните технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, и на използването на отпадна топлина и студ.

Използването на биомаса за централизирано и локално производство на топлинна енергия ще се увеличи при спазване на изискванията на чл. 28, параграфи 2—7 и параграф 10 на Директива (ЕС) 2018/2001.

За постигането на 15.2 % дял на енергията от ВИ в крайното потребление в транспорта 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 секторите на пътният и железопътният 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, усилията ще бъдат насочени към разгръщане на електрическата мобилност, развитието и стимулиране използването на обществения електрически транспорт, както и към ускоряване интеграцията на съвременни технологии в железопътен сектор.

*і. 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 до 2035 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 500

kW. Предоставянето на помощта ще продължи до изтичане на определения в договорите за изкупуване срок.

Производството на електрическа енергия от ВИ от централи с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, за които са сключени дългосрочни договори за изкупуване по преференциални цени ще се стимулира чрез предоставяне на премия за произведените от тях количества електрическа енергия до размера на определеното им нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната им цена. Предоставянето на помощта ще продължи до изтичане на определения в договорите за изкупуване срок.

Нови дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени се сключват само за обекти 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.

Остатъчният бюджет за помощта за производство на електрическа енергия от ВИ за периода от 1 януари 2023 г. до изтичане на определените в договорите за изкупуване по преференциални цени и компенсиране с премии срокове възлиза на 2 925 486 хил. евро<sup>10</sup>.

Изграждането на нови централи, използващи вятърна и слънчева енергия, и биомаса ще се реализира на пазарен принцип и без предоставянето на инвестиционна или оперативна финансова подкрепа.

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 инициирана процедура за стартиране на схема за подпомагане чрез търгове.

*2) Облекчаване на административните процедури и процедурите по присъединяване при изграждане на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от ВИ*

Рационализирането на административните процедури и ускоряването на процедурите по присъединяване са ключов фактор за ускоряване използването на енергия от ВИ във всички сектори, в т.ч. в промишлеността и сградния фонд. В тази посока са предприети действия по изменения в законодателството, регламентиращо изграждането и присъединяването на енергийни обекти, използващи енергия от ВИ. Извършване на промени в нормативната уредба, свързани с преодоляване на идентифицираните в оценките по чл. 18а, т. 5 и чл. 18б, т. 4 от ЗЕВИ бариери пред

---

<sup>10</sup> Одобрена от ЕК държавна помощ SA.44840 (2016/NN) — България Подпомагане на производството на енергия от възобновяеми източници в България

развитието на потребителите на собствена електрическа енергия и общност за възобновяема енергия.

В изпълнение на изискванията на чл. 7, ал. 2, т. 17 от ЗЕВИ изпълнителният директор на Агенцията за устойчиво енергийно развитие изготвя оценка на съществуващите неоснователни пречки и на потенциала за развитието на потребителите на собствена електрическа енергия и на общностите за възобновяема енергия. Изготвените оценки се представят за одобрение от министъра на енергетиката и съдържат предложения за премахване на необоснованите регулаторни и административни пречки.

*3) Създаване на възможност за развитие на вятърната енергия в морето*

В процес на разработване са законодателни промени, с които ще се регламентират условията за проучване на потенциала на енергийния ресурс, пригодността на избраните площи за реализация на инвестиционни проекти и изграждане на енергийни обекти в морските пространства с оглед ефективното усвояване на ветровия потенциал и създаването на условия за реализирането на бъдещи съвместни проекти с други държави членки.

Предприети са инициативи за трансгранично сътрудничество с Румъния и Гърция за подкрепа и насърчаване на проучването и развитието на устойчивото използване на офшорния вятърен потенциал в Черно и Егейско море.

*4) Въвеждане на процес на планиране на приоритетни зони за ускорено развитие на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от вятърна енергия*

Предстои разработването на План за определяне на приоритетни зони за развитие на обекти за производство на електрическа енергия от вятърна енергия. В процеса на планиране с приоритет ще се разглеждат изкуствените застроени площи, като покриви на сгради, площи със съществуваща транспортна инфраструктура, зони за паркиране, площадки за отпадъци, промишлени зони, индустриални паркове кариери, изкуствени водни басейни и резервоари, урбанизирани територии, нарушени терени, пасища, хвостохранилища, депа за отпадъци и земи с влошено качество, които не може да се използват в селското стопанство. В приоритетните зони ще се въведат кратки срокове за административни разрешения за изграждане, реконструкция и въвеждане в експлоатация на енергийни обекти, а така също за извършването на оценка на въздействието върху околната среда.

*5) Създаване на центрове за административно обслужване*

За улесняване на инвестиционния процес към всяка община се създават центрове за административно обслужване, които да предоставят указания и информация и да организират процедурите по издаване на разрешение за строеж и/или на разрешение за ползване или удостоверение за въвеждането в експлоатация на енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от възобновяеми източници и на съоръжения за присъединяването им към съответната мрежа, включително при

реконструкция и модернизация на съществуващи енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от ВИ.

б) Изисквания за използване на енергия от ВИ в сгради

В Закона за енергията от възобновяеми източници 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;
- Термопомпи и геотермални системи.

В съответствие с изискванията на Наредба № РД-02-20-3 от 9.11.2022 г. за техническите изисквания към енергийните характеристики на сгради считано от 1 януари 2024 г. всички нови сгради се проектират с близко до нулево потребление на енергия, като „Сграда с близко до нулево потребление на енергия“ е сграда, която отговаря едновременно на следните условия:

- Енергопотреблението на сградата, определено като първична енергия, отговаря на клас А от скалата на класовете на енергопотребление за съответния тип сгради;
- Не по-малко от 55 на сто от потребената (доставената) енергия за отопление, охлаждане, вентилация, гореща вода за битови нужди и осветление е енергия от възобновяеми източници, разположени на място на ниво сграда или в близост до сградата.

7) *Създаване на условия за издаване на гаранции за произход за енергия от ВИ, биогаз и зелен водород*

В процес на разработване е нова наредба, с която ще бъдат определени условията и редът за създаване и поддържане на системата за издаване на гаранции за произход, включително за създаване и поддържане на единен електронен регистър на гаранциите за произход. С наредбата ще се въведат изискванията на стандарт CEN-EN 16325 при издаването, прехвърлянето и отмяната на гаранциите за произход и ще се предостави възможност за издаване на гаранция за произход за биогаз и зелен водород.

Планирани са и дейности на АУЕР, свързани с пълноправното ѝ членство в Европейската асоциация на издаващите органи (AIB). Към настоящия момент АУЕР е със статут на „наблюдател“.

*8) Оптимизиране на нормативната уредба за прилагане на завишените изисквания по Директива (ЕС) 2018/2001 по отношение на критериите за устойчивост и намаляването на емисиите на ПГ*

В ЗЕВИ са извършени промени, с които се въвеждат изискванията на Директива (ЕС) 2018/2001 по отношение на критериите за устойчивост и критериите за намаление на емисиите на ПГ.

Предприети са действия по извършването на промени в подзаконовата нормативна уредба към ЗЕВИ, с която да се постигне пълно транспониране на изискванията по Директива (ЕС) 2018/2001 по отношение на критериите за устойчивост и за намаляване на емисиите от ПГ.

*9) Въвеждане на задължения към доставчиците на горива и електрическа енергия за изпълнението на целта 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 въглеродни горива.

*10) 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 Директива (ЕС) 2018/2001 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-широкомасщабните 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, от 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, биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни транспортни горива от небиологичен произход и рециклирани въглеродни горива в зависимост от специфичните условия в общината, в рамките на програми за насърчаване използването на енергията от ВИ и биогорива и в съответствие с приоритетите в националните програми и стратегически документи за насърчаване използването на тези горива в транспорта.

11) *Стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност и използване на енергия от ВИ в транспорта*

За стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност са регламентирани отговорности към местните власти в рамките на своите дългосрочни програми да въвеждат собствени специфични мерки на своята територия, които да увеличат атрактивността от използването на този транспорт. В тези програми следва да бъдат предвидени мерки за насърчаването развитието и използването от населението на градския и железопътния електротранспорт, чрез мерки за използване на енергия от ВИ в общинския транспорт, както и на възобновяеми течни и газообразни транспортни горива от небиологичен произход и рециклирани горива в транспорта и схеми за подпомагане на такива проекти.

12) *Въвеждане на изисквания за интегриране на енергия от възобновяеми източници на регионално и местно ниво, при планирането, проектирането, изграждането и модернизиранието на селищна инфраструктура, промишлени, търговски или жилищни зони и транспортна и енергийна инфраструктура, включително районни отоплителни и охладителни мрежи, газови мрежи, както и мрежи за алтернативни горива*

13) *Насърчаване използването на геотермална енергия*

С оглед усвояване потенциала на този вид възобновяем енергиен източник ще се насърчи реализацията на малки по мащаб проекти за производство на топлинна енергия в централизирани и локални системи.

Различни проучвания и национални стратегии показват, че България е богата на геотермални находища, от които проучените са над 840 водоизточника с температура до 103 градуса по Целзий. Регистрираните минерални извори с различен дебит и температура между 20 и 101.4 градуса са 136 броя. В същото време само 18% от геотермалната енергия на страната се използват, а разкритите минерални извори са едва 6%.

Развитието на технологиите, свързани с оползотворяване на енергията, съхранявана под формата на топлина в подземните води, се развиват динамично и изискват адекватни и навременни решения, с оглед ефективното им и икономически целесъобразно използване, при съблюдаване на националните особености.

За насърчаване използването на геотермална енергия със ЗИД на ЗЕВИ (Обн. ДВ. бр. 86 от 13.10.2023 г.) са извършени изменения и допълнения в ЗЕВИ, Закона за подземните богатства, Закона за водите и Закона за устройство на територията.

В ЗЕВИ са регламентирани по-кратки срокове за издаване на разрешение за строеж за монтаж на геотермални термopомпи за производство на топлинна и електрическа енергия, като се прилагат условията, определени в чл. 7 от Регламент (ЕС) 2022/2577 на Съвета от 22 декември 2022 г. за определяне на рамка за ускоряване на внедряването на енергия от възобновяеми източници. При издаването на разрешения за инсталиране на геотермални термopомпи с инсталирана мощност под 50 MW

процесът на издаване на разрешения за инсталирането не трябва да надвишава три месеца.

Приоритетно ще се извършва присъединяване на обекти за производство на топлинна енергия от геотермална енергия към топлопреносната мрежа и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от геотермална енергия.

Въведени са по-детайлни дефиниции, съобразно дълбочината на геотермалния ресурс, с което се осигурява правна сигурност по отношение на разрешителния и регулаторния режим, приложим към проучването и експлоатацията на геотермални ресурси.

В Закона за подземните богатства е извършена регламентация на реда за издаване на разрешения за търсене и проучване или за проучване и предоставяне на концесии за експлоатация на дълбоки геотермални ресурси, предоставяне на концесии за експлоатация на дълбоки геотермални ресурси осигурява правна сигурност по отношение на режима, приложим към проучването и експлоатацията на всички подземни ресурси. Определен е начин за обмен на информация и документация между компетентните институции относно предоставяне на права за геотермални ресурси, с цел въвеждане на облекчения за потенциалните заявители на права върху такива ресурси.

В Закона за водите се регламентират процедурите за предоставяне на разрешителни за водовземане и водоползване с цел експлоатация на плитки и дълбоки геотермални ресурси, както и необходимите мерки за гарантиране, че няма замърсяване на подпочвените води и водните повърхности, както при проучвания за геотермална енергия, така и по време на експлоатация на инсталацията. Направена е връзка по отношение на съответното разрешение за търсене и проучване или проучване или концесия за добив на дълбоки геотермални ресурси със Закона за подземните богатства.

В Закона за устройство на територията се въвежда опростена процедура относно измененията на общите устройствени планове, регламентирани са необходимите документи за издаване на разрешение за строеж и случаите, в които такова разрешение не е необходимо за изпълнението на проекти за използване на плитки геотермални ресурси.

Във връзка с изискванията на Директива (ЕС) 2023/2413 за изменение на Директива (ЕС) 2018/2001, Регламент (ЕС) 2018/1999 и Директива 98/70/ЕО по отношение на насърчаването на енергията от възобновяеми източници, ще бъдат положени усилия за въвеждане на ефективна инфраструктура в районните отоплителни и охладителни системи с цел насърчаване на производството на топлинна енергия и енергията за охлаждане от геотермална енергия, други технологии за геотермална енергия.

- 14) *Изготвяне и предоставяне за ползване на наръчник за процедурите при изграждането или реконструкцията на енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от възобновяеми източници*



Със ЗЕВИ се въвеждат задължение за изпълнителния директор на Агенция за устойчиво енергийно развитие да разработи, наръчник за процедурите при изграждането или реконструкцията на енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от ВИ и да го публикува на интернет страницата на агенцията. Наръчникът следва да бъде предоставен на кметовете на общините. Създадените към всяка община центрове за административно обслужване предоставят по подходящ начин наръчника за ползване от заинтересованите страни.

15) *Изпълнение на инвестиции по Националния плана за възстановяване и устойчивост на Република България (НПВУ) по компонент 2.Б.1 „Нисковъглеродна икономика“, свързани с насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и системите за съхранение на енергия*

→ Инвестиция С4.І4: „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“

Инвестицията включва всеобхватна програма за цялостната цифрова трансформация на системите и процесите на енергийния системен оператор, обхващаща автоматизираното управление на подстанциите, модернизиране на системата за надзорен контрол и събиране на данни (SCADA) с въвеждането на възможност за далечно резервиране, разширяване и модернизиране на телекомуникационната мрежа, включително всеобхватна система за киберсигурност и модернизиране на системите за администриране на пазарите на електроенергия.

В резултат на тези действия трябва да бъдат изпълнени условията и изискванията за техническата осъществимост на системата за пренос на електрическа енергия, за да се интегрира в електроенергийната система кумулативен нов капацитет от 4 500 MW за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници до 31 март 2026 г. Освен това до 30 юни 2025 г. на пазара ще бъде предоставен кумулативен допълнителен нетен междусистемен капацитет от 1 200 MW с Румъния и Гърция в сравнение със съществуващия наличен капацитет.

Общият бюджет на инвестицията е 611 млн. лв., от които 370 млн. лв. са средства по Механизма за възстановяване и устойчивост и 241 млн. лв. е финансиране

Предвидените в инвестицията дейности са в процес на изпълнение, като крайният срок за изпълнение на инвестицията е до 31 март 2026 г.

→ Инвестиция 6 (С4.І6): „Подкрепа за нови мощности за производство на електроенергия от възобновяеми източници и за съхранение на електроенергия“

Основната цел на инвестицията е да допринесе за увеличаване на дела на чиста енергия в енергийния микс на България по пътя към климатична неутралност чрез предоставяне на подкрепа за изграждането и интегрирането в електрическата мрежа на нови допълнителни 1 425 MW мощности за производство на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия заедно с 350 MW локални съоръжения за съхранение на електрическа енергия. Предоставянето на финансово подпомагане ще се предоставя само за системите за съхранение на енергия.

Предвижда се подкрепа на широк спектър на системи за съхранение на енергия, включително съоръжения за съхранение на енергия в точката на потребление без отдаване към мрежата или към която има изградена система за производство на електроенергия за собствено потребление и за продажба, съоръжения за съхранение на енергия към производител на електроенергия и съоръжения за съхранение на енергия като самостоятелен обект на потребление и производство.

Общият бюджет на инвестицията е 2 млрд. лв., от които безвъзмездното финансиране по Механизма за възстановяване и устойчивост е 663 432 375 лв. Средствата ще бъдат предоставени въз основа на провеждането на търгове.

→ Инвестиция 2 (C4.I2) „Подкрепа за енергия от възобновяеми източници за домакинствата“

По инвестицията се очаква да бъдат подкрепени най-малко 10 000 домакинства с неефективни източници на топлинна енергия на твърдо гориво за инсталиране на най-доброто оборудване за слънчеви инсталации за битово горещо водоснабдяване и фотоволтаични системи до 10 kWp, включително системи за съхранение на електрическа енергия.

Определеният общ бюджет по инвестицията е в размер на 240.00 млн. лв., като 140 млн. лв. е безвъзмездното финансиране, осигурено по Механизма за възстановяване и устойчивост и 100 млн. лв. е националното публично и частно съфинансиране.

→ Инвестиция 5: (C4.I5) „Схема за подпомагане на пилотни проекти за производство на зелен водород и биогаз“

Схемата предвижда изграждането на 55 MW електролизьори, производството на 7 800 т зелен водород годишно, изграждането на инфраструктура, пригодна за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива. Общият планиран бюджет на инвестицията е 136.9 млн. лв. (68.5 млн. лв. за сметка на Механизма за възстановяване и устойчивост и 68.5 млн. лв. частно съфинансиране) с период на изпълнение 2022 - 2026 г.

*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 Директива (ЕС) 2018/2001. В тази връзка в случай на излишък или недостиг от енергия от ВИ България ще се възползва от механизма за статистически прехвърляния.

България разглежда като възможност за изпълнение на националната си цел за дял на енергията от ВИ в брутното 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.

В резултат от изпълнението на тези мерки се предвижда реализация на проекти за производство на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ в размер на 46 000 MWh/годишно и годишни намаления на емисиите на CO<sub>2</sub> от 54 280 tCO<sub>2</sub>.

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 модернизиране 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 разходоэффективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. В периода 2021-2030 г. 2% от общото количество квоти на ЕС ще бъдат продавани на търг и средствата постъпват в Модернизационния фонд, съгласно член 10, параграф 1 от Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоэффективните 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*

Не е приложимо

*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*

С приетите промени в ЗЕВИ е предвидено общините да изпълняват функциите на звена за контакт, като е предвиден срок до 4 месеца от влизането в сила на закона (13 октомври 2023 г.) кметовете на общини да организират дейността на централите за административно обслужване.

За подпомагане на дейността на централите АУЕР ще изготви ръководник за процедурите при изграждането или реконструкцията на енергийни обекти и съоръжения за производство на енергия от възобновяеми източници при спазване на изискванията на Закона за устройство на територията, Закона за енергетиката, този закон, Закона за опазване на околната среда, Закона за биологичното разнообразие и подзаконовите нормативни актове по прилагането им.

Осигуряването на необходимата информираност и адекватно обучение са важен фактор за да се насърчи по-широкото навлизане 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.

В изпълнение на Директива (ЕО) 2018/2001 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.

#### *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 CO<sub>2</sub> 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, термopомпи 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 CO<sub>2</sub>.

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. 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 за увеличаване на дела на енергията от ВИ, произведените от горскостопанска биомаса, биогорива, нетранспортни течни горива от биомаса и газообразни и твърди горива от биомаса са регламентирани изисквания за свеждане до минимум на риска от използване на биомаса, получена вследствие на неустойчиво производство. Регламентирани са и 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.

По този начин се осигурява използването на дървесината, отговаряща на определени изисквания за качество. В тази връзка е разработена и е приета Наредба № 6 от 07.10.2019 г. на министъра на земеделието, храните и горите за изискванията и контрола върху дървесината, която се използва за битово отопление (обн. в ДВ, бр. 81 от 15.10.2019 г., в сила от 15.10.2019 г.).

### 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 разходоефективните 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 2021-2030 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)*

Един от основните приоритети на националната транспортна политика е развитието на железопътния транспорт. Той е един от най-устойчивите и безопасни видове транспорт. До 2030 г. ще продължи изграждането и модернизацията на железопътната инфраструктура, предвижда се изграждане на жп връзки с летищата, развитие на жп възли, реконструкция на ключови гарови комплекси, както и изграждане на интермодални терминали. Ще продължи внедряването на Европейската система за управление на железопътния трафик (ERTMS) по жп линии.

По линия на Националния план за възстановяване и устойчивост (НПВУ) се предвижда доставка и поддръжка на железопътен подвижен състав (35 бр. едноетажни електрически мотрисни влака, 7 бр. двуетажни електрически мотрисни влака, 20 бр. едноетажни електрически влака тип „push – pull“ и 18 бр. електрически маневрени локомотиви); доставка на бордово оборудване за 108 електрически локомотива и мотрисни влака; изграждане на Интермодален терминал в Русе и внедряване на ERTMS Ниво 2 в участъка Русе – Каспичан.

Ще продължи и разширението на софийското метро.

*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))*

**1) Определяне на общата кумулативна цел до 2030 г.**

За подпомагане изпълнението на националната цел за енергийната ефективност и в изпълнение на изискванията на чл. 8, чл. 9 и чл. 10 от Директива (ЕС) 2023/1791 на Европейския Парламент и на Съвета от 13 септември 2023 година за енергийната



ефективност и за изменение на Регламент (ЕС) 2023/955 (преработен текст), 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 2030 г.

Общата кумулативна цел за периода от 2021 г. до 2030 г. е определена при спазване на изискванията на Директива ЕС 2023/1791 и възлиза на 6 227.39 ktce. Данни за средните продажби на енергия на крайни потребители за периода 2016-2018 г. са представени в следващата таблица.

**Таблица 8:** Средно крайно енергийно потребление за периода 2016-2018 г., ktce

	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Крайно енергийно потребление	9 649.4	9 896.5	9 921.3
Средно потребление за периода 2016 – 2018 г.	9 822.4		

При разпределението на общата кумулативна цел по години за периода от 2021 г. до 2030 г. е спазено изискването на чл. 8, пар. 1, т. б) кумулативните икономии на енергия при крайното потребление да са равни най-малко на:

- 0.8% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2023 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.3% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2024 г. до 31 декември 2025 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.5% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2026 г. до 31 декември 2027 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.;
- 1.9% от годишното крайно енергийно потребление от 1 януари 2028 г. до 31 декември 2030 г., осреднено за последния тригодишен период, предхождащ 1 януари 2019 г.

**Таблица 9:** Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2021-2030 г., ktоe

Година	Годишни енергийни спестявания в крайното потребление										Общо
2021	78.58										78.58
2022	78.58	78.58									157.16
2023	78.58	78.58	78.58								235.74
2024	78.58	78.58	78.58	127.69							363.43
2025	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69						491.12
2026	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34					638.46
2027	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34				785.79
2028	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63			972.42
2029	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63	186.63		1 159.04
2030	78.58	78.58	78.58	127.69	127.69	147.34	147.34	186.63	186.63	186.63	1 345.67
ОБЩО кумулативни спестявания за периода 2021-2030 г.											6 227.39

Схема за задължения за енергийна ефективност до 2030 г.

За подпомагане изпълнението на националната цел за енергийна ефективност до 31 декември 2030 г. е въведена схема за задължения за енергийни спестявания, както и алтернативни мерки, които да осигурят постигането на обща кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия за периода от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г.

Разликата между общата кумулативна цел и прогнозните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки се разпределя като индивидуални цели за енергийни спестявания между следните задължени лица, действащи на територията на Република България:

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. Теплопреносни предприятия и доставчици на топлинна енергия, които продават топлинна енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
3. Крайните снабдители и търговци на природен газ, които продават на крайни клиенти повече от 1 млн. кубически метра годишно;
4. Търговци на течни горива, които продават на крайни клиенти повече от 2 000 тона течни горива годишно;
5. Търговци на твърди горива, които продават на крайни клиенти повече от 13 хил. тона твърди горива годишно.

Очакваните нови годишни спестявания на енергия в крайното енергийно потребление, постигнати чрез Схема за задължения, разпределени по години са:

11.85 ktOE/г. (2023-2024)

20.43 ktOE/г. за 2025 г.

23.57 ktOE/г. (2026-2027)

29.86 ktOE/г. (2028-2030)

### **Алтернативни мерки**

#### 1) Алтернативна мярка 1

Средства за мерки по енергийна ефективност и възобновяеми източници по програми (Програма "Околна среда" 2021-2027 г., Програма "Конкурентоспособност и иновации в предприятията" 2021-2027 г., Програма „Развитие на регионите“ 2021-2027 г. и Програма „Транспортна свързаност“)

##### 1.1 Програма "Околна среда" 2021-2027 г.

Управляващ орган на Програма „Околна среда“ 2021-2027 г. (ПОС) е Главна дирекция "Оперативна програма околна среда" към Министерство на околната среда и водите.

Програмата насърчава съответствието на интервенциите, които ще бъдат подпомогани с целите на Европейската зелена сделка и прехода към климатична неутралност и по-специално прехода към кръгова и основаваща се на ефективно използване на ресурсите икономика. Сред приоритетите с пряк енергоспестяващ ефект е приоритет „За по-чист въздух“, който подпомага прехода към екологично отопление на домакинствата чрез подмяната на неефективни отоплителни уреди с ефективни такива.

##### 1.2 Програма „Конкурентоспособност и иновации в предприятията“ 2021-2027 г. Управляващ орган на Програма „Конкурентоспособност и иновации в предприятията“

2021-2027 г. (ПКИП) е Главна дирекция „Европейски фондове за конкурентоспособност“ към Министерство на иновациите и растежа.

Програмата предвижда подкрепа за дейности, насочени към изпълнение на мерки за енергийна ефективност в предприятията въз основа на препоръки от енергиен одит (обследване за енергийна ефективност): въвеждане и сертифициране на системи за енергиен мениджмънт и въвеждане на системи за мониторинг и контрол на енергийното потребление.

### 1.3 Програма „Развитие на регионите“ 2021-2027 г.

Управляващ орган на Програма „Развитие на регионите“ 2021-2027 (ППР) - Главна дирекция "Стратегическо планиране и програми за регионално развитие" при Министерство на регионалното развитие и благоустройството. Програмата предвижда подкрепа за мерки за повишаване на енергийната ефективност в жилищни и обществени сгради, вкл. студентски и ученически общежития: кампании за повишаване на осведомеността и всички видове мерки за енергийна ефективност в сградите, вкл. конструктивно (и сеизмично) укрепване, системи за отопление и климатизация, интегрирани инсталации за възобновяема енергия на място, оборудване за зареждане на електромобили, цифровизация на сградите, зелена инфраструктура и др. Подобрената енергийна ефективност на сградния фонд ще доведе до по-нисък разход на енергия, което има и принос за намаляване на емисиите на замърсители на въздуха. За подобряване на жилищните условия и енергийните характеристики на сградите ППР ще подпомага обновяването на сградния фонд в съответствие с Дългосрочната национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г., като е предвидено да осигури над 3% от общия необходим финансов ресурс за обновяване на сградния фонд и инвестиции в енергийна ефективност, с което се очаква да бъдат постигнати 10% от заложените цели за понижаване на годишното потребление на енергия до 2030 г. по ИНПЕК.

### 1.4 Програма „Транспортна свързаност“

Управляващ орган на Програма „Транспортна свързаност“ 2021-2027 г. (ПТС) е дирекция "Координация на програми и проекти" към Министерството на транспорта и съобщенията.

В ПТС са включени мерки за интермодалност в градска среда и изграждане на зарядни станции за електромобили по републиканската пътна мрежа. Програма „Транспортна свързаност“ осигурява средства в размер на 92 млн. лв. за зарядна инфраструктура за алтернативни горива по републиканската пътна мрежа и в пристанищата. Целта е да се насърчи поетапното изтегляне от употреба на високоемисионните автомобили и замяната им с електромобили.

Предвидени са и мерки за повишаване енергийната ефективност на обществените пространства, въвеждане на интелигентни модерни системи за управление на пасивни и активни системи за отопление, климатизация, осветление, информация и др.

**Таблица 10:**

Вид на политическата мярка	Финансов инструмент
Кратко описание на политическата мярка	Оперативните програми са съфинансирани от Европейския съюз чрез Европейския фонд за регионално развитие и от държавния бюджет на Република България. Интензитета на безвъзмездната финансова помощ е от 50 до 100%.
Планиран или прогнозен бюджет	Прогнозният бюджет по двете програми за периода 2021-2030 е 1 398.579 млн. лв.
Очаквани кумулативни спестявания в крайното енергийно потребление	712.32 ktOE
Очаквани нови годишни спестявания на енергия в крайното енергийно потребление	11.31 ktOE/г. (2021-2022) 12.12 ktOE/г. (2023-2024) 15.03 ktOE/г. (2025-2030)
Изпълнение на публичните органи, участващите или поверените страни и техните отговорности за прилагане на политическата мярка	Управляващ орган на Програма "Околна среда" - Главна Дирекция "Оперативна програма околна среда" при Министерство на околната среда и водите  Управляващ орган на Програма "Конкурентоспособност и иновации в предприятията" - Главна дирекция „Европейски фондове за конкурентоспособност“ при Министерство на иновациите и растежа  Управляващ орган на Програма „Развитие на регионите“ 2021-2027 - Главна дирекция "Стратегическо планиране и програми за регионално развитие" при Министерство на регионалното развитие и благоустройството  Управляващ орган на Програма „Транспортна свързаност“ 2021-2027 г. - дирекция "Координация на програми и проекти" към Министерството на транспорта и съобщенията
Целеви сектори	Домакинства, Индустрия, Услуги.

## 2) Алтернативна мярка 2

Въвеждане на национален механизъм за финансиране на енергийна ефективност – Национален декарбонизационен фонд

**Таблица 11:**

Вид на политическата мярка	Национален декарбонизационен фонд (НДФ)
Кратко описание на политическата мярка	Като основна финансова схема в подкрепа на обновяването на сградния фонд в България е предвидено създаването на „Национален декарбонизационен фонд“ (НДФ). Фондът ще адаптира финансовите инструменти или структурира допълнителни такива при идентифицирана необходимост, като се позовава на същите възможни източници и подходящи схеми за финансиране с цел динамичното адресиране на бариерите за повишаването на енергийната ефективност.  Създаването на НДФ е включено и като една от основните реформи в частта „Зелена България“ от Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България - С4.R1: „Създаване на Национален декарбонизационен фонд“.

	<p>За успешното изпълнение на Реформа С4.R1: „Създаване на Национален декарбонизационен фонд“ с Протоколно решение № 52 от 14.12.2022 г. на МС е дадено съгласие за предприемане на необходимите действия във връзка с трансформирането на Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ в Национален декарбонизационен фонд чрез изменение и допълнение в Закона за енергийната ефективност.</p> <p>Целите на Механизма отговарят на целите на европейските финансови институции за увеличаване на достъпа до конкурентно финансиране чрез:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Подпомагане на процеса на мобилизиране на частно финансиране, и</li> <li>• Подпомагане на ефективното използване на безвъзмездни финансови средства.</li> </ul> <p>Националният механизъм предвижда финансиране чрез различни механизми и финансови инструменти, включително кредитни линии, гаранции или комбинация от тях и др. НМФЕЕ предвижда и оказването на техническа помощ за проекти по енергийната ефективност. Предвижда се да бъдат финансирани както комплексни мерки, така и да бъдат разработени подходящи инструменти за финансиране на единични мерки по енергийната ефективност.</p> <p>Подкрепата ще бъде насочена към различни сектори, като:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Енергийна ефективност в Индустрията;</li> <li>• Енергийна ефективност в Транспорта и инфраструктурата;</li> <li>• Енергийна ефективност в публичния сектор</li> <li>• Енергийна ефективност на жилищни и нежилищни сгради.</li> </ul> <p>Предвижда се необходимите финансови ресурси да бъдат от различни източници, сред които Европейските структурни и инвестиционни фондове, Европейската инвестиционна банка, Европейската банка за възстановяване и развитие, Фонд за справедлив преход InvestEU и др.</p> <p>Привличането на местните банки и международни финансови институции в тази финансова инициатива е ключов компонент за успех при прилагането на Механизма, тъй като тяхното участие може значително да опрости процеса на кредитиране.</p>
Планиран или прогнозен бюджет	Прогнозният бюджет на мярката за периода 2021-2030 г. е 7 800 млн. лв.
Очаквани кумулативни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление	2 948.02 ktce
Очаквани нови годишни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление	46.8 ktce/г. (2021-2022) 50.1 ktce/г. (2023-2024) 62.3 ktce/г. (2025-2030)
Целеви сектори	Домакинства, Индустрия, Услуги, Транспорт

### 3) Алтернативна мярка 3

Национален план за възстановяване и устойчивост на Република България (ПВУ)

Инвестиция 3: Енергийно ефективни общински системи за външно изкуствено осветление

Целта на инвестицията е повишаване на енергийната ефективност, намаляване на разходите на енергия за външно изкуствено осветление и подобряване условията на живот на населението в страната чрез технологично обновление и модернизирани системи за външно изкуствено осветление. Предвидено е общият размер на помощта, предоставяна на крайните получатели, да възлиза на 50% от стойността на проекта, като останалите 50% ще бъдат предоставяни по проекта под формата на безлихвен заем, който трябва да бъде погасен в 5-годишен период на вноски в Националния фонд за декарбонизация, след неговото институционализиране. Общият планиран ресурс е 180.0 милиона лева, от които 149.0 млн. лв. от Механизма за възстановяване и устойчивост и 31 млн. лв. национално съфинансиране под формата на разходи за ДДС, с период на изпълнение 2022-2025 г.

Очакваните кумулативни енергийни спестявания за периода 2021-2030 г. са в размер на 71.11 ktoc. Разпределението на новите годишни спестявания е както следва: 5.13 ktoc/год. за 2024 г. и 5.87 ktoc/год. за 2025 г.

#### 4) Алтернативна мярка 4

Национален план за възстановяване и устойчивост на Република България

Инвестиция 1: Енергийна ефективност на сграден фонд

Мярката предвижда изпълнението на три компонента за повишаване на енергийната ефективност. Задължително изискване след изпълнение на мерките по всички компоненти е да се постигнат спестявания на първична енергия от 30% за всеки обект, като постигнатите енергийни параметри се оценяват въз основа на изготвен доклад за обследване за енергийна ефективност.

В рамките на първия компонент се предвижда да бъдат финансирани мерки за повишаване на енергийната ефективност в жилищния сграден фонд на страната.

В утвърдения с Решение за изпълнение на Съвета ST 8091/22 от 04.05.2022 г. План за възстановяване и устойчивост на Република България, е предвидено финансиране за обновяване на многофамилни жилищни сгради чрез подмярка „Подкрепа за устойчиво енергийно обновяване на жилищния сграден фонд“ в рамките на инвестиция С4.11 „Подкрепа за обновяване на сградния фонд“. За изпълнение на инвестицията се предвижда въвеждането на модел на предоставяне на финансова помощ с намаляващ интензитет за обновяване на многофамилни жилищни сгради в режим на етажна собственост, разделен в два етапа на кандидатстване. За етап 1 при кандидатстване – подаване на „предложение за изпълнение на инвестицията“ до 31 май 2023 г. е предвидена 100% безвъзмездна финансова помощ за всички допустими дейности. За етап 2 срокът за кандидатстване е от юни 2023 г. до януари 2024 г. с предоставяне на 80% безвъзмездна финансова помощ за обновителните дейности и 20% самоучастие на сдруженията.

Фокусът на инвестиционната подмярка е върху многофамилните жилищни сгради на територията на цялата страна. Следвайки изведената цел в Дългосрочната

национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради (с хоризонт до 2050 г.) за обновяване на повече от 19 млн. кв. м. жилищна площ до 2030 г. инвестицията подкрепя икономически-целесъобразно обновяване на сградите, при което се постига минимум клас В на енергийно потребление и най-малко 30% спестяване на първична енергия за обновените сгради. От изпълнението на подмярката се очаква да се постигнат следните резултати:

- 3 688 900 кв. м подобрена разгъната застроена площ в многофамилни жилищни сгради;
- 405 GWh/г. намаляване на потреблението на първична енергия;
- 79 ktCO<sub>2</sub>/г. намаляване на емисиите на парникови газове (килотонове CO<sub>2</sub>екв);
- Постигане на минимум 30% спестявания на първична енергия за всяка сграда при спазването на „принципа за ненанасяне на значителни вреди“ (2021/C58/01 по смисъла на член 17 от Регламент (ЕС) 2020/852);
- Достигане на клас на енергийно потребление „В“ или по-висок клас за всяка сграда, обект на интервенция след прилагане на енергоспестяващи мерки;
- Принос за изпълнение на целите на Дългосрочната национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г. – към 2030 г.;
- Осигуряване на по-добро качество на въздуха, условия за живот и работна среда в съответствие с критериите за устойчиво развитие;
- Подобряване на експлоатационните характеристики за удължаване на жизнения цикъл на сградите.

Дейностите по подмярката са осъществяват на територията на цялата страна, в 28 области и 265 общини. Разпределянето на средствата се извършва въз основа на процедура за подбор на предложения за изпълнение на инвестицията като критериите за оценка са свързани с количеството спестена първична енергия и въглеродни емисии, с броя на самостоятелните обекти в кандидатстващата сграда, ефективност на инвестицията за енергийна ефективност, нивото на ангажираност на членовете на етажната собственост и др.

Договореното финансиране за изпълнение на подмярка „Подкрепа за устойчиво енергийно обновяване на жилищния сграден фонд“ е с максимален размер до 1 189 503 129.00 лв. от Механизма за възстановяване и устойчивост съгласно Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България и до 236 226 509.00 лв. национално публично финансиране за невъзстановим данък, съгласно Закона за данъка върху добавената стойност, дължим за изпълнение на дейностите по подмярката.

Към настоящият момент са обявени процедури за набиране проектни предложения BG-RRP-4.023 „Подкрепа за устойчиво енергийно обновяване на жилищния сграден



фонд -етап I" и BG-RRP-4.024 „Подкрепа за устойчиво енергийно обновяване на жилищния сграден фонд -етап II", като оценката на проектните предложения не е приключила и не са сключени договори за предоставяне на БФП. След сключване на договорите за БФП ще може да бъде предоставена информацията относно очакваните спестявания на първична невъзобновяема енергия и намаляване на емисии на парникови газове.

Вторият и третият компонент предвиждат мерки за финансиране за енергийно обновяване на нежилищни сгради, включително обществени сгради и сгради в областта на производството, търговията и услугите, както и сгради от сектор туризъм. Допустимите бенефициенти по третия компонент обхващат микро/малки, средни и големи предприятия на територията на цялата страна при най-много 50% интензитет на предоставената безвъзмездна финансова помощ. Планираният ресурс е 617.7 млн. за сметка на МВУ, което е допълнено от национално и частно съфинансиране.

Обявени са процедури за кандидатстване с проектни предложения:

- BG-RRP-4.020 Подкрепа за устойчиво енергийно обновяване на публичен сграден фонд за административно обслужване, култура и спорт. Обхваща мерки за енергийно обновяване на държавни и общински сгради за административно обслужване, сгради за обществено обслужване в областта на културата и изкуството и сгради за спорт. Процедурата е в процес на оценка;

- BG-RRP-4.021 - Подкрепа за енергийно обновяване на сгради в сферата на производството, търговията и услугите- мерки за енергийно обновяване на сгради в сферата на производството, търговията и услугите, включително на сгради от сектор туризъм. Процедурата е в процес на кандидатстване с проектни предложения;

- BG-RRP-4.022 Повишаване на енергийната ефективност в публични сгради на Българска академия на науките. Енергийно обновяване на част от сградния фонд, собственост на Българската академия на науките. Процедурата е в процес на кандидатстване с проектни предложения;

Очакваните кумулативни спестявания енергийни спестявания за периода 2021-2030 г. са в размер на 243.68 ktоe. Разпределението на новите годишни спестявания е както следва: 7.10 ktоe/г. за 2023 г. и 10.38 ktоe/г. за периода 2024-2026 г.

## 5) Алтернативна мярка 5

### **Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради**

През 2015 г. българското правителство прие Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради (НПЕЕМЖС), насочена към обновяване на многофамилни жилищни сгради, чрез изпълнение на мерки за енергийната ефективност.

Основната цел на Програмата е чрез изпълнение на мерки по енергийната ефективност да се осигурят по-добри условия на живот за гражданите в многофамилни жилищни сгради, топлинен комфорт и по-високо 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 енергийната ефективност на сградите, в които живеят.

Помощ и подкрепа получават сдружения на собственици, чиито сгради са в съответствие с определените критерии за допустимост. Сдруженията на собственици кандидатстват пред общината за финансова подкрепа. 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 енергийната ефективност 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.

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

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. При осигуряване на допълнителни средства финансовият ресурс по Програмата може да бъде увеличен.

В допълнение за завършването на 52 сгради, за чието завършване не достигна ресурс по линия на НПЕЕМЖС по бюджета на МРРБ ще бъдат осигурени допълнително близо 92 млн. лв.

След изпълнението на мерките за обновяване на всички сгради по НПЕЕМЖС се очакват следните резултати:

**Таблица 12:**

ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ <i>(класификационен код и наименование на бюджетната програма)</i>	Целева стойност			
	Мерна единица	Проект 2024 г.	Прогноза 2025 г.	Прогноза 2026 г.
1. Сгради въведени в експлоатация след изпълнение на мерки по НПЕЕМЖС (*)	брой	1970		

2. Сгради въведени в експлоатация след изпълнение на мерки финансирани с бюджетен трансфер към общините (**)	брой		52	Приключване изпълнението на НПЕЕМЖС
3. Подобрена жилищна инфраструктура за 1970 броя сгради по НПЕЕМЖС (*)	кв. м. РЗП	11 151 384		
4. Подобрена жилищна инфраструктура след изпълнение на мерки финансирани с бюджетен трансфер към общините (**)	кв. м. РЗП		389 891	
6. Очаквано спестяване на енергия от обновените жилищни сгради – годишно за 2022 сгради, по НПЕЕМЖС (***)	MWh/y		975 226	
7. Очаквано годишно спестяване на емисиите на парникови газове (CO <sub>2</sub> и еквивалентни) – 2022 сгради по НПЕЕМЖС (***)	ktCO <sub>2</sub> /y		327	

*ii. 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 разходноефективно 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*

За постигането на високо енергийноефективен и декарбонизиран сграден фонд е разработена Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г. (Стратегията). Целта на Стратегията е съществено да се допринесе за постигането енергийно високо ефективен и декарбонизиран сграден сектор чрез извършване до 2050 г. на обновяване на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради и подпомогне модернизацията на всички сгради с интелигентни технологии.

Стратегията предвижда до 2050 г. да бъдат обновени 60% от жилищния сграден фонд и близо 17% от нежилищния, което ще доведе до спестяване на енергия в размер на 7 329 GWh/г. Спестяването на енергия се очаква да доведе до намаляване емисиите на парникови газове с 3 274 453 тона CO<sub>2</sub>. В допълнение към спестяването на енергия и намаляването на емисиите на CO<sub>2</sub> изпълнението на Стратегията ще доведе до създаването и поддържането на 17 600 нови работни места и допълнителен годишен ръст на БВП от 557 млн. лв. към 2030 г. за периода 2021-2030 г.

Стратегията предвижда мерки за строителство на нови сгради и трансформиране на съществуващи в сгради с близко до нулево потребление на енергия, подобряване на енергийните характеристики на жилищните и нежилищните сгради и насърчаване въвеждането на интелигентни технологии в сградния сектор.

Като основна финансова схема в подкрепа на Стратегия е предвидено създаването на национален декарбонизационен фонд. Фондът е предвидено да се състои от три отделни подфонда, според вида на крайните бенефициенти: Подфонд публичен сектор, Подфонд търговски дружества и Подфонд жилищни сгради.

В Стратегията е заложена пътна карта, в която са определени етапните цели на процеса на обновяване на сградния фонд на Република България за следните периоди: 2021-2030 г., 2031-2040 г. и 2041-2050 г.

**Таблица 13**

Показател		2021-2030	2031-2040	2041-2050
<b>Спестена енергия общо</b>	<b>GWh/y</b>	<b>2 917</b>	<b>6 502</b>	<b>7 329</b>
Жилищни сгради	GWh/y	2477	5694	6294
Нежилищни сгради	GWh/y	440	808	1035
<b>Обновена площ</b>	<b>m2</b>	<b>22 203 509</b>	<b>49 570 668</b>	<b>55 823 015</b>
Жилищни сгради	m2	19 026 656	43 735 175	48 343 297
Нежилищни сгради	m2	3 176 852	5 835 493	7 479 718
Обновена площ от съществуващият сграден фонд в момента	%	8%	18%	20%
<b>Спестяване на емисии CO2</b>	<b>тон</b>	<b>1 306 435</b>	<b>2 891 610</b>	<b>3 274 453</b>
Жилищни сгради	тон	1 065 184	2 448 461	2 706 441
Нежилищни сгради	тон	241 251	443 149	568 012

*iii. Описание на политиката и мерките за насърчаване на енергийните услуги в публичния сектор и мерки за 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 ЗЕЕ. Съгласно ЗЕЕ енергийноефективните 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 енергийната ефективност и/или спестяване на първични енергийни ресурси. Енергийноефективни услуги се извършват въз основа на писмени договори, сключени с крайните потребители на енергия. ЗЕЕ също така определя и лицата, които могат да извършват енергийноефективни 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 енергийноефективни услуги има изпълнението на договори с гарантиран резултат (ЕСКО). 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.

В България е приет Европейският професионален кодекс за договори с гарантиран резултат. 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 ЕСКО договор в европейските страни и определя принципите за поведение най-вече на доставчиците по ЕСКО договор. Двете европейски ЕСКО асоциации (eu.ESCO и EFIEES) официално са одобрили Кодекса и подкрепят прилагането му. Свързаните с Кодекса документи могат да бъдат намерени на Интернет страницата на Националния администратор на Кодекса.

В рамките на проект, финансиран по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г., беше разработен типов ЕСКО договор за сектор Индустрия, указания за изготвяне на ЕСКО договори, с цел да бъдат улеснени договарящите се страни, по ЕСКО договор, с минимален набор от типови клаузи. Към типовия договор са изготвени и примерен договор, както и методика за оценка на спестената енергия по ЕСКО договор, индикативна количествено-стойностна сметка и погасителен план-график. Всички изготвени документи са публикувани на интернет страницата на АУЕР.

За насърчаване на енергийноефективните услуги с извършени промени в ЗЕЕ се регламентира възможностите за събиране и изплащане на стойността на предоставени енергийноефективни услуги на крайни клиенти чрез доставчика на енергия или природен газ.

*iv. 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 управление на енергията, мерки за информирани и обучаване на потребителите, както и други мерки за насърчаване на енергийната ефективност)*

По Компонент 8 „Устойчив транспорт“ на НПВУ, ИНВЕСТИЦИЯ С8.17 „Екологосъобразна мобилност – пилотна схема за подкрепа на устойчивата градска мобилност“, процедура BG-RRP-8.013 „Екологосъобразна мобилност“ - Мерки в подкрепа на устойчивата градска мобилност чрез за развитие на екологични, безопасни, функционални и енергийно ефективни транспортни системи; създаване на обществен транспорт с по-малко потребление на енергия, което ще доведе до спестяване на публичен ресурс; ефективна свързаност между градските и селските райони, чрез партньорства при наличието на идентифицирани проекти/приоритети в Плановите за интегрирано развитие на общините (ПИРО) и в Интегрираните териториални стратегии за развитие на регионите от ниво NUTS 2, както и съответствие с Плановите за устойчива градска мобилност (интегрирани в ПИРО или актуализирани в съответствие с ПИРО). Процедурата е в процес на кандидатстване с проектни предложения.

Към момента (2023 г.) по затворените за кандидатстване процедури се извършва оценка на постъпилите проектни предложения. Следва сключване на договори и изпълнение в съответствие с предварителните условия по процедурите. Целта е постигане на залегналите в инвестициите индикатори и резултати и приноса от изпълнението им към целите на НПВУ.

За постигането на определената националните цели за енергийна ефективност 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 и Директива 2012/27/ЕС, 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.

В допълнение за подпомагане на целите за постигане на високо ефективен и декарбонизиран сграден фонд ще се предприемат следните мерки:

- Периодичен преглед на минималните изисквания за енергийни характеристики на сградите при използване на оптимални разходи и хармонизиране на техническите изисквания за проектиране, изграждане и експлоатация на стабилни, здравословни, високотехнологични и енергийно ефективни сгради, отговарящи на европейските стандарти и законодателство в тази област. Подобряване на жизнения цикъл на сградите за периода 2015 – 2030 г.;
- Научноизследователска дейност в областта на енергийната ефективност на сградите, чрез приложни научни изследвания за осигуряване на научна основа на стандартите за енергийна ефективност на сградите, за периода 2015 – 2030 г.;
- Подобряване на условията за включване в строителните дейности на продукти, гарантиращи изпълнението на основните изисквания, съгласно Регламент (ЕС) № 305/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 9 март 2011 година за определяне на хармонизирани условия за предлагането на пазара на строителни продукти и за отмяна на Директива 89/106/ЕИО на Съвета Текст от значение за ЕИП и Регламент (ЕС) 2019/515 на Европейския парламент и на Съвета от 19 март 2019 година относно взаимното признаване на стоки, законно предлагани на пазара в друга държава членка, и за отмяна на Регламент (ЕО) № 764/2008. Разработване на национални изисквания за строителни продукти, хармонизирани с европейското техническо законодателство, включително спестяване на енергия и съхранение на топлина, устойчиво използване на природните ресурси, рециклиране и повторно използване на строителни продукти, за периода 2015 - 2030 г.;
- Подобряване на функционалността на контактната точка за строителни продукти (КТСП) съгласно Регламент (ЕС) 305/2011 и Регламент (ЕС) 2019/515 и подобряване на условията за свободно движение на строителни продукти чрез надграждане и поддържане на информационната платформа за КТСП, в периода 2015 – 2030 г.;
- Стартиране и изпълнение на цифровата реформа на българския строителен сектор, в периода 2021 – 2030 г.:
  - Изпълнение на Национална стратегия за цифровизация на строителния сектор с хоризонт 2030 г. и пътна карта за изпълнението ѝ, одобрени с Решение № 270 на Министерски съвет от 06.04.2023 г. Визията на Националната стратегия и пътната карта към нея е свързана с постигането на трансформация на строителния сектор чрез ново

поколение цифрови технологии в ресурсно ефективен икономически сектор и създаване на условия за цифровизация и управление на застроената среда за постигане на европейските и национални цели, свързани с опазването на околната среда и неутралност по отношение на климата;

- Въвеждане на строително информационното моделиране (СИМ / building information modelling or BIM) на национално ниво. СИМ е методология, която включва нови и технологични начини на проектиране, строителство, експлоатация и управление на сгради, софтуерни продукти, координация между участниците в строителния процес, обмен на данни и управление на информацията за сгради. Това е методология, която допринася за постигането на цифрова трансформация за строителния сектор и осигурява необходимата информация и цифрова среда за управление на застроената среда, като предпоставка за постигане на европейските и националните климатични цели;
- Изпълнение на Инвестиция С10.16 "Подкрепа на пилотна фаза за въвеждане на строително информационното моделиране (СИМ/ВІМ) в инвестиционното проектиране и строителството като основа за цифрова реформа на строителния сектор в България" по Националния план за възстановяване и устойчивост. Инвестицията е пилотна фаза, насочена към повишаване на подготвеността за въвеждане на СИМ в инвестиционното проектиране и строителството в България, създаване на нормативни условия и на ИТ инфраструктура за въвеждане на СИМ при проектиране, одобряване, изпълнение, контрол и експлоатация на строежите. Инвестицията ще допринесе за модернизиране на строителния сектор в съответствие с европейските приоритети, създаване на предпоставки за дългосрочно и устойчиво развитие чрез внедряването на средства за автоматизация на процесите по одобряване и контрол използвайки възможностите на СИМ. Оптимизирането на процеса на проектиране ще има дългосрочен ефект повишаване на качеството на строителство, намаляване на разходите за строителни продукти, намаляване на енергийното потребление, опазване на околна среда и повишаване на качеството на живот. Изпълнението на инвестицията ще допринесе и за повишаване ефективността на държавното управление и качеството на публичните услуги в сферата на строителството, както и за подготовка на администрацията на централно и регионално равнище за провеждане на реформата в строителния сектор, повишаване капацитета на участниците в проектирането и строителството.
- Обновяване на съществуващия сграден фонд до ниво оптимизирано потребление на енергия с оглед постигане на стандартите за сгради с близко до нулево потребление на енергия за периода 2021 – 2030 г.;



- Прилагане на незадължителната обща схема на Съюза за определяне на готовността на сградите за интелигентно управление за енергийна ефективност и адаптиране на методологията, установена от ЕК за изчисляването ѝ, като се вземат предвид националните специфики, вкл. оценка на съществуващите национални схеми за сертифициране за енергийните характеристики на сградите, през периода 2021 - 2030 г.;
- Повишаване на капацитета и разширяване на дейността на Националния експертен съвет за насърчаване и координиране увеличаването на броя на сградите с близко до нулево нетно потребление на енергия по ефективен начин, в периода 2021-2030 г.

- **Енергийно-ефективни обществени поръчки**

Съгласно чл. 30а от ЗЕЕ при провеждане на обществени поръчки публичните възложители 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 етикетирание 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 енергийна ефективност подлежат всички:

- Предприятия за производство, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
- Предприятия за предоставяне на услуги, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
- Промислени системи (ПС), чието годишно потребление на енергия е над 3000 MWh;

- 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 енергийна ефективност, 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 енергийна ефективност. Управлението на енергийна ефективност 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 енергийна ефективност 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 енергийна ефективност и сертифициране на сгради в експлоатация с разгъната застроена площ (РЗП) над 250 m<sup>2</sup>, в изпълнение разпоредбите на Директива 2010/31/ЕС. Сертификатът за енергийни характеристики на сградата в експлоатация се актуализира при извършването на следните дейности, водещи до промяна на енергийните характеристики на сградата:

- Преустройство;
- 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 m<sup>2</sup> 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 енергийна ефективност. Управлението се извършва чрез изпълнение на програми, дейности и мерки за повишаване на енергийна ефективност и ежегодно изготвяне на анализи на енергийното потребление. За управлението на енергийна ефективност, подобно на

собствениците на предприятия, собствениците на сгради също изготвят и изпращат в АУЕР ежегодни отчети по образец.

- **Отчитане и фактуриране**

#### **Отчитане на електрическа енергия**

Съгласно разпоредбите на ЗЕ 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 КЕВР.

#### **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 енергийна ефективност, залегнали в условията за присъединяване на Република 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 № Е-РД-04-1 от 12.03.2020 г. 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 на 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 в 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.

В член 9в, параграф 1 от Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност (Директива 2018/2002) е разписано, че измервателните уреди или топлинните разпределители, монтирани след 25 октомври 2020 г., са устройства с дистанционно отчитане.

В член 9в, параграф 2 от Директива 2018/2002 е разписано, че до 1 януари 2027 г. съответните измервателни уреди и топлинните разпределители, които вече са инсталирани, но не са с възможност за дистанционно отчитане, трябва или да бъдат преустроени така, че да могат да се отчитат дистанционно, или да бъдат заменени с уреди с възможност за дистанционно отчитане, освен ако съответната държава членка не докаже, че това е икономически неефективно.

Директивата е транспонирана в Закона за изменение и допълнение на Закона за енергийната ефективност (Обн. ДВ, бр. 21 от 12.03.2021 г.), като в § 75 от Преходни и заключителни разпоредби на същия е въведена разпоредба, съгласно която до 1 януари 2027 г. монтираните средства по чл. 140, ал. 1 от Закона за енергетиката (индивидуални топломери, индивидуални водомери, индивидуални разпределители), които не са с възможност за дистанционно отчитане, следва да се преустройват така, че да осигуряват възможност за дистанционно отчитане, или се заменят със средства с дистанционно отчитане.

#### **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:

- 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;
- Процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си;
- Реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга;
- Изготвянето на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика;
- Делът на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година, по разбираем и ясно съпоставим начин;
- 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;
- 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.

- **Повишаване на енергийната ефективност в сектор Транспорт**

Основните мерки, чрез които България се стреми да подобри енергийната ефективност в сектора, могат да бъдат обобщени, както следва:

*а) Увеличаване дела на обществения електрически транспорт*

Мярката включва:

- Подобряване на железопътната инфраструктура;
- Подновяване на подвижния състав на електрическия железопътен транспорт.

*b) Обучение на водачите за икономично шофиране*

Министерството на транспорта и съобщенията ще насърчава и улеснява специалните обучения на шофьорите за подобряване на икономичното шофиране. Такива курсове ще включват модул за управление на превозни средства, който, въз основа на изискванията за безопасност, включва теми за повишаване на способността за оптимизиране на разхода на гориво чрез по-добро използване на дизайна на превозното средство и ефективно управление на превозното средство.

*с) Увеличаване на дела на електрическите и хибридните превозни средства и разгръщане на инфраструктурата за зареждане на електрически и хибридни автомобили в градските райони*

Инфраструктурата за зареждане на електрически превозни средства се осъществява главно от частни инвеститори.

Секторът на зарядната инфраструктура в България се развива с бързи темпове и общият брой инсталирани зарядни точки на територията на страната премина границата от 1 000 в началото на 2023 г. Към началото на м. декември 2023 г. зарядните станции са 1 586 бр., разположени на 1 126 локации.

В България са в експлоатация 15 мрежи със зарядни станции на различни оператори: Fines Charging, ElDrive, eCars/VsichkoTok , AutoBOX/VoltSpot, KIA Hypercharge/ELBUL, EVPoint, Pro Credit Bank, Kaufland, Varna Charging, Gigacharger, Travel By Electric, Wink Charging, GPStation, Bullcharge, EVN.

Необходимо е да се въведат подходящи финансови стимули и административни средства, както и схеми за подпомагане на инсталирането на инфраструктура за зареждане.

В България все по-широко разпространение получават услугите за споделена мобилност. Развитието на тези услуги може да промени изцяло модела на притежаване и използване на автомобилите – от притежаване на продукт (автомобил) към използване на услуга (мобилност).

От 2017 г. се предлага услуга за споделяне на изцяло електрически автомобили SPARK в гр. София, а от 2021 г. и в гр. Пловдив.

SPARK е услуга от ново поколение, която предлага гъвкав наем на електрически автомобили през мобилно приложение. Потребителите могат да наемат автомобил според нуждите. В приложението потребителите могат да виждат както зоните, в които може да се наеме и освободи автомобил, така и всички свободни за наем около 1 000 електромобили от 14 различни модела.

Развитие в България получават и предоставяните услуги за споделяне на велосипеди и електрически скутери, които дават решение на редица проблеми на големите урбанизирани територии.

От 2016 г. е стартирана пилотна схема за насърчаване на закупуването на електрически и хибридни превозни средства в държавната администрация на Националния доверителен екофонд чрез предоставяне на субсидия.

За периода 2016 -2022 г. е изплатена субсидия в размер на 1 391 146 лв. за доставката на общо 72 броя електрически и плъг-ин хибридни превозни средства.

**Таблица 14:**

2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума	Бр. ПС	Сума
5	90 000	14	250 000	6	120 000	8	134 004	6	130 000	22	435 159	11	231 983

В Националната рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура са предвидени редица потенциални мерки за насърчаване навлизането на електрически превозни средства:

- Определяне на стандарти за консумация на енергия в движение (приложими не само за първоначална регистрация, но и за последваща продажба/ регистрация на превозни средства);
- Определяне на нормите за емисии на пътни превозни средства (приложими не само за първоначална регистрация, но и за последваща продажба/ регистрация на превозни средства);
- Въвеждане на зони за достъп (особено в централните градски райони) само с енергийно ефективни и превозни средства с ниски емисии;
- Прилагане на прогресивно данъчно облагане, насърчаващо използването на енергийно ефективни и превозни средства с ниски емисии;
- Предоставяне на директни субсидии за закупуване на нови превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, до достигане на минимален брой на такива превозните средства);
- Предоставяне на данъчни кредити за закупуване и използване на превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, до достигане на минимален брой на такива превозните средства);
- Осигуряване на достъп до автобусни ленти за превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, докато се достигне минимален брой на такива превозни средства);

- Използване на електрически превозни средства за нуждите на публичната администрация и местните власти;
- Насърчаване на влизането на превозни средства с нулеви емисии за съвместно използване;
- Стимулиране на преход на таксиметровите компании и обществените превозвачи към използването на превозни средства с нулеви емисии.

На годишна база към 1 декември 2023 г. броят на електрическите превозни средства нараства с 65% от 8 791 на 14 517, а на хибридните превозни средства – с 52% от 30 774 на 46 779.

Общините трябва да разработят своите инвестиционни програми за електрически транспорт.

*Увеличаване на дела на превозните средства с водородни горивни клетки и разгръщане на водородна зарядна инфраструктура*

Наличието на зарядна инфраструктура, се явява критична необходимост за начало на водородния транспорт в България. Икономически най-обосновано е паралелно изграждане на екосистемата от зарядни станции и стимули за закупуването на водородни превозни средства.

Очертават се два подхода за въвеждане на водородна електромобилност в България: чрез директно закупуване на водородни транспортни средства и инфраструктура за зареждане и чрез ретро-фитинг (конверсия).

В момента в България няма централизирано производство на водород, нито инфраструктура на водородни зарядни станции, поради което прогнозното планиране на водородните зарядни станции както по местоположение, така и по тип и капацитет, ще търпи промени с цел повишаване на ефективността и намаляване на себестойността. Предвижда се първите зарядни станции да произвеждат на място водород чрез електролиза с енергия от ВЕИ.

Първият национален демонстрационен проект по водород, финансиран от МОН, е свързан с транспорта, за ретро-фитинг на тролейбус с удължител на пробега.

Предвижда се въвеждането на водородния електротранспорт да започне от градския автобусен транспорт, за който отговарят общините. Този подход е икономически по-целесъобразен поради възможността за по-мощно стартиране с голям брой транспортни средства и зарядна инфраструктура с висок процент на регламентирана използваемост. За момента в България 4 общини проявяват интерес към въвеждане на водороден автобусен транспорт: София, Стара Загора, Бургас и Русе.

Друга ниша за водороден транспорт, която силно ще се разраства, е международният превоз с товарни автомобили, където България има силни позиции. Това ще наложи осигуряване на съответната национална инфраструктура и построяване на зарядни станции по автомагистралите. За България и по-специално за общините по река Дунав се очертава още една перспективна ниша за ретро-фитинг - водният транспорт.



- **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 енергийна ефективност. 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 енергийна ефективност, 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 енергийна ефективност на регионалните и местните власти, изготвени 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 енергийна ефективност на сгради и промишлени системи, и сертифициране на сгради са уредени в ЗЕЕ. Дейностите по обследване за енергийна ефективност, 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 № Е-РД-04-1 от 3.01.2018 г. за обстоятелствата, подлежащи на вписване в регистрите по Закона за енергийната ефективност, вписването и получаването на информация от тези

регистри, условията и реда за придобиване на квалификация от консултантите по енергийна ефективност.

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 Национална програма за подобряване качеството на атмосферния въздух 2018-2020 г. е включена мярка в областта на битовото отопление - задължително поетапно изваждане 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 до очакваното намаление на емисиите на ФПЧ10 от сектора на битовото отопление. Крайната цел на мярката е поетапното изваждане от употреба на неефективните уреди на твърдо гориво.

*v. 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)*

Част от последните изменения в ЗЕ са насочени към развитие на гражданските енергийни общности, които са ключови за намаляване на ползваните фосилни горива (въглища и дърва) в стланата, за насърчаването на местните икономики, както и съживяването на местните общности. Предвидено е премахване на необоснованите регулаторни и административни пречки, прилагане на нормативни изискванията при продажба на енергия и други енергийни услуги и осигуряване на сътрудничество със съответния оператор на разпределителна мрежа и/или топлопреносно предприятие за преноса на енергията в общността.

Политиката и мерките в тази област предвиждат прилагане на справедливи, пропорционални и прозрачни административни процедури, които да гарантират на всички ползватели прилагане на регулирани цени за мрежови услуги, прилагане на недискриминационно третиране към общностите по отношение на дейностите, правата и задълженията им като крайни потребители, достъпност на всички потребители за участие в общности, включително домакинство в положение на енергийна бедност или уязвимите клиенти. Заложено е улесняване на достъпа до финансиране и информация, предоставяне на регулаторна подкрепа и помощ за изграждане на капацитет на публичните органи при улесняването създаването на енергийни общности и при улесняването на прякото им участие, както и въвеждане на правила за гарантиране на еднаквото и недискриминационно третиране на потребителите, участващи в гражданската енергийна общност.

*vi. 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 ЗЕ са регламентирани изисквания, които КЕВР 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 енергийна ефективност, КЕВР се ръководи от следните общи принципи:

- Насърчаване повишаването на енергийна ефективност 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 енергийна ефективност 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 енергийна ефективност 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 енергийното потребление, 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 енергийното потребление 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 енергийна ефективност, реализирани от доставчици на енергийноефективни 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 енергийна ефективност 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 врязване 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 енергийна ефективност 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

енергийна ефективност на топлофикационните системи, се оценява на 1.6 TJ, представляващи 30.3% от топлината, която в момента се губи при транспортирането на топлоносителя.

*vii. Регионално сътрудничество в тази област, ако е приложимо*

*Не е приложимо*

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

С предвидените промени в ЗЕЕ ще се регламентира изискване при разработване на схеми и механизми за насърчаване на енергийната ефективност в сгради да се отчитат прогнозните или постигнатите спестявания на енергия, като се вземат предвид един или няколко от следните критерии:

1. Енергийните характеристики на оборудването или материалите, използвани при изпълнение на мерки за енергийна ефективност в сградата, монтиране на оборудването или материалите от лица, притежаващи необходимата професионална квалификация за това, придобита при условията и по реда на Закона за професионалното образование и обучение;

2. Стандартните стойности за изчисляване на спестяването на енергия в сградите;

3. Сравнителен анализ на сертификатите за енергийни характеристики, издадени преди и след подобряването на енергийните характеристики на сградата.

4. Резултатите от обследването на енергийната ефективност или от друг подходящ, прозрачен и пропорционален метод, който показва подобрене на енергийните характеристики.

Изпълнението на политиките и мерките в ИНПЕК ще се осигури в рамките на бюджетите на заинтересованите министерства, ведомства и други държавни структури за съответната година. Мерките за повишаване на енергийната ефективност ще бъдат подкрепени от добре проектирани и ефективни финансови инструменти, ще се насърчава и сътрудничеството между публични и частни заинтересовани страни за разработване на широкомащабни инвестиционни програми и схеми за финансиране. За целта ще бъдат използвани средства от фондовете на Съюза, както и други схеми за финансиране на мерки за повишаване на енергийната ефективност:

1. Структурни фондове 2021 – 2027 г.

За следващата Многогодишна финансова рамка за периода 2021—2027 г. България възнамерява да използва структурните фондове за финансиране на мерки за повишаване на енергийната ефективност.

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

- Подкрепа за повишаване на енергийна ефективност на обществени, промишлени и жилищни сгради чрез пълно обновяване;

- Подкрепа за изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност за малки и средни предприятия, големи предприятия и местните власти.
2. Програма Invest EU;
  3. Модернизационен фонд;
  4. Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“;
  5. Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради;
  6. Национален доверителен „Екофонд“ – Инвестиционна програма за климата;
  7. Програма „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“, финансирана по Финансов механизъм на Европейското икономическо пространство 2014-2021 г.
  8. Национален план за възстановяване и устойчивост на Република България.

### 3.3 Измерение „Енергийна сигурност“

#### *і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.3 и 2.4*

Политиките и мерките за сигурността в областта на енергийния сектор на страната могат да бъдат обобщени в следните приоритетни оси: диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, ефективно използване на местните енергийни ресурси, повишаване на междусистемната свързаност и увеличаване на гъвкавостта на националната енергийна система, съхранение на енергия и мрежова и информационна сигурност.

#### **Диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез реализиране на следните проекти:**

- ♦ Проект за LNG терминал до Александруполис;
- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“;
- ♦ Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопрепосна система – фаза 3;
- ♦ Повишаване на техническия капацитет за пренос от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро;
- ♦ Повишаване на техническия капацитет за пренос от България към Румъния в IP Негру Вода/Кардам;
- ♦ Проекти за нови LNG терминали в региона.

*VI-ти списък с проекти от общ интерес, приет от Европейската комисия на 25.11.2023 г.*



В първия списък с проекти от общ интерес и проекти от взаимен интерес по линия на преразгледания регламент за TEN-E (Регламент (ЕС) 2022/869 на Европейския парламент и на Съвета относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура) са включени два проекта с българско участие: за изграждане на водороден интерконектор България – Гърция и CARMEN (България, Румъния) – Карпатска модернизирана енергийна мрежа.

- ♦ „H2 Interconnection Bulgaria-Greece”

Проектът за водороден интерконектор България – Гърция с организатор от българска страна „Булгартрансгаз” ЕАД е част от тематична област "Водород и електролизьори".

Инфраструктурата на българска територия е свързана с проект на гръцкия оператор DESFA S.A. за водородопреносна мрежа на гръцка територия в група „H2 Interconnection Bulgaria-Greece”.

Проектът ще има важен принос за реализирането на югоизточния приоритетен коридор, който ще осигури маршрут за пренос на зелен водород от Югоизточна до Централна Европа – както от местно производство, така и от внос. Включването му в списъка на ПОИ ще позволи при реализацията му да се използват ускорени процедури за издаване на разрешителни, както и да се кандидатства за безвъзмездно финансиране по време на всички етапи от изпълнението. Проектът е пример за усилията, които България полага в посока декарбонизиране на газовата система и навлизането на нисковъглеродни газове.

Проектът предвижда изграждането на инфраструктура, предназначена за транспортиране на 100% водород. Тя включва тръбопровод с DN 1000 и дължина около 250 км и две компресорни станции. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на инфраструктурата е до края на 2029 г.

Проектът на „Булгартрансгаз” ЕАД представлява първата фаза от реализирането на концепцията за развитието на нова инфраструктура за пренос на чист водород на територията на Република България, включително към вътрешността на страната и за свързаност със съседните държави. Предвижда се като следваща стъпка да продължи разширяването му както във вътрешността на България, така и до трансгранични точки на междусистемно свързване със съседни страни.

Изпълнението на проекта ще осигури капацитет за двупосочен трансграничен пренос на водород между България и Гърция в нова точка за свързване в района на Кулата/Сидирокастро. Планира се проектът в последствие да се развие в северна и източна посока и по този начин на по-късен етап да се осигури допълнителна трансгранична свързаност към Румъния и страните от региона.

Проектът представлява важен етап от развитието на H2 мрежата в региона. Планираната инфраструктура се предвижда да стимулира процеса на широкомащабно внедряване на водорода както в България, така и в региона на Югоизточна Европа.

Изграждането на водородопреносна инфраструктура в България ще има каталитичен ефект за реализиране на мащабни инвестиции, включително във връзка с проекти,

заложи в Националната пътна карта за подобряване на условията за разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии и механизмите за производство и доставка на водород.

Очаква се планираната H2 инфраструктура да допринесе за устойчивия икономически растеж, декарбонизацията на икономиката и енергетиката, заетостта и конкурентоспособността на индустрията в България и региона.

Проектът отговаря на всички приложими технически, общи и специфични критерии към проектните предложения в областта на пренос на водород, произтичащи от Регламент (ЕС) 2022/869 за трансевропейската енергийна инфраструктура.

Включването на предложения от „Булгартрансгаз“ ЕАД проект в списъка е от съществена важност за успешното му и навременно изпълнение по ефективен начин и за реализирането на приоритетния Югоизточен водороден коридор.

- ♦ „CARMEN (BG, RO) aiming cross-border TSO-TSO cooperation and data sharing, enhance TSO-DSO cooperation, investments in grid extension and increase capacity for integration of new RES, improvement of grid stability, security and flexibility“

„Електроенергийният системен оператор“ (ЕСО) ЕАД се включи като активен партньор в проект „CARMEN 2: Карпатска модернизирана енергийна мрежа“.

Проектът CARMEN е част от Петия списък с проекти от общ интерес в категорията „умни мрежи“ с участието на Delgaz Grid, оператор на разпределителната мрежа в североизточния регион на Румъния, в партньорство с румънския преносен оператор TRANSELECTRICA и унгарския преносен оператор MAVIR.

Участието на ЕСО ЕАД в проекта се изразява в инвестиции за повишаване способностите на българската електропреносна система за оползотворяване на установения висок потенциал за възобновяема енергия (над 8 GW, включително под формата на зелен водород) на национално и регионално равнище, в следните основни направления:

1. Комплексна цифровизация и автоматизация на преносната мрежа, включително, но не само, чрез: инсталиране на устройства за мониторинг, прогнозиране, моделиране и оптимизация на преносните капацитети в реално време (Dynamic Line Rating, DLR); внедряване на гъвкави решения за променливотоков пренос (FACTS); и създаване на условия за по-ефективно управление на потреблението (DSR) в сътрудничество с националните оператори на разпределителни системи;

2. Модернизация, укрепване и повишаване капацитета на преносната система в Северна България с оглед привеждането ѝ в готовност да интегрира и пренася значителни количества възобновяема енергия от големите ВЕИ в Северна България до централите на потребление както в страната, така и на регионално равнище – по приоритетния коридор Север-Юг, в частност към и през Румъния. Това планирано разширение е продиктувано не само от масираното разгръщане на ВЕИ, но и от

очакваното развитие на електрическа и водородна зарядна инфраструктура на цялата територия на България, което да посрещне и катализира прехода към беземисионна мобилност.

Дигитализацията, укрепването и увеличаването на капацитета на преносната система в Северна България ще даде възможност за интегриране и пренос на значителни количества възобновяема енергия от големите ВЕИ в Северна България към центровете на потребление в страната, но и на регионално ниво – по приоритетния коридор Север-Юг, по-специално до и през Румъния. Това планирано разширение и интелигентност на мрежата се налага не само от масовото внедряване на ВЕИ, но и от очакваното развитие на електрическа и водородна зарядна инфраструктура на територията на България, което ще даде тласък и ще катализира прехода към мобилност без емисии.

### **Ефективно използване на местните енергийни ресурси**

Налице са предпоставки за местен добив на природен газ, което да позволи на страната да намали риска от увеличение на енергийната си зависимост от вносни енергийни ресурси за първия етап от разглеждания стратегически хоризонт до 2050 г.

В страната са регистрирани газови находища с общ геоложки или търговски потенциал от общо 45 млрд. куб. м. От момента на издаване на разрешения за добив на природен газ до реален такъв е необходим период от 12 до 18 месеца, така че местните ресурси на природен газ могат да изиграят важна роля в средносрочния хоризонт на устойчиво развитие.

Развитието на местния добив на сухоземната територия на Р България ще осигури необходимия местен ресурс за периода на преход към въглеродно неутрална икономика. Той ще стимулира още по-бързото развитие на газова инфраструктура, която след 2035 г. ще посрещне нуждата от пренос на зелен водород в чисто състояние или в смес с биогаз.

### **Диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво**

В момента ядрената енергия е част от енергийния микс за много от държавите членки на ЕС, в т.ч. и за България.

Атомните електроцентрали осигуряват базова мощност, която гарантира надеждното снабдяване с беземисионно електрическа енергия и имат важна роля за енергийната сигурност.

Важен аспект за развитие на ядрената енергетика е следване политиката на Евратом за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво, базирана на Европейската стратегия за енергийна сигурност, приета на 28.05.2014 г., която изисква цялостно диверсифицирано портфолио на доставките на свежо ядрено гориво. Тази политика се базира на следните четири стълба:

- 1) Диверсификация при закупуването на природен уран, неговата конверсия и обогатяване;
- 2) Диверсификация на производителите на ядрено гориво (горивни касети);
- 3) Поддържане на достатъчен резерв от гориво на площадките на АЕЦ;
- 4) Сключване на дългосрочни договори за доставка на свежо ядрено гориво.

В изпълнение на тази европейската политика и с цел намаляване зависимостта на българската енергетика от един доставчик, в ход е процедура за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво за АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД и за бъдещите нови ядрени мощности, като основен приоритет ще бъде спазването в най-висока степен на ядрената безопасност. При реализиране на политиката за диверсификация, важни предимства ще бъдат по-добрите финансови и икономически условия.

В края на 2022 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД подписа 10-годишен договор с „Уестингхаус Електрик Швеция АВ“ за доставка на свежо ядрено гориво за 5-ти блок. Първата доставка е планирана за м. април 2024 г., а след успешно завършване на процеса по лицензиране на новото гориво се очаква да бъде заредено през м. май 2024 г.

Същевременно през март 2023 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД сключи и договор с „Фраматом“ за доставка на свежо ядрено гориво за 6-и блок на централа. Съгласно условията му, първата доставка на горивните касети се очаква през м. ноември 2025 г.

Чрез изпълнението на тези ключови дейности България направи важна стъпка към постигане на приоритетите и целите на програмата си за диверсификация на ядреното гориво, като са установени два нови независими и конкурентни доставчика на СЯГ.

#### **Удължаване срока на експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД**

АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, като базова централа, има своята основна роля за поддържане устойчивост на електроенергийната система. Той осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ с реактори ВВЕР-1000, модел В-320 са въведени в експлоатация съответно през 1987 г. и 1991 г.

През периода 2014-2018 г. успешно бяха реализирани мерки по програмата за продължаване срока на експлоатация на 5-ти и 6-ти блок на АЕЦ „Козлодуй“, резултатите от които дават основание да се смята, че двата блока могат да работят при спазване на изискванията за безопасност - до 2047 г. за блок 5 и до 2051 г. за блок 6.

В съответствие с националното законодателство, от Агенцията за ядрено регулиране са продължени лицензиите за експлоатация на двата блока, съответно – за блок 5 до 2027 г. и за блок 6 до 2029 г. По настоящем приоритетна цел е подготовка за прелицензиране на блок 5 и блок 6 чрез развитие на програма, която отразява актуалните търговски и технологични аспекти при тяхната експлоатацията.

Също така се предвижда приоритетно изграждане на нови ядрени мощности на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 2 400 MW. Като за целта е в ход ускоряване на процеса по адаптиране на проекта на Уестингхауз AP1000 към площадката на АЕЦ „Козлодуй“ за реализация на блок 7 и на блок 8.

### **Използване потенциала на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания**

България използва съществуващия потенциал на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания.

Използването на местните въглищни запаси има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. Централите, използващи местни въглища са основен доставчик на услуги за балансиране на електроенергийната система, 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.

### **Местен добив на природен газ**

По различни оценки България разполага със значителни извлекаеми залежи на природен газ както на сушата, така и в акваторията на Черно море. В съседни страни се разработват на пазарен принцип нови газови находища. Налице са предпоставки за ефективно разработване в България на проекти за добив на природен газ, вкл. под формата на партньорство на държавата или публични предприятия с международни компании.

Подходящите мерки включват актуализиране на наличната правна рамка в областта с цел ускоряване и стимулиране на реализацията на пазарен принцип на проекти за добив на природен газ, при спазване на приложимите изисквания за опазване на околната среда, биоразнообразието и здравето на хората.

### **Развитие на мрежата и увеличаване на гъвкавостта на електроенергийната система**

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;
- Предвид новите цели на ЕС в областта на енергетиката и климата за да се осигури адекватност на системата и необходимото ниво на сигурност на доставките, се предвижда въвеждането на механизъм за капацитет на пазара на електрическа енергия за период от 10 години.

Водещите принципи при разработването на план за развитие на електропреносната мрежа произтичат пряко от целите на енергийната политика на Европейския съюз, а именно:

- Сигурност на електроснабдяването на потребителите;
- Интегриране на вътрешния и външния пазар на електроенергия;
- Намаляване на вредното въздействие върху околната среда чрез развитието на ВИ сектора;
- Повишаване на ефективността на електропреносната мрежа.

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

Резултатите от пазарните изчисления, направени въз основа на прогнозата на всеки електроенергиен системен оператор за развитието на производството и потреблението на електрическа енергия, показват значителни разлики от предишния регионален план. За първи път разработването на плана взема предвид влиянието на Турция върху региона. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на източници от ново поколение (над 140 GW инсталирана мощност до 2040 г.), с ниски разходи за електроенергия и целогодишни възможности за износ. В същото време инвестициите в нови широкомащабни източници на електроенергия, които са достъпни 24 часа в денонощието, които не отделят парникови газове, са предвидени в българската ЕЕС. Това ще увеличи транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в посока изток-запад и може да направи българо-турската и българо-сръбската граница тесни места, които биха ограничили свободната търговия. Транзитът на електроенергия през страната ни ще стане още по-голям с евентуалното затваряне на генериращи мощности в комплекс „Марица-изток“.

Очаква се изграждането на нов междусистемен електропровод на напрежение 400 kV между Република България и Република Сърбия да стане след 2030 г.

Приета е концепция, преносната мрежа 220 kV да не се развива повече за общосистемни нужди, за сметка на мрежи на напрежение 400 kV и 110 kV, с изключение на изграждането на второ районно електрозахранване на град Русе.

Развитието на мрежата на напрежение 110 kV е предимно локално и се определя от:

- Подобряване сигурността на захранване на потребителите;
- Подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи;
- Присъединяване на клиенти с висока консумация и категория на осигуреност;
- Присъединяване на генериращи модули с мощност над 20 MW.

### **Съхранение на енергия**

България планира да разработи няколко проекта за съхранение на електроенергия с цел осигуряване на баланс и гъвкавост на системата, засилване на позицията на България на износител и осигуряване на трансгранична гъвкавост на системата. Тези проекти ще улеснят и по-нататъшното развитие на ВИ и интегрирането им в националната енергийна система, като се има предвид променливостта на такива енергийни източници. В тази връзка се предвиждат следните проекти:

- Увеличаване на експлоатационния потенциал на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждането на язовир „Яденица“, което ще даде възможност за оптимизиране на структурата на генериращите мощности. Очаква се инвестиционните нужди да възлизат на около 220 млн. евро;
- Изграждане на помпено-акумулиращи водноелектрически централи „Батак“ и „Доспат“ при вече изградени язовири от каскада „Баташки водносиллов път“, като всеки от двата проекта ще добави в системата по около 800 MW нова инсталирана мощност в генераторен и помпен режим на съхранение чрез свързване и използване като горен резервоар на язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“ и като долен резервоар язовир „Батак“.
- Осигуряване на дългосрочно устойчиво енергийно решение и подобряване на възможностите за балансиране на енергийната система, позволяващо гъвкаво 24-часово и седмично управление, бърза подмяна на капацитета при извънредни ситуации и допълнителни услуги за балансиране чрез изграждане на помпено-акумулираща водноелектрическа централа „Доспат“ „Батак“
- Приблизително 200 млн. евро инвестиции в батерии за регулиране на честотата, чиято обща мощност е около 180 MW;
- Около 200 млн. евро инвестиции за насърчаване комбинирането на нови ВИ с локални съоръжения за съхранение на електрическа енергия в зависимост от подходящото технологично решение за съответните проекти (общо около 200 MW).

## **Търсене и проучване за добив на нефт и природен газ в дълбоко Черно море**

По отношение на разрешенията за проучване на нефт и природен газ, дадени от Министерството на енергетиката, има очаквания за увеличаване на дела на местното производство и намаляване на зависимостта на страната от внос на природен газ.

Към 01.02.2023 г. има едно действащо разрешение за търсене и проучване за нефт и природен газ в изключителната икономическа зона на Р. България в Черно море - „Блок 1-21 Хан Аспарух“. Титуляр на разрешението са дружествата „ТоталЕнерджис ЕЅП България“ Б.В и „ОМВ Офшор България“ ГмбХ.

С Решение № 578 от 25 август 2023 г. Министерският съвет откри производство за предоставяне на разрешение за търсене и проучване на нефт и природен газ - подземни богатства по чл. 2, ал. 1, т. 3 от ЗПБ в нова площ „Блок 1-26 Хан Тервел“, разположена в изключителната икономическа зона на Република България в Черно море. Решението е обнародвано в „Държавен вестник“, бр. 75 от 25 август 2023 г.

## **Мрежова и информационна сигурност (киберсигурност)**

Мрежовата и информационната сигурност на енергийната система е сигурността на съобщителните електронни мрежи и информационните системи за управление на енергийната система. Тя е съществен елемент на националната сигурност. Управлението на енергийните мрежи за осигуряване на постоянно съответствие между потреблението и производството на енергия изисква непрекъснато нарастваща степен на цифровизация. Това е свързано и с новите рискове, тъй като цифровизацията във все по-голяма степен излага енергийната система на кибератаки и инциденти, които могат да застрашат сигурността на енергийните доставки.

Република България ще продължи своите усилия за повишаване на мрежовата и информационната сигурност на енергийната система, чрез стратегическо сътрудничество и обмен на информация с останалите държави членки. Съгласно Директива (ЕС) 2016/1148 относно мерки за високо общо ниво на сигурност на мрежите и информационните системи в Съюза, транспонирана в националното законодателство със Закона за киберсигурност, енергийните предприятия за електрическа енергия и природен газ и доставчиците на цифрови услуги имат задължение да прилагат мерки за осигуряване на ниво на мрежова и информационна сигурност и мерки за предотвратяване и намаляване на въздействието на инцидентите, засягащи мрежовата и информационната им сигурност. В тази връзка, на основание Закона за киберсигурност, с Решение на Министерския съвет от април 2019 г., Министърът на енергетиката е определен за административен орган, към който се създава национален компетентен орган по мрежова и информационна сигурност за сектор „Енергетика“. Националният компетентен орган отговаря за организацията, координацията и контрола на дейностите и мерките по мрежовата и информационна сигурност за Министерство на енергетиката и определените оператори на съществени услуги в енергийния сектор, произтичащи от Закона за киберсигурността.



Предвид същественото значение на киберсигурността за управлението и функционирането на енергийния сектор се предвижда да бъдат въведени допълнително в енергийната система на страната, необходимите високо-технологични решения на ниво – лицензирани хардуер и софтуер за мониторинг и активна киберзащита на мрежовите и информационните системи за управление и работа на енергийната система, както и да бъде ускорен процеса по периодичното обучение на персонала и по осигуряването на необходимите човешки ресурси.

#### *ii. Регионално сътрудничество в тази област*

Като държава членка на ЕС, страната ни работи активно за изграждането на устойчив Енергиен съюз и за увеличаване потенциала на регионалното сътрудничество. Българската държава поддържа традиционно добри взаимоотношения с другите страни от региона, 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 правоприменик Съветът за регионално сътрудничество, Групата на високо ниво за газовата междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

За дългосрочното и взаимноизгодно развитие на енергийните отношения между страните от региона, с висока степен на приоритетност също така, е и наличието на обща нормативна рамка в областта на енергийното законодателство на ЕС.

#### *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 г., ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, програма „Механизъм за свързване на Европа“.

По-подробна информация относно финансовите мерки се намира в т. 5.3.

## 3.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“<sup>11</sup>

### 3.4.1 Електроенергийна инфраструктура

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

В съответствие с член 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943, относно вътрешния пазар на електроенергия, предвижда операторите на преносни системи да не ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони. Това изискване е спазено, когато е достигнат минимален праг 70% от преносния капацитет между търговските зони, като се спазват стандартите за безопасност за сигурна експлоатация на мрежата, включително при спазване на стандарта за сигурност при извънредни ситуации (N-1). Към момента, преки задължения по този регламент имат Гърция, България и Румъния, които са предприели съответните технически и организационни мерки за неговото изпълнение. Има обаче неяснота с третите страни, извън ЕС, с които е необходимо сключването на съответните допълнителни договори за изпълнение на член 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943.

Моля, виж информацията за проекти, включена в част 2.4.1 и 4.5.1.

#### *ii. Регионално сътрудничество в тази област*

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.

---

<sup>11</sup> Политиките и мерките трябва да отразяват принципа „енергийна ефективност на първо място“

Моля, виж информацията в част 5.3.

### 3.4.2 Енергийна 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 основни проекти за развитие на електропреносната и газопреносната инфраструктури.

Моля виж информацията в част 2.4.2 и 4.5.2.

- ii. Регионално сътрудничество в тази област<sup>12</sup>*
- 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 следващата Многогодишна финансова рамка 2021-2027 г. България възнамерява да се възползва от структурните фондове за финансиране на инвестиционни нужди за декарбонизация на енергийния сектор, осигурявайки адаптиране към климата и справедлив преход. Според Анекс Г към Доклада за страната за България (Bulgaria Country Report) са определени приоритетни инвестиционни нужди с цел насърчаване на мерки за енергийна ефективност, подобряване на ефективността на ресурсите и управлението на отпадъците и насърчаване на прехода към кръгова икономика.

Моля виж информацията в т. 5.3.

---

<sup>12</sup> Регионални групи, различни от ПОИ, създадени по силата на Регламент (ЕС) № 347/2013

### 3.4.3 Интеграция на пазара

#### *i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.3*

За изпълнение на разпоредбите на Директива 2019/944 относно пазара на електрическа енергия са извършени законодателни промени в ЗЕ и подзаконовата нормативна уредба към него. С тези промени се регламентира и процеса на пълна либерализация на електроенергийния пазар. Този процес започва от 01.07.2024 г. Планира се прогресивно дерегулиране на цените за битовите потребители, като процесът на либерализация да отнеме от 2 години.

Политиките и мерките ще бъдат насочени към:

- Насърчаване на местните енергийни общности, за да се стимулират потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара и да се даде възможност за лесен преход на активните клиенти към отворения и напълно либерализиран пазар на електрическа енергия;
- Предоставяне на право за сключване на договор с динамична цена на електрическата енергия и договор за агрегиране за оптимизиране на потреблението, за да се насърчат потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара, както и да се даде възможност за лесен преход на активните клиенти към отворения и напълно либерализиран пазар на електроенергия;
- Осигуряване на достъп до инструменти за сравняване на офертите на доставчиците, което да е в подкрепа на активното участие на потребителите на пазара, избора на договори за агрегиране на услуги и прозрачност на отношенията в гражданските енергийни общности.
- Присъединяване към инициатива за ръчно активиране на резерв за обединяване (MARI) на българския пазар на електрическа енергия;
- Присъединяване към инициативата за международна координация за автоматизирано възстановяване на честотата и стабилна работа на системата (PICASSO) за свързване на балансиращия пазар;
- Координирано управление на небалансите (IGCC) - Електропреносният оператор е пълноправен член на тази платформа и предприема действия за активно участие в нея;

С цел интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар са осъществени обединения на борсовия пазар в страната с борсовите пазари на съседни страни членки на ЕС.

- Обединение на пазарите между България и Северна Македония във времеви сегмент „Ден напред“, чрез присъединяване към Единния европейски пазар „Ден напред“ SDAC - България и Северна Македония стартираха локален проект за пазарна интеграция във времеви сегмент „Ден напред“. Предпоставки за стартирането на този проект в реална работа е

стартирането на оперативен местен пазар „Ден напред“, което се очаква да се случи през 2024 г., и въвеждането на пакет от европейски регламенти в Северна Македония.

Проектът за интеграция е замразен до стартирането на местен пазар и въвеждането на необходимото европейско законодателство в Северна Македония.

Очакван старт през 2024 г.

- Обединение на пазарите между България и Сърбия във времеви сегмент „Ден напред“, чрез присъединяване към Единния европейски пазар „Ден напред“ SDAC - През 2018 г. стартираха преговори за тристранно обединение между България, Сърбия и Хърватия. През 2019 г. страните разработиха Анализ на предпоставките и осъществимостта на проекта. Дейностите по проекта продължават, като част от необходимите последващи стъпки са свързани със законодателни промени в нормативната уредба на Сърбия, които да гарантират организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222. През м. юни 2022 правителството на Република Сърбия официално определи SEEPEX като сръбски номиниран оператор на пазара на електроенергия (NEMO). Сърбия вече има функциониращ локален пазар ден напред. Предпоставка за успешното реализиране на проекта е имплементирането на законодателна рамка, реципрочна на европейската съобразно приетата адаптирана такава през декември 2022 г.

За ефективното функциониране на единен вътрешен пазар в Европа е необходимо организацията и функционирането на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ на ДЧ и държавите част от Енергийната общност да се осъществява при еднакви правила и организация на пазара. България, която граничи и с държави, които не са членки на ЕС, е заинтересована от създаването на общи правила, които да допринесат за ефективното обединение на пазарите.

#### *Пазар „В рамките на деня“*

Към настоящия момент, в Европа съществува един проект за пазарно обединение „В рамките на деня“ – XVID.

Пазарно обединение на пазарите „В рамките на деня“ се осъществява посредством локални проекти (Local implementation project - LIP).

Електропреносният оператор и пазарният оператор участваха в локалния проект LIP 15, който беше част от втората вълна на обединение на пазарите „В рамките на деня“, която обхващаше два локални проекта LIP 15 и LIP 16. В нея участваха борсовите оператори и операторите на преносни системи на България, Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия, Полша, Австрия, Германия.

След стартиране на втората вълна на 19.11.2019 г., България вече е част от Единния пазар „В рамките на деня“ (SIDC – Single Intraday Coupling) посредством българо-румънска граница.

България е част от регионалния проект LIP 14, който цели присъединяване на италианските граници и границата между България и Гърция към SIDC, като част от третата вълна на присъединение към SIDC. Проектът за интеграция бе успешно завършен на 29.11.2022 г.

#### *Оптимизация на потреблението*

България създаде с промените на Закона за енергетика от 17.11.2023 г. подходящи условия, 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*

- Въвеждане на интелигентни измервателни средства, с цел насърчаване на потребителите на електрическа енергия да участват по-активно и ефективно на пазара;
- Стремех към модернизиране на енергийния сектор в страната и в съответствие с чл. 10в от Директива (ЕС) 2018/410 с цел засилване на разходоефективните намаления на емисиите и нисковъглеродните инвестиции и Решение (ЕС) 2015/1814, България също ще се възползва от възможността за безплатно разпределение на квоти за емисиите на парникови газове на инсталации за производство на електроенергия през четвъртата фаза на СТЕ на ЕС за преходния период от 2021 г. до 2030 г. За тази цел се предвижда прилагането на Националната рамка за инвестиции в периода 2021-2030 г., която дава възможност на операторите да получават безплатни квоти за емисии срещу техните инвестиции в модернизацията на енергийния сектор.

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“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“ осигурява 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. Разработват се проекти за изграждането на нови два ПАВЕЦ-а.

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

Разработване на регулаторна рамка, която да гарантира, че потребителите имат право да потребяват електрическата енергия от собствено производство от възобновяеми източници. Рамката следва да гарантира, че потребителите на тази електрическа енергия, поотделно или чрез доставчици на агрегирани услуги, имат право да произвеждат енергия от възобновяеми източници, включително за собствено потребление, да натрупват и продават своя излишък от тази електроенергия от възобновяеми източници, включително чрез споразумения за закупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници, доставчици на електроенергия и търговски споразумения между партньори, без да се подлагат на каквато и да е преценка на предстоящи или непропорционални процедури и такси.

*iv. 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*

Терминът „енергийната бедност“ се появи през последните години като произведен ефект в започналата глобална климатична трансформация, която налага изпълнение на конкретни ангажименти от държавите-членки на ЕС за постигане на цели за намаляване на нетните емисии на парникови газове с най-малко 55% до 2030 г. в сравнение с равнищата от 1990 година. Това наложи и спешното транспониране на чл. 28 Уязвими клиенти и чл. 29 Енергийна бедност на Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС. Посочените текстове на Директивата очертават основната рамка на задълженията на ниво ЕС за защита на уязвимите клиенти и на домакинствата в положение на енергийна бедност, като същевременно приемането и прилагането на подходящи

мерки е ангажимент на отделните държави-членки, съобразно националната специфика.

В тази насока бяха предприети действия, като на 05.10.2023 г. 49-то Народно събрание на Република България прие Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИДЗЕ), повторно приет на 10.11.2023 г., обн., ДВ, бр. 96 от 17.11.2023 г. В допълнителните разпоредби на така приетия закон са въведени за първи път национални определения за "домакинство в положение на енергийна бедност" и "уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия", които заедно с измененията, предвидени в чл. 38д от закона са от съществено значение за изпълнението на Реформа С4.Р3. Разработване на дефиниция и критерии за "енергийна бедност" (Реформата) от Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България (НПВУ). Предвид разпоредбите на § 17 от ЗИДЗЕ Министерският съвет (МС) беше задължен да приеме посочената Наредба в срок не по-късно от три месеца след обнародване на закона (съгласно § 50 от преходните и заключителните разпоредби на ЗИДЗЕ). В закона е записано задължение за извършването на оценка на броя на домакинствата в положение на енергийна бедност, както и създаване и поддържане на информационна система за броя на домакинства в положение на енергийна бедност и за уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия, от националната отговорна институция, определена за разработване на Национален социален климатичен план, съгласно Регламент (ЕС) 2023/955 на Европейския парламент и на Съвета от 10 май 2023 г. за създаване на Социален фонд за климата и за изменение на Регламент (ЕС) 2021/1060 (ОВ, L 130/1 от 16 май 2023 г.) или от друг орган, определен с акт на МС.

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на най-уязвимите лица и семейства, отговарящи на определените критерии за доходи и имуществено състояние. 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 социално уязвимите групи се отпуска целева помощ за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на целевата помощ включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания. Дефинирани са 5 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 320 000 лица и семейства се възползват от тази помощ.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 40%. 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. 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.

В Закона за енергетиката е вменено задължението Министерския съвет да определи или създаде орган (ведомство), който да разработи Националния социален и климатичен план и същевременно да изгради и поддържа функциониране на информационна система за броя на домакинства в положение на енергийна бедност и за уязвими клиенти за снабдяване с електрическа енергия.

Инициативата е предложена за включване като реформа по RePowerEU. Изпълнението на реформата следва да се осъществи съвместно от екипите на МФ, МТСП, МРРБ и МЕ (отговорни институции по прилагане на подходящи мерки за подкрепа, съгласно разпоредбите на чл. 38д от Закона за енергетиката) и подкрепени от международна финансова институция по примера на изпълнение на други мащабни реформи в страната (като Реформа С4.R1 "Създаване на Национален фонд за декарбонизация" към Националния план за устойчивост и развитие, подкрепена от ГД "Реформи" на Европейската комисия и със сътрудничеството на Европейската инвестиционна банка, ПрайсуотърхаусКупърс и Екорис, за изпълнение на проект "Подкрепа за създаване на Национален декарбонизационен фонд (НДФ)", както и инициативата Renovation Wave for Europe, по линия на инициативата REACT-EU, финансирана от Next Generation EU).

Предложената Обсерватория има за цел да бъде платформата за обединяване на широка общност от практики, длъжностни лица и изследователи, работещи в посочената област в България и извън нея. Основаната причина за създаването на Обсерваторията като надведомствен орган към Министерския съвет на Р България, който да координира конкретни политики и мерки за тяхното прилагане, е продиктувана от необходимостта от създаване на център за подпомагане на вземането на решения, посветен на този въпрос в България – държава-членка, в която нивата на енергийна бедност са сред най-високите в Европа и където структурните проблеми във връзката между енергетиката, ниските доходи и необновените жилища са особено изразени.

Това предложение включва създаването на нов център за знания, който не само да служи като изчерпателен информационен ресурс за заинтересованите страни за нивата на енергийната бедност в България и мерки за справяне с нея, но и да стимулира напредъка на най-съвременните аналитични изследвания за причините и последиците от проблема в страната. Освен това Обсерваторията ще развива иновативни политики и практики за справяне с енергийната бедност и също така ще

служи като средоточие за дискусии на заинтересованите страни и обмен на знания по темата. Финансиране на реформата е предвидено да се осъществи чрез Механизма за възстановяване и устойчивост. Издръжката на Обсерваторията след нейното създаване и изпълнението на други специфични дейности, свързани с преодоляване на енергийната бедност ще се подпомагат от Социалния климатичен фонд на ЕС, други финансови инструменти с източник на финансиране ЕС и националния бюджет.

Наред с тези краткосрочни мерки се търсят и дългосрочни мерки, които са свързани с инвестиции в енергийна ефективност или намаляване на нуждата и количеството енергия, необходими за отопление и охлаждане на дома. Мерките за енергийна ефективност ще доведат до намаляване на броя на потребителите, включени в определението за „енергийно бедни“. Подобряването на енергийната ефективност има няколко положителни ефекта, сред които и това че спомага за намаляване на енергийната бедност. В дългосрочен план е необходимо сградният фонд на ЕС да бъде (дълбоко) реновиран, преустроен в сгради с близко до нулево потребление на енергия, а националните стратегии за обновяване трябва да улеснят разходоэффективната трансформация, като се вземе предвид, че някои домакинства са в състояние на енергийна бедност. Трябва да се разработят национални планове за действие или други подходящи рамки за справяне с енергийната бедност и държавите-членки трябва да осигурят необходимото снабдяване с енергия за уязвимите клиенти, като приемат социални политики или подобрения на енергийната ефективност на жилищата.

*v. Описание на мерките за създаване на условия за оптимизация на потреблението и за нейното развитие, включително такива, които се отнасят до тарифи, подкрепящи динамично ценообразуване<sup>13</sup>*

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*

Политики и мерки за постигане национални цели във връзка с енергийната бедност:

- Осигуряване адекватна защита за енергийно бедните лица по компетентност вкл. и с предоставяне на целева помощ за отопление за тези, които отговарят на условията на Наредбата определяща критериите, условията и реда за определяне на статут на домакинство в положение на енергийна бедност и статут на уязвим клиент за снабдяване с електрическа енергия;

---

<sup>13</sup> В съответствие с член 15, параграф 8 от Директива 2012/27/ЕС.

- 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;
- Обновяване на сградния фонд;
- Повишаване на енергийната ефективност чрез въвеждането към националната цел по чл. 8 от Директива (ЕС) 2023/1791, на изискването за приоритетно изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност при уязвими клиенти, включително домакинства, засегнати от енергийна бедност, и когато е целесъобразно, в сгради за социално жилищно настаняване.

В допълнение към мерките за насърчаване на активното участие на потребителите на пазара на електрическа енергия ще се прилагат и мерки за тяхната защита. В тази връзка политиката на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия включва мерки за осигуряване на плавен и постепенен преход на битовите клиенти. При този плавен преход цените на пазара на електрическа енергия на дребно постепенно ще преминат от регулирани цени, през частично регулиране, докато тяхното регулиране бъде напълно премахнато.

В дългосрочен план, в допълнение към гореспоменатите мерки, ще се прилагат и мерки за подобряване на енергийната ефективност на домовете на енергийно бедни потребители с цел намаляване на енергийните им разходи и повишаване на техния жизнен комфорт.

Мерките и програмите по защита на енергийно бедни и уязвими клиенти, допълнително ще бъдат разработени и прилагани чрез Националния Социално Климатичен План.

От 2008 г. се прилага мярка за подпомагане на най-уязвимите лица и семейства, отговарящи на определените критерии за доходи и имуществено състояние. 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 най-уязвимите лица и семейства се отпуска целева помощ за отопление по време на отоплителния сезон.

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на най-уязвимите лица и семейства, отговарящи на определените критерии за доходи и имуществено състояние. 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 социално уязвимите групи се отпуска целева помощ за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на целевата помощ включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания. Дефинирани са 5 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 320 000 лица и семейства се възползват от тази помощ.

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 500 kWh електроенергия в т. ч. 300 kWh дневна и 200 kWh нощна (необходимо количество енергия за отопление на една стая). Целевата помощ за отопление се предоставя за закупуване на – топлоенергия, електроенергия, природен газ или твърдо гориво. Тази помощ ще продължава да се прилага като мярка за подпомагане на най-уязвимите лица и семейства.

Целта на Програма „Осигуряване на целева социална закрила за отопление на населението с ниски доходи“ е предоставяне на финансови средства на хората с ниски доходи за да осигурят отоплението си през зимния период.

- Условието и реда за отпускане на целева помощ за отопление на лица и семейства през отоплителния сезон са регламентирани в Наредба № РД 07-5/16.05.2008 г. (Наредбата).

В съответствие с нормативно регламентирани в Наредбата условия, право на целева помощ за отопление имат лицата и семействата, чийто средномесечен доход за предходните шест месеца преди месеца на подаване на заявление-декларация е по-нисък или равен от диференциран доход за отопление (ДДО). Тези лица и семейства следва да отговарят и на условията на чл. 10 и чл. 11 от Правилника за прилагане на Закона за социално подпомагане.

Заявленията-декларации за отпускане на целева помощ за отопление за съответния отоплителен сезон се подават в дирекция „Социално подпомагане“ по настоящ адрес в периода от 01 юли до 31 октомври 2022 г. Със заповед на министъра на труда и социалната политика се определя месечен размер на целевата помощ за отопление за съответния отоплителен сезон.

Предоставяната целева помощ за отопление е за период от 5 месеца през съответния отоплителен сезон, като в заявлението-декларация лицата и семействата задължително заявяват вида на ползваното отопление – топлоенергия, електроенергия, твърдо гориво или природен газ.

### **3.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“**

#### *і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.5*

Националните 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:

- Иновационната стратегия за интелигентна специализация на Република България 2021-2027 г.

- Повишаване на уменията и създаване на квалифицирана работна сила, която да поддържа производството на технологии за нулеви нетни емисии, включително създаване (или участие) на академии за нулеви нетни емисии;
- Създаване на индустриални паркове по смисъла на Закона за индустриалните паркове.

През последното десетилетие научните изследвания и иновациите станаха основен приоритет на европейската политика. Ето защо и българската страна разглежда научните изследвания и иновациите като реална възможност за подобряване на конкурентоспособността на икономиката, генератор на икономически растеж и работни места. По отношение на научните изследвания, иновациите и конкурентоспособността, водената от българската държава политика е насочена към:

- Внедряване на високоефективни енергийни технологии;
- Интелигентни енергийни мрежи и съхранение на енергия;
- Изследвания в областта на ядрена енергия;
- Проучване възможностите за внедряване на електрохимични източници на енергия като акумулаторни батерии, технологии на базата на водород и горивни клетки.

За реализиране на политиките в областта на иновациите, ще се предприемат следните мерки:

- Постигане на целите по пакет „Чиста енергия за всички европейци“ на ЕС до 2030 г., както и за развитие на нисковъглеродна икономика в дългосрочен план;
- Увеличаване броя на иновативните фирми (въвеждане и развитие на иновации) във високотехнологични и интензивни сектори, в съответствие със Стратегията за интелигентна специализация;
- Повишаване на конкурентоспособността и ефективността на изследователската система чрез поставяне акцент върху резултатите и създаване на стимули (като подобряване на условията на труд, международно сътрудничество и мобилност, сътрудничество с бизнеса), с цел привличане на квалифицирани изследователски екипи;
- Развиване на умения в университети и изследователски институции за повишаване на търговската жизнеспособност и пазарната значимост на техните изследователски проекти и способността да участват в изследователски консорциуми;
- Подкрепа за сътрудничество между научните изследвания и бизнеса, трансфер на технологии и прилагане на резултатите от научните изследвания;

- Насърчаване на бизнес-инвестиции в научни изследвания и във внедряването на иновациите в промишлеността и бита.

Предвижда се да бъде разработен пилотен проект за водород с обща инсталирана мощност от 20 MW. Въз основа този проект ще бъде анализирано по-нататъшното развитие на водородните мощности след 2030 г.

Планира се също така и участие следните области на научните изследвания и развойната дейност:

- CROSSBOW - Трансгранично управление на възобновяемите енергийни източници и инсталации за съхранение на енергия, което ще позволи по-голяма гъвкавост на енергийната система по отношение производството на възобновяема енергия;
- FLEXITRANSTORE - Интегрирана платформа за повишена гъвкавост в интелигентните мрежи за данни с обекти за съхранение на възобновяема енергия, което ще повиши гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
- INTERFACE - Архитектура на потребителски интерфейс за предоставяне на иновативни мрежови услуги за по-ефективна енергийна система, което ще доведе до увеличаване гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
- SDN-microSENSE - SDN - гъвкавост на микропреносните мрежи в електроенергийната система. Това ще повиши сигурността на системата на вътрешния енергиен пазар;
- FORESIGHT - усъвършенствана платформа за симулиране на киберсигурност за обучение в авиационна, морска и енергийна готовност, с цел повишаване сигурността на системата на вътрешния пазар;
- X-FLEX - Интегрирани енергийни решения и нови пазарни механизми за разширена гъвкавост на европейската мрежа, с цел увеличаване на гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
- FARCROSS - Улесняване на трансграничния пренос на електроенергия чрез иновации, повишаване на гъвкавостта на системата на IEM, увеличаване на регионалното сътрудничество, повишаване на сигурността на системата;
- TRINITY - Увеличаване на капацитета за пренос на регионални граници чрез интелигентни пазарни технологии, повишаване на гъвкавостта на системата на IEM, с цел увеличаване на регионалното сътрудничество;
- Механизъм за финансови компенсации за подкрепа на конкурентоспособността на индустриите изложени на риск, с цел намаляване на отделяните от тях вредни емисии;
- Национални научни програми на Министерството на образованието и науката - „Нисковъглеродна енергия за транспорт и живот - EPLUS“ и

„Опазване на околната среда и намаляване на риска от нежелани събития и природни бедствия“ за създаване на експертиза с фокус върху съхранението и преобразуването на възобновяема енергия, водород - базирани технологии и екомобилност, провеждане на основни и приложни изследвания. Програмите ще се изпълняват за период от 3 до 5 години.

По ПНИИДИТ е предвидена подкрепа за развитието на Европейски цифрови иновационни хъбове (ЕЦИХ) под формата на синергийно финансиране в рамките на приоритет 1 „Устойчиво развитие на българската научно-изследователска и иновационна екосистема“, Приоритетно направление 4 „Синергия с програми „Хоризонт Европа“ и „Цифрова Европа“.

По линия на синергийното финансиране, по ПНИИДИТ са предвидени следните процедури:

- Процедура за директно предоставяне „Допълващо финансиране на избрани от ЕК Европейски цифрови иновационни хъбове“, която цели да се осигури допълващо финансиране за изграждане на национална мрежа от ЕЦИХ и развитие на капацитета на избраните национални цифрови и иновационни хъбове за предоставяне на услуги в областта на дигиталните и зелените технологии за малки и средни предприятия и за публични организации за техните неикономически дейности. Тази процедура беше отворена за кандидатстване до 8 ноември 2023 г. Индикативният бюджет по процедурата е в размер на 13 586 742,33 лева, разпределен по отделните ЕЦИХ пода;
- Процедура за директно предоставяне „Финансиране на ЕЦИХ, получили „Печат за високи постижения“, Процедурата ще бъде отворена за кандидатстване в началото на 2024 г.

Процедура за директно предоставяне „Участие на български организации в институционализирани европейски партньорства“. По тази процедура ще се осигури финансиране за участие на български консорциуми в европейските (институционализирани) партньорства по РП „Хоризонт Европа“, които покриват приоритетните направления на Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 (ИСИС).

Приоритетно направление 3 „Трансфер на технологии и знания“ на Приоритет 1 на ПНИИДИТ включва подкрепа за следните мерки:

- Иновативни грантове (ваучерна схема) за МСП за насърчаване на сътрудничеството с ЦВП, ЦК, обектите от НПКНИ, Лабораторен комплекс към НТП СТП и други изследователски организации и лаборатории. Основната цел е да насърчи бизнеса за по-широко използване на капацитета на научните организации в процесите на въвеждане на иновативни решения, решаването на различни технологични проблеми на предприятието, в дигитализацията, въвеждането на нови бизнес модели, прототипиране и др;

- Схема Smart България, която ще подкрепи съвместни проекти на предприятия и екип от научна организация или висше училище, които могат да защитят значителен потенциал за спечелване на пазарен дял, генериране на икономическо въздействие и износ чрез идеи за изцяло нов продукт, услуга или процес или нова употреба на съществуващи такива, която значително разширява възможностите на компанията;
- Програми за сътрудничество за иновации и трансфер на знания и технологии в областите на европейските вериги за създаване на стойност (European value chains). Съвместни програми между индустрията, МСП и научните организации и висши училища за изграждане на дългосрочно сътрудничество и постигане на значителен напредък и принос към регионалната икономика като например в областта на изграждане на водородни долини. Програмите могат да бъдат два типа – фокусни в конкретни приоритетни области и хоризонтални и са амбициозни планове за сътрудничество между всички участници в иновационната екосистема за дълбока трансформация в секторите на интелигентна специализация с потенциал за системна промяна;
- Програми за мобилност между индустрията, изследователски организации и висши училища за допълнително развитие на практическия капацитет и развитие на иновационния и технологичен потенциал на съответното предприятие. Програмите ще насърчават интерсекторната мобилност на учени в предприятията; завръщане на учени от чужбина и привличането им на работа в предприятия.

Развитие на иновационни клъстери. Интервенцията е насочена основно към вече изградени иновационни клъстери, опериращи в тематичните области на ИСИС 2021-2027 г.

В изпълнение на цел на политиката „По-конкурентоспособна и по-интелигентна Европа чрез насърчаване на иновативна и интелигентна икономическа трансформация и регионална свързаност на ИКТ“, ПНИИДИТ подкрепя развитието на умения за интелигентна специализация, индустриален преход и предприемачество. Основната цел на тази подкрепа е развитието на човешкия капитал и на такива знания, умения и компетентности в предприятията, липсата на които биха довели до загуба на персонал, поради дигиталната и зелена трансформация на икономиката.

В Рамките на приоритет 1, приоритетно направление 1 „Устойчиво развитие на националния капацитет за научни изследвания и иновации“ е предвидено провеждането на процедура за директно предоставяне „Устойчиво развитие на Центрове за върхови постижения и Центрове за компетентност, в т.ч. и на конкретни инфраструктури или техни обединения от НПКНИ“ е подпомагане на устойчивото развитие на ЦВП и ЦК, които се изграждат по ОПНОИР, за тяхното преминаване в оперативна фаза, стимулиране сътрудничеството им с бизнеса чрез трансфер на технологии, пълноценното им интегриране в научноизследователската и иновационна



екосистема на страната и увеличаване на приноса им към интелигентната икономическа трансформация.

Всички мерки в областта на иновациите, изпълнени по ОПИК и предвидени за изпълнение по ПИТ на НПВУ и по ПК ИП 2021-2027 г. са в съответствие с Иновационната стратегия за интелигентна специализация.

През следващите години, усилията на държавата ще бъдат насочени към внедряване на нови енергоспестяващи технологии, които има значителен принос в намаляване на въглеродните емисии в атмосферата, намаляват парниковия ефект и прегряването на сградите. Ще се стимулира използването на съвременни иновационни технологии, способстващи за значително редуциране навлизането през остъклените повърхности в сградите на вредните за човешкото здраве ултравиолетови и инфрачервени лъчения. Целта е чрез осезаемо намаляване на разходите за енергия, със сравнително бърза възвръщаемост на вложените инвестиции, да се постигнат по-добри условия за живот и работа на българските граждани.

Нисковъглеродната икономика е съществен фактор, който ще допринесе за изпълнение на целта за намаляване на отделяните в атмосферата вредни вещества. В тази връзка, ще се предприемат действия за намаляване на отделяните токсични емисии от транспорта, селското стопанство и промишлеността. За целта ще се внедрят иновационни аспирационни и пречистващи системи, отговарящи на най-високите европейски изисквания за улавяне на повече от 90% на вредните газове, пари и прахови частици, отделящи се в процесите на производство на енергия, производството и преработката в металургията, в процеса на добив и преработка на инертни материали /цимент, вар, асфалт, мрамор и др./, фармацевтичната промишленост, химическата промишленост /киселинни газове, сероводород, циановодород, хлороводородна киселина и др./, хранителната промишленост /азотен оксид, въглероден монооксид, формалдецид и т.н./. Могат също така да се прилагат технологии и иновативни продукти, които да варират от отделни промишлени преносими системи за временно аспириране на замърсителите до централизирани системи големи сектори и производства. Българската държава ще подкрепя внедряването в реално работеща среда иновации, допринасящи за спестяване на енергия и за намаляване на отделяните в атмосферата вредни твърди емисии /прахови частици/, с цел осигуряване на по-здравословни и по-безопасни условия за работа и живот на хората. Ще продължи проучването за внедряване и използване на електрохимични източници на енергия, като акумулаторни батерии, 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*

Предвид значимостта на иновациите за бъдещото развитие на чиста и високоефективна енергетика, вниманието и усилията на българската страна са

насочени към възможно реализиране на проекти за внедряване на иновации в областта на енергетиката, които ще се базират на Европейския стратегически план за енергийни технологии. Обсъждат се промени в цялостния модел на енергетиката, а именно навлизане на т. нар. „интелигентни енергийни мрежи“, съхранението на енергия, внедряване на високоефективни енергийни технологии и системи в икономиката и бита, с цел намаляване разходите за енергия на потребителите. Пасивното проектиране на зелена жизнена среда ще изисква нов цялостен подход, който ще включва намиране на баланс между ориентацията на сградите, остъкляването, вентилацията, както и осигуряване на високоефективни технологии, системи и материали за изолация. Внедряването на нови високоефективни енергийни технологии и системи от ново поколение за сградите и остъклените повърхности, ще доведе до значимо намаление на разходите за енергия от крайните клиенти, ще способства за решаване на предизвикателствата с декарбонизацията и ще подобри качеството на живот и условията за работа на хората. С цел стимулиране разходно-ефективното развитие на нисковъглеродните технологии в страната, българската държава ще се възползва и от разработвания на европейско ниво SET план, който насърчава сътрудничеството в областта на иновациите в различните сектори и от Европейския иновационен фонд.

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

По отношение на инвестиция „Програма за публична подкрепа за развитието на индустриални райони, паркове и подобни територии и за привличане на инвестиции („AttractInvestBG“)“ на 2.06.2023 г. Министерството на иновациите и растежа обяви процедурата чрез подбор на предложения за изпълнение на инвестиции от крайни получатели BG-RRP-3.007. Със Заповед № РД-14-403/20.09.23 на министъра на иновациите и растежа ГД ЕФК е определена за Структура за наблюдение и докладване за изпълнението на Инвестиция СЗ.І1: „Програма за публична подкрепа за развитието на индустриални райони, паркове и подобни територии и за привличане на инвестиции („AttractInvestBG“)“. В рамките на крайния срок за кандидатстване по процедурата постъпиха 20 бр. предложения за изпълнение на инвестиции с обща стойност на заявеното по тях финансиране в размер на 383 915 652.11 лева. Безвъзмездното финансиране ще подпомага изграждането на техническа, екологична и иновативна инфраструктура. По отношение на изграждането на „Екологична инфраструктура“ се предвижда (в случай, че предприятията в парка/зоната имат необходимост от нея) да бъдат финансирани дейности за изграждане и присъединяване на новоизградени точки за зареждане, както и закупуване, доставка и монтаж на зарядни станции на слънчеви батерии за електромобили (с общ бюджет: 1 500 000 лв. или 766 938 евро).

По отношение на инвестиция Програма за икономическа трансформация от Компонент 3 „Интелигентна индустрия“ през 2023 г. бе обявена процедура за предоставяне на средства на крайни получатели BG-RRP-3.006 „Изграждане на нови ВЕИ за собствено

потребление в комбинация с локални съоръжения за съхранение на енергия в предприятията". Целта на процедурата е предоставяне на безвъзмездни средства за изграждане на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) за собствено потребление на предприятията, комбинирани с локални съоръжения за съхранение на енергия, с което да се насърчи прехода на частния сектор към екосъобразна дейност. Мярката е насочена единствено към слънчева фотоволтаична енергия и има като задължителен елемент придобиването на технологии и съоръжения за съхранение под формата на батерии, което допринася за баланса в произведената мощност и подпомага преодоляването на един от недостатъците на възобновяемите източници, а именно непостоянното производство. Първоначалният бюджет на процедурата е 200 000 000 лв. (102 258 376.24 евро), като в последствие е коригиран на 120 000 000 лв. (61 355 025.74 евро). Отчитайки максималната продължителност на изпълнение на един проект (18 месеца), очакванията са реалното изпълнение на инвестициите да бъде завършено през 2024 и 2025 г. В резултат от изпълнението на процедурата ще бъде постигнато минимум 54 096 kW оперативен капацитет на инсталираните съоръжения за съхранение.

В рамките на Компонент 6 „Устойчиво селско стопанство“, инвестиция С6.11 „Фонд за насърчаване на технологичния и екологичен преход на селското стопанство на ПВУ“, са предвидени за изпълнение четири направления:

1. „Инвестиции в технологична и екологична модернизация“;
2. „Центрове за подготовка за предлагане на пазара и съхранение на плодове и зеленчуци“;
3. „Инвестиции, свързани с ефективно използване на вода в земеделските стопанства“;
4. „Инвестиции за изграждане и оборудване на животновъдни обекти за отглеждане и преценка на мъжки разплодни животни“.

На 26.09.2023 г., между Министерство на земеделието и храните и Министерство на финансите бе подписано Оперативно споразумение за изпълнение на Инвестиция С6.11. по ПВУ.

След проведени две обществени обсъждания, на 28.09.2023 г. бе обявена първа процедура по инвестицията с номер BG-RRP-6.004 по направлението „Инвестиции в технологична и екологична модернизация“, с краен срок за кандидатстване 20.12.2023 г.

Процедурата има за цел да предостави своевременна подкрепа на българските земеделски производители, под формата на безвъзмездни средства, за бързо възстановяване от последиците от COVID-19 пандемията, преодоляване на проблемите, които възпрепятстват конкурентоспособността и устойчивостта на аграрния сектор и ускоряване на неговата адаптация към климатичните промени, екологизацията на производството, цифровата трансформация, подобряване на генетичните ресурси.

Фондът за насърчаване на технологичния и екологичен преход предвижда предоставяне на подкрепа на земеделските стопани за реализация на целеви инвестиции, за закупуване на материални и нематериални активи за прилагане на дейности, осигуряващи опазване на компонентите на околната среда и смекчаване на последиците от климатичните промени, въвеждащи иновативни производствени и цифрови технологии, технологии за производство и организация в селското стопанство, за автоматизиране на работните процеси.

На 24.10.2023 г. бе обявена втора процедура по инвестицията с номер BG-RRP-6.006 по направлението „Центрове за подготовка за предлагане на пазара и съхранение на плодове и зеленчуци“. Краен срок за кандидатстване по процедурата е 22.12.2023 г.

Основна цел на процедурата е да се подпомогне процеса на предлагане на пазара на селскостопанска продукция, попадаща в обхвата на сектор „Плодове и зеленчуци“, чрез финансиране на инвестиции, допринасящи за предлагането на продукти, чието качество, състояние и вид отговарят на потребностите на крайния потребител. По този начин, подкрепата ще предостави възможност за повишаване на конкурентоспособността на производителите на селскостопански продукти от сектор „Плодове и зеленчуци“, в т.ч. най-вече на тези земеделски стопанства, които са засегнати от последиците от пандемията SARS-CoV-2. Ще се стимулира създаването на къси вериги на доставка, модернизирани и автоматизирани на процесите по събиране, подготовка за пазара и съхранение на пресни плодове и зеленчуци.

Към момента не е стартирало изпълнението на направлението за „Инвестиции, свързани с ефективно използване на вода в земеделските стопанства“. Средствата по конкретното направление са с общ размер на публичния ресурс 119.7 млн. лева, в това число – 99.7 млн. лева от Механизма за възстановяване и устойчивост и 20 млн. лева за невъзстановим ДДС от държавния бюджет. По посоченото направление все още е в ход дискусия със службите на ЕК по отношение на част от нормативната рамка, свързана с неговото прилагане.

По отношение на четвъртото направление за „Инвестиции за изграждане и оборудване на животновъдни обекти за отглеждане и преценка на мъжки разплодни животни“, МЗХ е подготвило и изпратило до Министерство на финансите, съответно до службите на ЕК мотивирано искане за отпадане на неговото изпълнение и освобождаване на съответния бюджет от до 4.6 мил. лв. от Механизма за възстановяване и устойчивост и до 0.9 млн. лв. национално публично финансиране за невъзстановим данък, съгласно Закона за данъка върху добавената стойност (ЗДДС). Към днешна дата, подадените изменения са одобрени от ЕК, като в рамките на месец ноември се очаква същите да бъдат официално одобрени след решение на Съвета.

Съгласно Индикативната годишна работна програма за 2023 г. на програма „Конкурентоспособност и иновации в предприятията“ 2021-2027 (ПКИП) са планирани две процедури в областта на НИРД и иновациите: процедура „Разработване на иновации в предприятията“ и процедура „Внедряване на иновации в предприятията“. Първата процедура е насочена към подкрепа за вътрешни за предприятието развойна

дейност/иновации, а втората (която е обявена за кандидатстване на 02.11.2023 г.) за въвеждане на иновации от страна на МСП като дейностите и по двете процедури следва да се изпълняват в тематичните области на Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 (ИСИС). Една от областите на ИСИС е „Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика“ като в рамките на двете процедури за осъществяване на дейности в тази област са заделени общо 146 687 250 лв.

В Индикативната годишна работна програма за 2024 г. на Програма „Научни изследвания, иновации и дигитализация за интелигентна трансформация“ 2021-2027 г. (ПНИИДИТ) е планирана процедура за допълващо финансиране за подкрепа участието на България в европейското партньорство „Чист водород“ за одобрен от Европейската комисия проект за изграждане на водородна долина. Процедурата е насочена към осъществяването на синергиен подход с програма „Хоризонт Европа“ и подкрепа на иновативни технологии за регионална трансформация към зелена и цифрова икономика, както и изграждане на дългосрочно партньорство между бизнеса, науката и всички заинтересовани страни на регионално ниво. Общата сума на бюджета на проекта от страна на ПНИИДИТ е 16 000 000 лв.

По линия на инструмента REACT-EU по Приоритетна ос 6 Възстановяване на МСП по ОПИК 2014-2020, в изпълнение е процедура за БФП BG16RFOP002-6.002 „Възстановяване на МСП чрез подобряване на енергийната ефективност“, обявена през Април 2022 г. По процедурата е предоставена подкрепа на МСП за възстановяване от икономическите последици от разпространението на пандемията COVID-19 чрез подобряване на енергийната им ефективност. Целта на процедурата е предоставянето на фокусирана подкрепа на българските МСП за възстановяване от икономическите последици от разпространението на пандемията COVID-19 чрез подобряване на енергийната им ефективност. По процедурата са сключени 842 договора, с обща стойност на безвъзмездната финансова помощ от 83 586 313.55 лв. От тях към февруари 2023 г. успешно са приключили 16 договора с обща стойност на безвъзмездната финансова помощ от 1 426 176.69 лв. В обхватът на подкрепяните дейности попадат различни видове енергийно-ефективно оборудване като котли, горелки, лъчисто отопление, термopомпи, слънчеви системи, рекуператори, чилъри, помпи, енергийно-ефективни изолационни системи в сгради, автоматизирани системи за мониторинг на енергийното потребление и др.

По отношение на изграждане на допълнителни възможности за свързване на националната ни газопрепосна мрежа с тези на други държави е изпълнен проект, който свързва директно националните газопрепосни мрежи на Република Гърция и Република България. В рамките на ОПИК 2014-2020 е изпълнен проект № BG16RFOP002-4.002-0001-C01 „Изграждане на междусистемна газова връзка Гърция – България“ с бенефициент: „Ай Си Джи Би“ АД. Общия бюджет на проекта е 559 292 262.64 лв., от които БФП 76 277 370 лв. (39 000 000 евро). Проектът е приключен на 21.12.2022 г. като в резултат от неговото изпълнение е изграден газопровод с входна точка в района на град Комотини (Гърция), а изходна точка - в

района на град Стара Загора (България). Общата дължина е 182 км, от които 31.6 км са разположени на територията на Гърция и 150.9 км на територията на България. 29.6 км от газопровода на територията на България са изградени със средства от ОПИК 2014-2020. Интерконекторът е въведен в търговска експлоатация.

Стратегическият документ, който създава базовите условия за използване на средства по европейски програми в областта на научните изследвания, иновациите и конкурентоспособността, е Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 г. (ИСИС 2021-2027). Стратегията е тематичното отключващо условие към специфични цели за иновации и умения в рамките на Цел на политиката 1 "По-конкурентоспособна и по-интелигентна Европа чрез насърчаване на иновативна и интелигентна икономическа трансформация и регионална свързаност на ИКТ" за средствата от Европейския фонд за регионално развитие, Европейския социален фонд и Кохезионния фонд за програмния период 2021-2027 г. Стратегията адекватно отразява въвеждането на водородните технологии и е действа като базисен програмен документ за определяне на целия комплекс от мерки за финансиране на иновации в програмния период 2021-2027 г.

Иновационната стратегия за интелигентна специализация на Република България е стратегическа рамка за устойчиво развитие, базирано на научни изследвания и иновации, на териториалния капацитет и амбиции на регионите и на широкото участие на заинтересованите страни. Стратегията има водеща роля за укрепването на регионалните иновационни екосистеми, за да могат те да поддържат и стимулират икономическия растеж. ИСИС 2021-2027 г. дефинира пет тематични области в които България разполага с конкурентно предимство и капацитет за интелигентна специализация и следва да насочи своите усилия към тяхното ускорено развитие.

Тематичните области на ИСИС 2021-2027 са:

1. Тематична област "Информатика и ИКТ";
2. Тематична област "Мехатроника и микроелектроника";
3. Тематична област "Индустрии за здравословен живот, биоикономика и биотехнологии";
4. Тематична област "Нови технологии в креативни и рекреативни индустрии";
5. Тематична област "Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика".

Националната пътна карта за подобряване на условията за разгръщане на потенциала за развитие на водородните технологии и механизмите за производство и доставка на водород, определя пътя за изграждане на водородна индустрия. Целта на Пътната карта е да се създаде база за съгласувана рамка за ефективно, плавно и последователно въвеждане на технологии за производство, транспортиране и използване на водород в индустрията, енергетиката, транспорта и бита, за създаване на благоприятни условия за иновации и инвестиции. Ще бъдат определени секторите и етапите за осигуряване на максимален ефект върху ангажиментите за климатично неутрална икономика, за създаване на нови вериги на стойността по отношение на

водорода, за засилване на партньорството на национално, регионално и европейско ниво. В рамките на Пътната карта са разгледани измененията в законодателните разпоредби, които са предприети, планирани или следва да бъдат изготвени от страна на компетентните институции и с които да се премахнат ключовите пречки пред развитието на водородните технологии. Документът включва прилагането на мерки, необходими за развитието на цялата верига на стойност на зеления водород.

В ИСИС 2021 – 2027, в рамките на тематична област „Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика“, приоритетни са следните подобласти:

- ✓ Иновации в областта на производството, съхранение, спестяване, ефективно разпределение и потребление на енергия, вкл. от различни възобновяеми енергийни източници;
- ✓ Създаване на съвременни информационни комплекси за автономни енергийни системи;
- ✓ Водород - базирани технологии: производство на водород с акцент върху зеления водород, съхранение, транспорт и използване на водорода в индустрията, енергетиката, транспорта и бита;
- ✓ Разработване и внедряване на технологии свързани с устойчивата мобилност (батерийна и водородна), базирана на водород и други алтернативни горива, свързана инфраструктура и еко-мобилността;
- ✓ Технологии за ефективно използване на ресурсите, за намаляване съдържанието на опасни вещества, за използване на алтернативни суровини и материали, за удължаване живота на продуктите и използването им в други производства;
- ✓ Безотпадни технологии и методи за включване на отпадъчни продукти и материали от производства в други производства;
- ✓ Улавяне и оползотворяване на CO<sub>2</sub> от атмосферата;
- ✓ Разработване на дигитални решения за прилагане на подходи, свързани с кръговата икономика.

Тематична област Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика ще бъде приоритетна област на интелигентна специализация във всички 28 области на страната на ниво NUTs III.

В рамките на Приоритетно направление 3 „Трансфер на технологии и знания“ от Приоритет 1 „Устойчиво развитие на българската научно-изследователска и иновационна екосистема“ на ПНИИДИТ е предвидена процедура „Допълващо финансиране за подкрепа участието на България в европейско партньорство „Чист водород“ за изграждане на водородна долина“ на територията на община Стара Загора по проектно предложение „Загора, устойчив водороден регион“ (ZAgora sustainable H<sub>2</sub>drogen Region – ZAHYR). Проектът има за цел изграждане на дългосрочно

партньорство между бизнеса и науката, както и с всички регионални заинтересовани страни.

В рамките на същото направление е предвидена мярка за развитието на Зелени и цифрови партньорства за интелигентна трансформация. Мярката е насочена към стратегически проекти за решаването на конкретен проблем за бизнес партньор или за трансфер на знания и опит към бизнес партньор, чрез които да се създадат условия за устойчиви решения чрез предоставяне на зелени и/или цифрови услуги, създаване на пазарно предимство чрез въвеждането/разработването на „зелени и цифрови“ решения и екоинновации.

В рамките на Програма за икономическа трансформация (ПИТ) към Националния план за възстановяване и устойчивост (НПВУ) в процес на изпълнение е процедура за предоставяне на БФП BG-RRP-3.004 „Технологична модернизация“. По процедурата е предвидено придобиване на нови технологии с акцент върху цифровизацията на производствените процеси с оглед на разширяване на производствения капацитет и/или разнообразяване на предлаганите продукти/услуги от предприятията.

В рамките на ПИТ по НПВУ е предвидено изпълнението на дялови финансови инструменти (ФИ) за иновации, чиято цел е да се повиши иновационният капацитет на предприятията, да се ускори подобряването на продуктивността им и прехода към икономика на знанието, с което да се подобри настоящата позиция на България като скромнен иноватор в ЕС (European Innovation Scoreboard 2020). Понастоящем ФИ е в процес на структуриране.

По Програма „Конкурентоспособност и иновации в предприятията“ 2021-2027 (ПКИП) са предвидени мерки за подкрепа за разработване и внедряване на иновации от страна на предприятията в тематичните области на ИСИС 2021-2027, вкл. в област „Чисти технологии, кръгова и нисковъглеродна икономика“. В края на 2023 г. е обявена втората процедура за предоставяне на БФП в областта, съответно за внедряване на иновации в предприятията. Предвидена е и подкрепа чрез финансови инструменти за инвестиции в рисков капитал за създаване на нови и развитие на иновативни предприятия, като приоритетно ще бъдат подкрепяни предприятия с основна дейност във високотехнологичните или средно-високо технологичните сектори на преработващата промишленост и интензивните на знание услуги, които не са свързани с трансфер на технологии.

По Приоритетна ос 6 Възстановяване на МСП по ОПИК 2014-2020, в изпълнение е процедура за БФП BG16RFOP002-6.002 „Възстановяване на МСП чрез подобряване на енергийната ефективност“, обявена през Април 2022 г. По процедурата е предоставена подкрепа на МСП за възстановяване от икономическите последици от разпространението на пандемията COVID-19 чрез подобряване на енергийната им ефективност.

В рамките на ПИТ към НПВУ е обявена процедура за БФП BG-RRP-3.008 „Подкрепа за прехода към кръгова икономика в предприятията“, чиято цел е да допринесе за ускоряване на прехода към кръгова икономика чрез предоставянето на безвъзмездни



средства на предприятията от производствения сектор за въвеждане на кръгови модели за използване на ресурсите и внедряване на неутрални по отношение на климата методи и технологии за производство и потребление на продуктите от дейността им.

В рамките на същата програма по НПВУ в процес на структуриране е гаранционен ФИ за енергийна ефективност и възобновяема енергия, чиято цел е да отговори на предизвикателствата пред България при предоставянето на подкрепа за инвестиции в енергийната ефективност и енергията от възобновяеми източници. Гаранционният инструмент е предназначен за МСП, малките дружества със средна пазарна капитализация и физическите лица.

По ПКИП, Приоритет 2 „Кръгова икономика“, СЦ 2.1 Насърчаване на енергийната ефективност и намаляване на емисиите парникови газове е предвидена подкрепа за дейности, насочени към мерки за енергийна ефективност в предприятията, вкл. въвеждане и сертифициране на системи за енергиен мениджмънт, както и системи за мониторинг и контрол на енергопотреблението. Предприятията ще бъдат стимулирани да ползват електрическа, топлинна и охлаждаща енергия от възобновяеми източници за собствено потребление.

Подкрепата ще се осъществи посредством комбинирано финансиране между дългови ФИ и БФП.

В рамките на същия приоритет на ПКИП, СЦ 2.6 Насърчаване на прехода към кръгова и основаваща се на ефективното използване на ресурсите икономика е предвидена подкрепа за въвеждане на по-екологични практики в производствата, като ще се насърчават дейности в областта на проектирането на продуктите, производствените процеси и управлението на отпадъци. Ще се стимулира създаването на партньорства между предприятия за постигане на промишлена симбиоза и създаване на браншови платформи за обмен на добри практики.

В рамките на ПИТ в изпълнение на НПВУ през Февруари 2023 г. е обявена процедура за БФП BG-RRP-3.006 „Изграждане на нови ВЕИ за собствено потребление в комбинация с локални съоръжения за съхранение на енергия в предприятията“. Целта на процедурата е предоставяне на безвъзмездни средства за изграждане на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) за собствено потребление, комбинирани с локални съоръжения за съхранение на енергия (батерии), с което да се насърчи прехода на частния сектор към екосъобразна дейност.

В рамките на Приоритет 1 „Устойчиво развитие на българската научно-изследователска и иновационна екосистема“, Специфична цел: 1.1. „Развитие и засилване на капацитета за научни изследвания и иновации и на внедряването на модерни технологии“, Приоритетно направление 3: „Трансфер на технологии и знания“ на ПНИИДИТ се предвижда използването на финансови инструменти, с което да се увеличи размерът на инвестициите чрез прилагане на нови модели на финансиране в областта на научните изследвания и иновациите. Въпреки, че подкрепата не е целенасочено ориентирана към иновативни производства с висока

добавена стойност, се предвижда подкрепа чрез ФИ за трансфер на знания и технологии, активна комерсиализация на резултатите от научни изследвания, интелектуалната собственост и нейното управление като основен инструмент за трансфер на знания и генериране на приходи. Фондът за технологичен трансфер ще осигури подкрепа за спин-оф компании, стартиращи високотехнологични предприятия и предприятия, базирани на знанието като част от индустриални старт-ъп системи, превръщане на научни разработки в пазарно приложими продукти и технологии, комерсиализация и управление на интелектуална собственост. Ще се стимулира и процеса на разгръщане и акселерация на стартиращи компании около развити индустрии и клъстери, за високоефективно споделяне на ползите в областта на научните изследвания иновациите и в полза на икономическото развитие на дадения сектор и регионите в страната.

По ПКИП 2021-2027, Приоритет 1 „Иновации и растеж“, СЦ 1.3 Засилване на устойчивия растеж и конкурентоспособността на МСП и създаване на работни места в МСП, вкл. чрез продуктивни инвестиции е предвидена подкрепа за насърчаване на предприемаческата активност, чрез дялови ФИ, т.нар. семейство Фондове „Предприемачество“. Фондовете ще предоставят инвестиции за стартиращи и съществуващи предприятия във всички етапи на развитието им, в зависимост от потенциала им за растеж и съобразно нуждите на пазара и недостига на финансиране.

Към настоящия момент съвместно с Министерство на образованието и науката се разработва нов Закон за насърчаване на научните изследвания и иновациите. В контекста на изпълнението на политиката за развитие на иновациите Министерството на иновациите и растежа в партньорство с Министерството на образованието и науката подготвят нов Закон за насърчаване на научните изследвания и иновациите, който ще награди съществуващата законодателна рамка с аспекти на публично-правните отношения между участниците в научноизследователската и иновационната екосистема в страната, така че да се създадат условия за реализиране на пълния им потенциал и да се увеличи икономическият и социалният ефект от инвестициите в научни изследвания и иновации. Законът ще определи органите и реда за формиране на националната политика за насърчаване на научните изследвания и иновациите, ще регламентира ролята на всяка от институциите, участващи в процеса на създаване, изпълнение, наблюдение и оценка на политиката, ще посочи начините за финансиране на политиката. По отношение на политиката за трансфер на технологии законът ще определи принципите и правилата, които ще регламентират финансирането на трансфера на технологии, ролята на институциите, участващи в процеса на изготвяне, изпълнение, наблюдение и оценка на политиката за трансфер на технологии. Законът ще определи принципите и правилата, които ще регулират финансирането на трансфера на технологии, ролята на институциите, участващи в подготовката, изпълнението, мониторинга и оценката на политиката за трансфер на технологии. Изготвянето на новия ЗННИИ е в съответствие с усилията за подобряване на политиката в областта на иновациите, започнати с новосъздаденото Министерство на иновациите и растежа (МИР) като институционален ръководител на политиката.

Съобразно функциите, разпределени между ведомствата, МИР отговаря за изготвянето на проект на Закон за насърчаване на електрическата мобилност, представляващ ключов етап № 178 от Приложението към Решение за изпълнение на Съвета за одобряване на оценката на Плана за възстановяване и устойчивост на България. Целта е да се изработи нова правна уредба за насърчаване на разгръщането на инфраструктура за зареждане с електроенергия и превозни средства с нулеви емисии и за ограничаване на използването на най-замърсяващите превозни средства. Това включва: опростяване на процедурите за изграждане и свързване на зарядните станции към електроенергийната мрежа; нормативно задължение за общините да осигурят места за зарядни устройства; нормативно заложен стимул за електроразпределителните дружества да предоставят лесен достъп до електроенергийната мрежа; въвеждане на преференциални финансови инструменти за малките и средните предприятия, които инвестират в изграждането и управлението на инфраструктура за зареждане с електроенергия и др. Законът трябва да въведе стимули за навлизането на пазара на електрически превозни средства (ЕПС) и да е в съответствие с принципа „замърсителят плаща“, като включва специални мерки: субсидии за превозни средства с нулеви емисии; диференциране на таксите/данъците за регистрация/собственост в зависимост от равнището на емисиите и схеми за бракуване на най-замърсяващите превозни средства.

Разгръщането на потенциала на водородните технологии и производството и доставките на водород е ключова предпоставка за изпълнение на целите на Зеления пакт и декарбонизацията на икономиката предвид потенциала на водорода да замени изкопаемите енергоизточници в икономиката на бъдещето. Във връзка с изпълнението на горепосочената реформа, МИР предприе действия за изготвянето на проект на Национална пътна карта за развитие на водородните технологии, разработен в рамките на работна група, създадена със заповед от министъра на иновациите и растежа. Целта на Пътната карта е да се създаде база за съгласувана рамка за ефективно, плавно и последователно въвеждане на технологии за производство, транспортиране и използване на водород в индустрията, енергетиката, транспорта и бита, за създаване на благоприятни условия за иновации и инвестиции. Ще бъдат определени секторите и етапите за осигуряване на максимален ефект върху ангажиментите за климатично неутрална икономика, за създаване на нови вериги на стойността по отношение на водорода и засилване на партньорството на национално, регионално и европейско ниво. В Пътната карта ще бъдат посочени законодателни и нормативни изменения, които следва да бъдат изготвени от страна на компетентните институции с цел да бъдат премахнат ключовите пречки, идентифицирани в Пътната карта за развитието на технологията за зелен водород.

---

## 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)*

**Таблица 15** БВП (в 000 М€15)

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
49.8	58.3	62.3	66.3	70.5	74.6	78.4

**Таблица 16** Население (млн. жители)

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
7.0	6.8	6.4	6.2	6.0	5.8	5.6

*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*

**Таблица 17:** Международни цени на изкопаемите горива (в €'15 за барел петролен еквивалент)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Течни горива	35.2	66.9	83.0	83.0	87.8	95.2	106.3
Природен Газ	16.0	72.1	60.9	60.9	60.9	60.9	63.7
Въглища	8.3	16.5	16.7	16.9	18.0	18.9	19.7

*iv. Изменения на разходите за съответните технологии*

## 4.2 Декарбонизация

### 4.2.1 Емисии и поглътителни на парникови газове

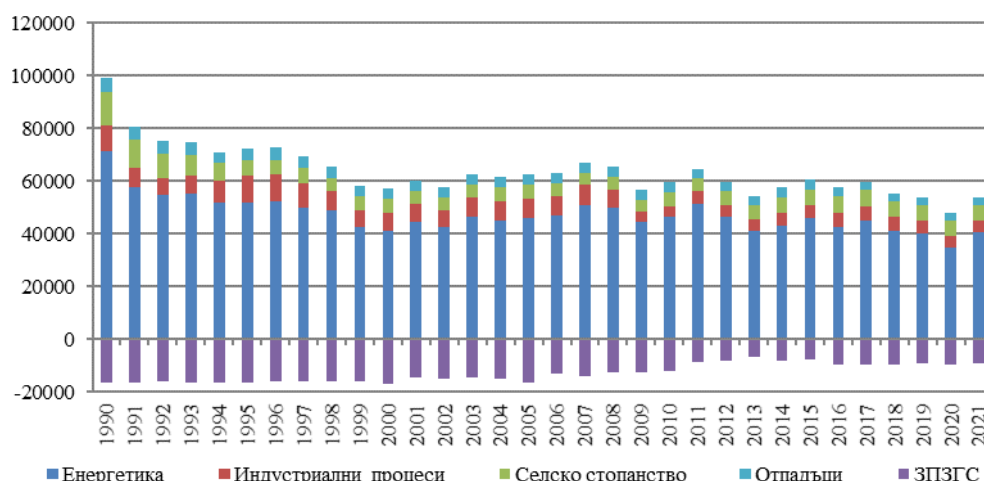
- i. Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия, а също и в различите сектори (топлинна енергия и охлаждане, електрическа енергия и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите*

През 2021 г. емисиите на парникови газове в България възлизат на 53 917 Gg CO<sub>2</sub>, без да се отчита сектора ЗПЗГС. Емисиите са намалели с 52.55% в сравнение с базовата година (1988 г.) и с 12.36% в сравнение с емисиите от предходната 2020 г.

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 5:** Общо емисии на България по сектори за периода 1988 – 2021 г., Gg CO<sub>2</sub> eq.



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

Секторът Енергетика (емисиите на ПГ от изгарянето на горива) има най-голям дял в общите емисии на ПГ през 2021 г. - 75.0%. Сектор Селско стопанство се нарежда на второ място с 11.3%, сектора Индуриални процеси и използване на разтворители се нарежда на трето място с 8.4% и сектор Отпадъци - с 5.3%.

Делът на емисиите в схемата за търговия с емисии от общите емисии на ПГ е 53.5% през 2021 г., докато дела на емисиите извън схемата е 46.5%.

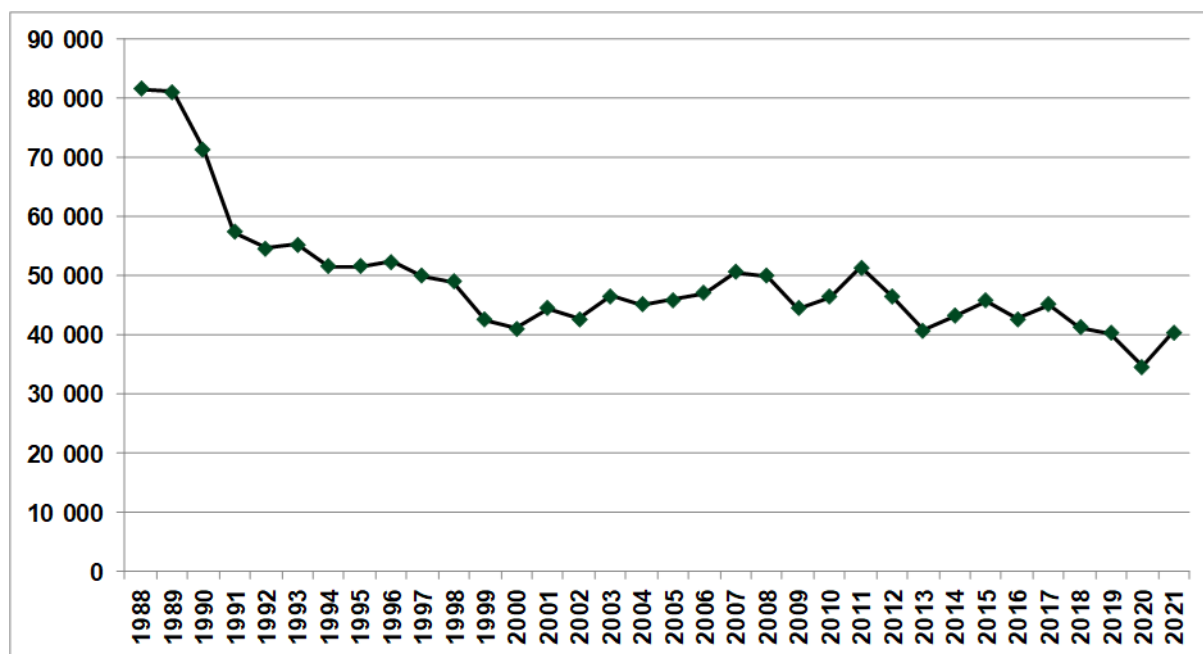
### **Сектор Енергетика**

През 2021 г. емисиите от сектор Енергетика са намалели с 50.41% в сравнение с базовата година (40 444 Gg CO<sub>2</sub>eq през 2021 г. в сравнение с 81 562 Gg CO<sub>2</sub>eq през 1988 г.). Спрямо предходната година, емисиите през 2021 г. са намалели с 16.6% 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 41.0% от емисиите в сектора през 2021 г., следвани от течните и газообразните горива с 48.2%.

Емисиите на ПГ между 1988 г. и 2021 г. се определят от значителното намаляване на емисиите от изгарянето на горива в енергийните отрасли (47.6%) и използването на енергия в преработващата промишленост и строителството (73.9%) и в други сектори (търговски, жилищни, горското стопанство) – 69.7%, както и ясното увеличение на емисиите на парникови газове от транспорта с 40.4%).

**Фигура 6:** Емисии ПГ от сектор Енергетика за периода 1989 - 2021, Gg CO<sub>2</sub>eq



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

### **Енергийни индустрии**

Консумацията на гориво от следните под-раздели е включена в този раздел:

- 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).

За 2021 г. общата тенденция в категория 1.A.1 е намаляване на емисиите с 47.6% в сравнение с базовата година и намалението от 23.6% в сравнение с миналата година.

**Таблица 18:** Тренд за емисиите в подсектор Енергийна индустрия, Gg CO<sub>2</sub> eq.

Година	1988	1990	2021
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	42 167	36 526	22 101

### **Преработваща промишленост и строителство**

Подсектор Преработваща промишленост и строителство включва следните групи:

- Желязо и стомана;
- Цветни метали;
- Химикали;
- Целулоза, хартия и печатни услуги;
- Обработка на храни, напитки и тютюневи изделия;
- Минерали, несъдържащи метали;
- Други.

След реструктурирането на индустриалния сектор в страната, общата тенденция в тази категория показва намаляване на емисиите с 73.9%, в сравнение с базовата година, и леко увеличение с 13.9% в сравнение с миналата година. Практически всички подкатегории в сектора на индустрията намаляват постоянно до 2009 г., запазвайки същото ниво след това, въпреки че се наблюдава леко увеличение след 2014 г.

**Таблица 19:** Тренд за емисиите в подсектор Преработваща промишленост и строителство, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	17 495	17 757	4 573

### **Транспорт**

В периода между 1988 г. и 1991 г. потреблението на гориво в транспортния сектор е намаляло с 49% вследствие срива на икономиката. От 1991 г. насам консумацията на гориво (дизел) непрекъснато се увеличава, главно заради автомобилния транспорт. Въпреки, че през 2013 г. се наблюдава спад, от 2014 г. употребата на горива (дизел) за автомобилен транспорт започна отново да се увеличава.

**Таблица 20:** Тренд на емисиите в подсектор Транспорт, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	7 066	6 516	9 921

### **Други сектори**

В други сектори се включват следните категории:

- услуги и обществени сгради;
- жилищен сектор;
- селско и горско стопанство и риболов.

**Таблица 21:** Тренд на емисиите в подсектор Други сектори, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	6 934	8 146	2 098

### **Сектор Индустиални процеси и употреба на разтворители (ИПУР)**

Постоянна тенденция към намаляване на емисиите в този сектор се наблюдава от 1988 г. насам. Емисиите през 2021 г. намаляват с 65.69% в сравнение с базовата 1988 г.

През 2021 г. сектор ИПУР възлиза на 8.41% от общите национални емисии на парникови газове (без ЗПЗГС), в сравнение с 11.5% през базовата 1988 г. През 2021 г. емисиите на ПГ от ИПУР са 4 534 Gg CO<sub>2</sub> в сравнение с 13 177 Gg CO<sub>2</sub> през базовата 1988 г.

През 2021 г. най-важната категория са минералните продукти (главно производство на клинкер и вар), които имат дял в общите емисии на ИПУР – 51.8%. Втората категория е химическата промишленост (производство на амоняк и азотна киселина) с 27.35%, следвана от употребата на продукти използвани като заместители на озоноразрушаващите вещества с дял от 16.33% и накрая с 2.93% производство на метали (стомана).

Емисиите на ПГ от сектора ИПУР варират във времето и достигат най-ниско ниво през 2009 г. Намалението през 2021 г. за целия сектор е 65.6% от базовата година, докато най-голямото намаление се наблюдава в сектор Производство на метали - 96.7%.

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.

**Таблица 22:** Тренд за емисиите в сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	13 177	9 814	4 534

### **Сектор Селско стопанство**

Общото намаление на емисиите в сектора възлиза на 55.1% от 1988 г. насам. През 2021 г. селското стопанство е допринесло с 11.30% в общите емисиите на ПГ в България (без ЗПЗГС).

Намаляването на емисиите до 2000 г. 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.

**Таблица 23:** Тренд на емисиите в сектор Селско стопанство, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
106	13 599	12 326	6 106

### **Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство (ЗПЗГС)**

Секторът ЗПЗГС има ролята на поглътител на ПГ за България чрез двете категории - "Гори" и "Пасища", които поглъщат CO<sub>2</sub>. Всички останали категории (Обработваеми земи, Населени места, Водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Нетното поглъщане на CO<sub>2</sub> от ЗПЗГС намалява с 43% в сравнение с базовата 1988 г. Основната причина за цялостното намаляване на поглъщането на емисиите на CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>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 14.2% от общите емисии на CO<sub>2</sub>, докато в 2021 г. делът е 17%.

Сравнявайки с базовата година се наблюдава увеличение на емисиите в обработваемите земи, населените места и влажните зони. Общите емисии от

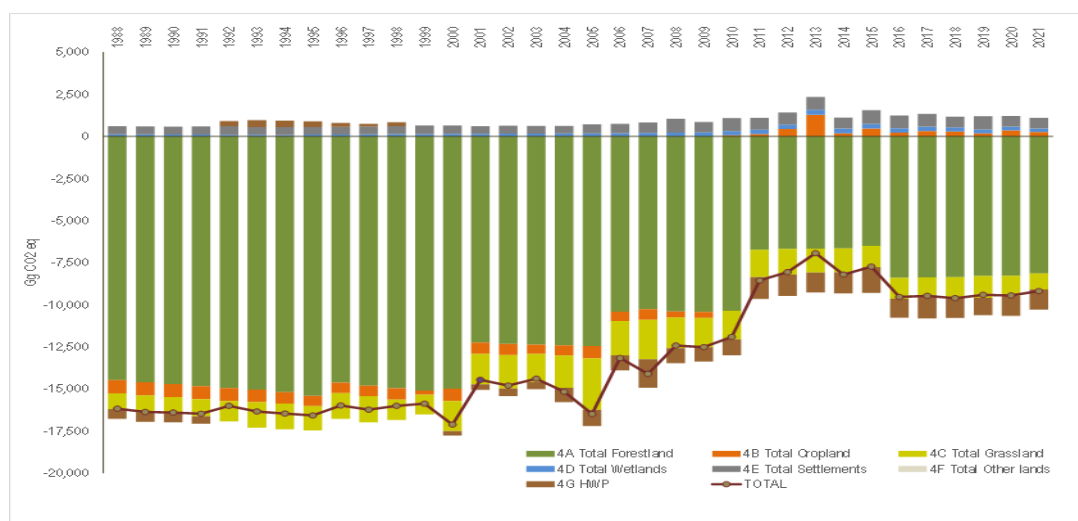
обработваемите площи се колебаят през целия период. Емисиите от населените места се увеличават през последните няколко години поради промени от други земеползвания до селища в съответствие с повишените инфраструктурни дейности след присъединяването на България към ЕС.

Обработваемите земеделски земи намаляват в сравнение с базовата година. Общата обработваема площ е с 15.40% по-ниска в сравнение с базовата година, и варира от 4 363 kha през 1988 г. до 3 691 kha през 2021 г. Едногодишните култури имат дял от 95% от общата площ на обработваемата земя, а останалите 5% се отнасят за трайни насаждения. Тъй като при изчисленията в поземленото представителство за подаване на информация за 2020 г. има промяна в целия динамичен ред, засягащи някои от въпросите, свързани с методологичните промени в селскостопанска статистика (между, преди и след 2000 г.) и има някои разлики в определенията адресирано чрез интерполация между данните през 1988 г. (преди поземлената реформа, която започна от 1991 г.) и 1998 г. (която е първата година от новата статистика BANCİK), настоящото представяне и изводи за обработваемите площи включва само използваните (управлявани) обработваеми земи като всички вторични тревни площи и маргинални обработваемите площи се отчитат в друга категория.

Основен проблем при представянето на модела на земеползване е ограничената информация за промените в земеползването между определени категории. Доставчиците на данни за дейността идентифицират общата площ за всяка отделна категория земеползване, но не предоставят подробна информация за промените в площта между всяка категория. По този начин за изчисленията е използвана комбинация от подходи съгласно Насоките на IPCC от 2006 г. Когато липсват данни за попълване на информацията, информация от налични статистически данни, както и вероятностни допускания за известния модел на промените в земеползването са възможни.

Оценката на емисиите/поглъщанията от категорията Обработваеми земи се основава на оценки на промените въглеродните запаси в живата биомаса и почвата. Промените в запасите от биомаса се оценяват само за трайни насаждения. За едногодишните култури се приема, че увеличението на запасите от биомаса за една година е равно до загуби на биомаса от реколта и смъртност през същата година - следователно няма нетно натрупване на въглеродни запаси от биомаса. Площта с незрели многогодишни култури натрупва въглерод със скорост от приблизително 0.43 t C/ha/y. за овощни градини и 0.28 t C/ha/y. за лозя.

**Фигура 7:** Емисии и поглътителни в ЗПЗГС 1989 – 2016, Gg CO<sub>2</sub> eq.



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

### Сектор Отпадъци

Емисиите на ПГ, отделените от сектора отпадъците, са CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O. Основният дял на CH<sub>4</sub> от сектора се дължи на депонирането на твърди битови отпадъци. N<sub>2</sub>O се отделя при третиране и пречистване на отпадъчните води и биологичното третиране и изгарянето на отпадъците. CO<sub>2</sub> се отделя при изгаряне на отпадъци.

Тенденциите отчитат текущото състояние на управлението на отпадъците в съответствие с действащото законодателство, което цели намаляване депонирането на отпадъци и следва йерархията на управление на отпадъците.

Прилаганите мерки за намаляване на емисиите на ПГ в сектора са свързани най-вече с управлението на твърди битови отпадъци.

Основният принцип на управление на отпадъците, който е включен в българските политики за управление на отпадъците, е спазването на йерархията на отпадъците:

Превенция -> Подготовка за повторна употреба -> Рециклиране -> Друго използване -> Депониране

Доброто управление на отпадъците намалява натиска, свързан с „изхвърлянето“ на отпадъците, най-вече последствията от депонирането. ЕАОС прави оценка, че подобреното управление на отпадъците намалява значително годишните нетни емисии на ПГ, като значителна част от това намаление е постигнато след 2000 г. Основните фактори допринасящи за това са намаляване на емисиите на метан от депата и избягването на емисии чрез рециклиране. Като допълнителен инструмент за увеличаване на практиките по рециклиране е фактът, че рециклираните материали отговарят на значителна част от търсенето за някои материали. Отпадъците представляват загуба на материални ресурси (чрез метали и други рециклируеми материали) и в същото време имат потенциал като източници на енергия. Предизвикателствата при управлението на отпадъците са големи. Изпълнението на

дейностите по третиране на отпадъци като повторна употреба и рециклиране са екологични, което води до отклоняване на отпадъците от депата.

Емисиите от сектора на отпадъците през 2021 г. са намалели с 46.39% (4081,82 Gg CO<sub>2</sub> екв. при 2021 г. в сравнение с 5 284 Gg CO<sub>2</sub> екв. в 1988 г.) в сравнение с базовата година.

**Таблица 24:** Тренд на емисиите в сектор Отпадъци, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2021
Обобщени , Gg CO <sub>2</sub> eq	5 284	5 258	2 833

### **Обобщение на историческите тенденции в емисиите на ПГ**

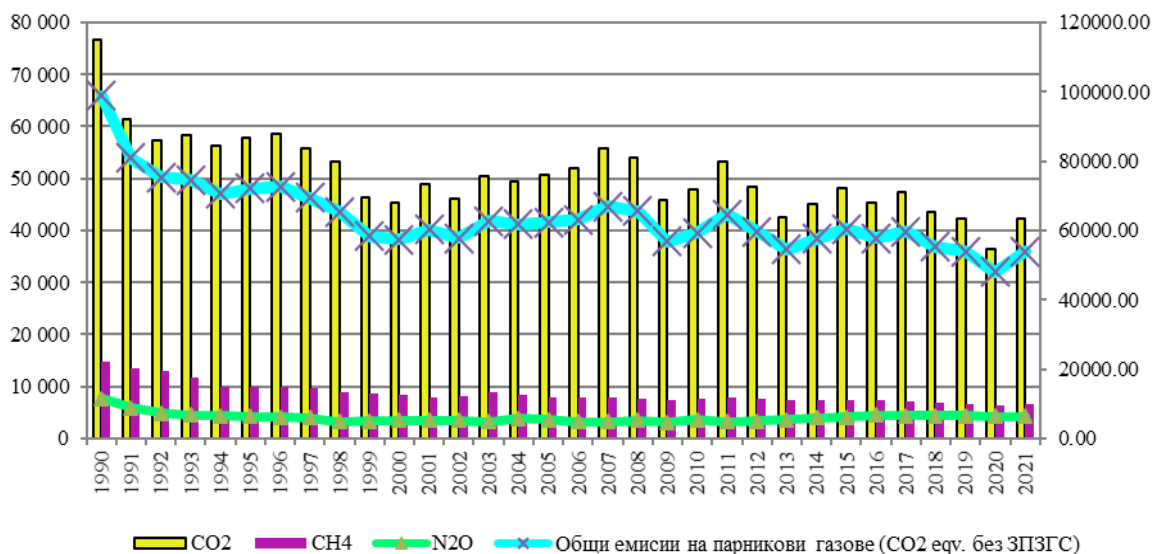
Общото намаление на емисиите на ПГ на страната от базовата година до 2021 г. е 52.55%.

**Таблица 25:** Емисии и поглътители на България по сектори, Gg CO<sub>2</sub>eq

Сектори	1988	1990	1995	2000	2005	2010	2021	Промяна 1988/2016, %
Енергия	81562,45	71512,07	51664,40	41081,59	45990,93	46370,94	40444,13	-50,41
ИПУР	13176,76	9813,72	10270,42	7068,26	7508,22	4088,91	4533,86	-65,59
Селско стопанство	13598,73	12326,28	5790,41	5043,34	4982,79	5191,00	6106,34	-55,10
ЗПЗГС	-16112,02	-16344,26	-16528,10	-17083,34	-16460,11	-11876,88	-9144,09	-43,25
Отпадъци	5284,33	5258,26	4443,13	4194,27	3882,38	3732,32	2832,94	-46,39
Общо (без ЗПЗГС)	113622,28	98910,34	72168,36	57387,46	62364,32	59383,17	53917,27	-52,55

Към 2021 г. повече от 70% от емисиите на ПГ са в резултат на енергийния сектор, преходът на този сектор играе основната роля за намалението на ПГ като цяло.

**Фигура 8: Общи емисии на ПГ. 1988 – 2021 CO<sub>2</sub>eq**



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

*ii. 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 Енергетика**

Прогнозите за емисиите на парникови газове за енергийния сектор се основават на анализ на промяната в енергийния баланс на страната до 2030 г. въз основа на съществуващите мерки, планирани от България и предоставени като основополагащи допускания.

Прогнозите отчитат всички съществуващи мерки за намаляване на емисиите на парникови газове и съществуващите мерки за постигане на целите за ВЕИ и енергийна ефективност, предоставени подробно в съответните раздели на настоящия план.

Подсектор Енергийни индустрии 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 електрическа енергия 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.

Подсектор Преработваща промишленост и строителство

Прогнозите за този подсектор се основават на очакванията и прогнозите за икономическо развитие, дела на отделните подсектори, прогнозите за употреба на горива, както и общите прогнози за използването на някои от основните енергийни източници.

### **Сектор Транспорт**

Прогнозата за развитието на подсектор Транспорт е изготвена в съответствие с прогнозата за използването на горива в сектора.

Прогнозите за емисиите на CO<sub>2</sub> 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 емисии и поглътителни на парникови газове в сектор ЗПЗГС**

Основната категория, която допринася за поглъщането на ПГ, е категория Гори. Всички останали категории земи (Обработваема земя, Населени места, Водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Основната причина за цялостното намаляване на поглъщането на емисиите на CO<sub>2</sub> от ЗПЗГС се дължи на намаляването на поглъщането от категория Гори и лекото увеличение на емисиите от категориите Обработваеми земи, Населени места, Водни площи.

Причина за спада в поглъщането от категория Гори е наблюдаваният спад в темпа на растеж на горите и средната възраст на горите.

Очаква се увеличението на ползването на биомаса да не повлияе използването на земята, а оттам и сектора ЗПЗГС, тъй като не се очаква земите, предвидени за енергийни култури, да се увеличат значително. Предполага се, че за производството на биомаса България ще използва неизползвания потенциал на биомаса, който включва биоразградимите фракции от продукти, отпадъци и остатъци от биологичен произход от селското стопанство, (включително растителни и животински вещества), от горското стопанство и свързаните с него промишлености, включително рибарство и аквакултури, както и биоразградими фракции от отпадъци, включително промишлени и битови отпадъци от биологичен произход, отговаряща на критериите за устойчивост, определени в член 29 от ДИРЕКТИВА (ЕС) 2018/2001.

Като цяло не се предвижда земеползването да претърпи значителни промени през следващите 10 години.

Горските екосистемите допринасят най-много за поглъщането на ПГ от всички екосистеми.

### **Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Отпадъци**

Основните емисии на ПГ, отделени от сектора отпадъците, са CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O. Основният дял на CH<sub>4</sub> от сектора се дължи на депонирането на твърди битови отпадъци. N<sub>2</sub>O се отделя при третиране и пречистване на отпадъчните води и

биологичното третиране и изгарянето на отпадъците. Прогнозите отчитат текущото състояние на управлението на отпадъците в съответствие с действащото законодателство.

За ИНПЕК се предвижда съответните мерки от Националния план за управление на отпадъците и Третия национален план за действие по изменението на климата да продължат до 2030 г. да се актуализират и надграждат в зависимост от напредъка на тяхното прилагане.

НПУО играе ключова роля за постигане на ефективност на ресурсите и устойчиво управление на отпадъците, тъй като настоящата ситуация показва, че в България съществува значителен потенциал за подобряване на предотвратяването и управлението на отпадъците, по-добро използване на ресурсите, разкриване на нови пазари и създаване на нови работни места, като същевременно бъдат намалени вредните въздействия на отпадъците върху околната среда.

Четвъртият НПУО е план на прехода от управление на отпадъците към ефективно използване на отпадъците като ресурс и устойчиво развитие чрез предотвратяване на образуването им, доколкото е възможно. Успешното изпълнение на плана се предвижда да доведе до предотвратяване и намаляване на вредното въздействие на отпадъците върху околната среда и човешкото здраве и намаляване на използването на първични природни ресурси.

Продължаването на прилагането на мерките от Националния план за управление на отпадъците, както и от Третия национален план за действие по изменението на климата ще доведат до намаляване на парниковите газове.

Прогнозираните емисии в сектора предполагат изпълнение на програмата за намаляване на количеството биоразградими отпадъци за депониране, както и улавяне и изгаряне на метан в депата. Но и добрите практики могат да гарантират, че около 50% от генерирания газ се улавя и изгаря.

#### 4.2.2 Енергия от възобновяеми източници

- i. 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 в тези сектори<sup>14</sup>*

Използването на енергия от възобновяеми източници в страната придобива все по-голямо значение във всички сектори: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и транспорт.

В следващата таблица е представено потреблението на енергия от ВИ за периода 2018-2022 г., като изчисленията за 2018, 2019 и 2020 г. са по методологията от

---

<sup>14</sup>По данни на SHARES tool 2018.

Директива 2009/28/ЕО, а за 2021 г. по методологията от Директива (ЕС) 2018/2001.

С Директива (ЕС) 2018/2001 са въведени изисквания за критерии за устойчивост и критерии за емисии на парникови газове при потребление на твърди и газообразни горива от биомаса. По-късното въвеждане на изискванията на европейското законодателство в тази област доведе до неотчитане на част от използваните твърди и газообразни горива от биомаса в секторите: електрическа енергия и топлинна енергия и енергия за охлаждане. В тази връзка през 2021 и 2022 г. е постигнат по-нисък дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия в страната от 19.45% и 19.1%.

**Таблица 26:** Брутно крайно потребление на енергия от възобновяеми източници в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане, ktоe

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Брутно крайно потребление на енергия от ВИ</b>	<b>2 038.20</b>	<b>2 237.05</b>	<b>2 321.73</b>	<b>2 430.73</b>	<b>2 176.62</b>	<b>2 090.05</b>
Брутно производство на електрическа енергия	635.89	736.54	759.30	736.01	700.28	656.54
Крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане	1 229.65	1 349.22	1 404.39	1 523.64	1 300.24	1 263.22
Крайно потребление на транспорта	172.66	151.29	158.03	171.08	176.10	170.30
<b>Брутно потребление на енергия в страната</b>	<b>10 902.56</b>	<b>10 869.52</b>	<b>10 775.93</b>	<b>10 423.76</b>	<b>11 192.68</b>	<b>10 945.38</b>
<b>Дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия</b>	<b>18.69%</b>	<b>20.58%</b>	<b>21.55%</b>	<b>23.32%</b>	<b>19.45%</b>	<b>19.10%</b>

Източник: SHARES tool 2020 и SHARES tool 2022, Eurostat

Разпределението на енергията от ВИ по сектори е следното:

- сектор електрическа енергия

През 2022 г. брутното крайно потребление на електрическа енергия от ВИ е 665.94 ktоe (7 743.54 GWh), с което е постигнат 20.24 % дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия в страната. С 30 % се е увеличило производството на електрическа енергия от фотоволтаични централи през 2022 г. спрямо 2021 г. В действителност произведеното количество електрическа енергия от ВИ през 2021 и 2022 г. е по-голямо, но в резултат от ненавременното въвеждане на критериите за устойчивост и критериите за емисии на парникови газове част от електрическа енергия, произведена от биомаса не е отчетена. Неотчетените количества електрическа енергия през 2021 г. възлизат на 1 435 GWh (123 ktоe) и през 2022 г. на 2 116 GWh (182 ktоe).



**Таблица 27:** *Общ действителен принос (изразен като инсталирана мощност и брутно производство на електрическа енергия) на всяка една технология за производство на електрическа енергия от ВИ в Република България за постигане на целите за 2021 г. и 2022 г. на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в сектор електрическа енергия, ktоe*

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ВЕЦ	368.07	373.09	367.37	352.47	349.09	353.55
ВтЕЦ	122.76	121.14	120.96	121.59	135.16	121.38
ФЕЦ	120.63	115.46	124.03	127.33	126.10	180.04
ЕЦ на биомаса	34.05	135.25	156.56	146.12	99.26	10.98
<b>Брутно крайно потребление на електрическа енергия от ВИ</b>	<b>645.52</b>	<b>744.94</b>	<b>768.92</b>	<b>747.51</b>	<b>709.62</b>	<b>665.94</b>
<b>Брутно крайно потребление на електрическа енергия</b>	<b>3 393.60</b>	<b>3 332.26</b>	<b>3 270.71</b>	<b>3 169.27</b>	<b>3 314.00</b>	<b>3 291.03</b>
<b>ВИ-Е, %</b>	<b>19.02%</b>	<b>22.36%</b>	<b>23.51%</b>	<b>23.59%</b>	<b>21.41%</b>	<b>20.24%</b>

- сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане

Постигнатото пред 2022 г. брутно крайното потребление на енергия от ВИ е 1 263 ktоe (14 686.05 GWh), с което е постигнат 31.67 % дял в брутното крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане в страната.

В структурата на крайното потребление на енергия от ВИ в този сектор с най-голям принос от 78.3 % е твърдата биомаса. В периода 2017-2022 г. се наблюдава устойчив ръст в потреблението на енергия от термопомпи (аеротермални и хидротермални) в крайното потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане, която през 2022 г. се е увеличила с 43 % спрямо 2017 г. Неотчетените количества биомаса, поради промяна в критериите за устойчивост и критериите за емисии на парникови газове са съответно 214 ktоe за 2021 г. и 174 ktоe за 2022 г.

**Таблица 28:** Брутно крайно потребление на енергия от възобновяеми източници в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане, ktоe

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
геотермална енергия	34.63	34.63	35.11	35.71	36.10	36.59
слънчева енергия	23.47	24.93	26.08	27.40	29.18	32.02
биомаса	1 054.53	1 160.94	1 189.22	1 307.39	1 061.59	998.30
твърда биомаса	1 043.39	1 148.02	1 176.67	1 296.17	1 049.91	988.79
газообразна биомаса	11.14	12.92	12.55	11.22	11.68	9.51
термопомпи	87.41	92.40	105.54	111.60	130.89	153.86
аеротермални	67.96	71.29	84.18	89.99		
хидротермални	19.45	21.10	21.36	21.61		
Възобновяеми отпадъци	29.61	36.31	48.45	41.53	42.48	42.44
<b>Брутно крайно на топлинна енергия от ВИ</b>	<b>1 229.65</b>	<b>1 349.22</b>	<b>1 404.39</b>	<b>1 523.64</b>	<b>1 300.24</b>	<b>1 263.22</b>
<b>Брутно крайно потребление на топлинна енергия</b>	<b>4 118.82</b>	<b>4 057.75</b>	<b>3 964.59</b>	<b>4 098.19</b>	<b>4 330.62</b>	<b>3 988.93</b>
<b>ВИ-ТЕ ЕО, %</b>	<b>29.85%</b>	<b>33.25%</b>	<b>35.42%</b>	<b>37.18%</b>	<b>30.02%</b>	<b>31.67%</b>

- сектор транспорт

През 2022 г. крайното потребление на енергия от ВИ в сектор транспорт е 192.46 ktоe, с което е постигнат 7.67% дял в крайното потребление на енергия в този сектор. Постигната цел е с 2.25 процентни пункта под планираната в ИНПЕК стойност 9.92%. По-бавното нарастване на потреблението на биогорива от ново поколение и все още малкото използване на електрическа енергия от ВИ в пътният и жп транспорта в съчетание с увеличаването на потреблението на енергия в този сектор са основни причини за непостигната на целта.

**Таблица 29:** Крайно потребление на енергия от възобновяеми източници в сектор транспорт, ktоe

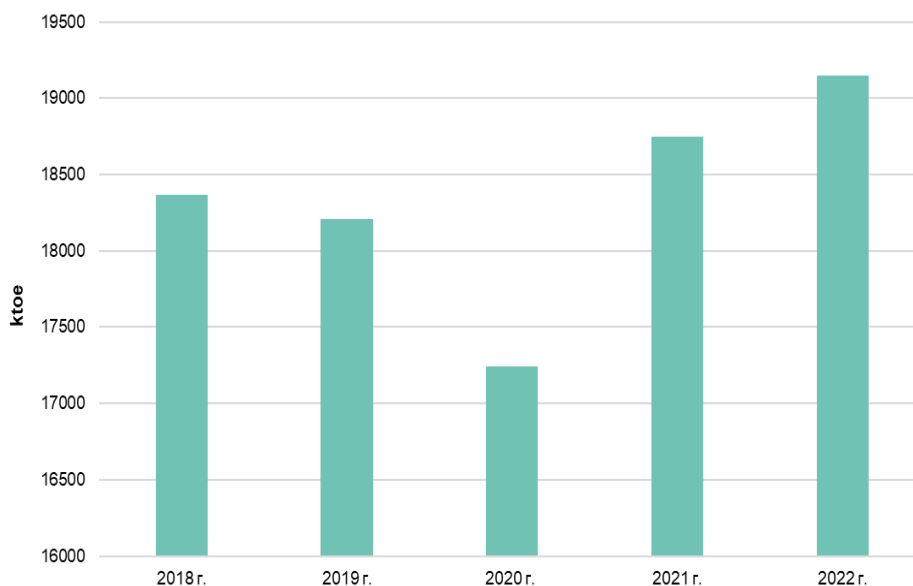
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
биоетанол	26.65	28.59	31.82	26.51	20.75	20.90
биодизел (FAME)	136.38	60.79	65.78	77.25	74.67	95.27
биогорива от ново поколение - Анекс IX, част А		11.25	5.97	16.63	9.09	9.55
биогорива от ново поколение - Анекс IX, част Б		42.26	44.85	39.20	62.25	57.34
Електрическа енергия от ВИ	9.63	8.40	9.61	11.50	9.34	9.41
потребена в автомобилен транспорт	1.34	0.93	0.95	1.01	0.82	0.95
потребена в железопъния транспорт	7.76	7.03	8.33	10.19	8.28	8.20
потребена в други транспортни сектори	0.52	0.44	0.33	0.30	0.24	0.26
<b>Крайно потребление на енергия от ВИ в транспорта</b>	<b>172.66</b>	<b>151.29</b>	<b>158.03</b>	<b>171.08</b>	<b>176.10</b>	<b>192.46</b>
<b>Крайно потребление на енергия от ВИ в транспорта, с прилагане на коефициенти за биогорива от ново поколение и електрическа енергия</b>	<b>189.67</b>	<b>219.05</b>	<b>225.16</b>	<b>246.22</b>	<b>234.09</b>	<b>232.44</b>
<b>Крайно потребление на енергия в транспорта</b>	<b>2 607.95</b>	<b>2 712.54</b>	<b>2 852.57</b>	<b>2 705.59</b>	<b>3 075.12</b>	<b>3 029.24</b>
<b>ВИ-Т, %</b>	<b>7.27%</b>	<b>8.08%</b>	<b>7.89%</b>	<b>9.10%</b>	<b>7.61%</b>	<b>7.67%</b>

*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)

**Фигура 9:** Първично енергийно потребление 2018 – 2022 г., ktоe



Източник - по данни от НСИ

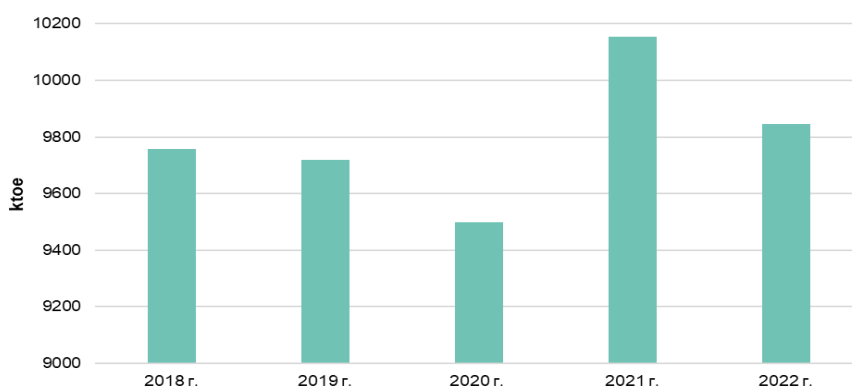
В периода 2018-2022 г. първичното енергийно потребление (ПЕП) се характеризира с неравномерност и отразява въздействието на Ковид пандемията в страната. Най-ниско ПЕП е отчетено през 2020 г. (17 243.44 ktоe), което се дължи на намаление на потреблението на въглища с 917.3 ktоe спрямо 2019 г. и на нефт и нефтопродукти с 439.7 ktоe.

Количеството на изнесената електрическа енергия също намалява от 917 ktоe на 862 ktоe. Увеличение се наблюдава при ВЕИ с 80 ktоe (ръст от 50.5% спрямо 2012 г.).

С изключение на 2016 г., когато ПЕП намалява поради понижено потребление на въглища, ПЕП се увеличава и през 2018 г. достига 18 450 ktоe. В сравнение с 2012 г. през 2018 г. ПЕП се е увеличило с 3.2%.

Крайното енергийно потребление (КЕП) следва развитието на ПЕП и за периода 2018-2022 г. Най-ниско КЕП е отчетено през 2020 г. (9 499.66 ktоe), поради намаляване основно на потреблението на нефтопродукти с 319 ktоe (спад от 11 % спрямо 2012 г.), на топлинна енергия със 78 ktоe (спад от 8% спрямо 2012 г.) и на въглища и горива от въглища с 46 ktоe (спад от 11% спрямо 2012 г.). Увеличение през посочената година се наблюдава при възобновяемата енергия с 47 ktоe (ръст от 4% спрямо 2012 г.).

**Фигура 10:** Крайно енергийно потребление 2018 - 2022, ktоe

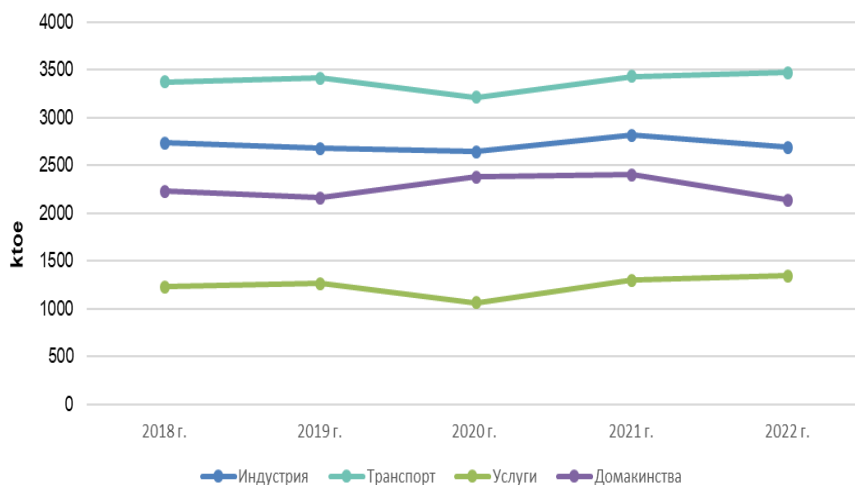


Източник - по данни от НСИ

### Крайно енергийно потребление по сектори

Разпределението на крайното енергийно потребление по сектори е представено на следващата фигура.

**Фигура 11:** Крайно енергийно потребление по сектори 2018–2022 г., ktоe



Източник - по данни от НСИ

*ii. Текущ потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи*

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.

Общият потенциал за изграждане на високоефективни мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в централизираното топлоснабдяване до 2025 г. е 355 MW, от която 235 MW са нови мощности и 120 MW заместващи мощности.

Потенциалът за производство на топлинна енергия в нови когенерационни инсталации, може да се реализира основно чрез:

- Преминаване от разделно топлопроизводство към високоефективно комбинирано производство;
- Преминаване 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*

В изпълнение на чл. 5, параграф 2 от Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите и чл. 6 от Делегиран регламент (ЕС) № 244 на Комисията за допълване на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета относно енергийните характеристики на сградите чрез създаване на сравнителна методологична рамка за изчисляване на равнищата на оптимални разходи във връзка с минималните изисквания за енергийните характеристики на сградите и сградните компоненти е разработен Доклад за изчисляване на оптимални по отношение на разходите равнища на минимални изисквания за енергийните характеристики на сградите в Република България. В доклада са определени еталонни сгради за различни категории съществуващи сгради. Българското законодателство определя видовете сгради за обществено обслужване в Наредба № 1 от 2003 г. на МРРБ за номенклатурата за видовете строежи. Сградите за обществено обслужване са систематизирани в девет групи сгради:

1. За образование и наука;

2. В областта на здравеопазването и ветеринарната медицина;
3. В областта на социалните услуги;
4. В областта на културата и изкуствата;
5. В областта на вероизповеданията;
6. За административно обслужване; сгради в областта на търговията, общественото хранене, услугите и хазарта;
7. В областта на транспорта и електронните съобщения и сгради и съоръжения за спорт.

В групата на сградите за административно обслужване са включени административни сгради, банкови и небанкови финансови институти, обслужващи сгради към производствени обекти, представителни сгради, пощи, сгради на централните и териториални администрации, правителствени сгради, центрове за провеждане на конференции и конгреси, сгради на съда, прокуратурата и др.

Директива 2010/31/ЕС, чл. 4, ал. 1 дава право на държавите членки да преценят дали да направят разграничение между нови и съществуващи сгради, както и между различните категории сгради. В България това разграничение не е направено. Не са определени и еталонни сгради за нови сгради, както изисква Делегиран регламент (ЕС) № 244/2012 и указанията към него. Причината за това е, че съгласно националното законодателство единствената разлика между нови и съществуващи сгради е класа на енергопотребление, на който трябва да отговарят сградите. Определените критерии за избор на всяка еталонна сграда са: вид на строителната система, етажност, възраст на сградите и вид на системата за топлоснабдяване. Използваният подход за определяне на еталонни сгради е чрез комбиниране на виртуален модел с представителни параметри на съществуващи сгради от дадената категория.

Определени са мерки за енергийна ефективност за еталонните сгради. Предложени са пакети от мерки, като е приложена комбинаторна методика, основаваща се на матричен модел на възможните мерки за дадена еталонна сграда.

Изчислена е необходимата първична енергия, обусловена от прилагането на мерки и/или пакети от мерки за еталонните сгради. В доклада е посочено, че приложеният в България метод за изчисляване на енергийните характеристики на сградите се базира на европейски модел, въведен като български стандарт и е допълнен с модели, отчитащи и влагообмена, тъй като европейският третира само явната топлина, което не позволява да се оцени необходимата за охлаждане енергия при наличие на въздухообмен в охлажданата зона. За целите на изчислението на оптималните по отношение на разходите енергийни характеристики на сградите и за разработването на национална дефиниция за сгради с близко до нулево потребление на енергия в България, за базови са определени техническите норми от 1999 г. Резултатите от изчислението за потребността от енергия на еталонните сгради са представени в приложение към доклада.

В доклада са представени изчисления на глобалните разходи на база анализ на разходите в рамките на целия жизнен цикъл за всяка еталонна сграда само на финансово равнище. Дефинирани са входните параметри, използвани за изчисляване на глобалните разходи и включените видове разходи (разходи за първоначални инвестиции, експлоатационни разходи и разходи за обезвреждане на отпадъци). Оптималните равнища на енергийни показатели са изчислени за всички определени еталонни сгради, като е следван подхода на системно ниво - в конкретния случай на основата на анализ на влиянието на коефициентите на топлопреминаване през сградните ограждащи конструкции и елементи върху потребната енергия.

За оценка на надеждността на ключовите входящи параметри е направен анализ на чувствителността на показателя нетна настояща стойност от факторите реална лихва, ескалация на цените на продуктите и на цените на енергията.

Определянето на минимални изисквания за енергопотреблението в сгради с обобщени скали с числени стойности на класовете на енергопотребление се въвежда в националното законодателство през 2016 г. с Наредба № Е-РД-04-2 от 22.01.2016 г. за показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на сградите. С наредбата се определят условията за определяне и единната методология за формиране на показатели за разход на енергия и енергийни характеристики на сгради, параметрите на скала на класовете на енергопотребление за различни по предназначение категории сгради и граничните числови стойности на интегрирания енергиен показател "специфичен годишен разход на първична енергия" в kWh/m<sup>2</sup>, определени със скалата на класовете на енергопотребление за различни по предназначение категории сгради.

На базата на приемственост в националното законодателство за енергийна ефективност, което датира от 2004 г. насам, през периода 2021 – 2023 г. е извършено осъвременяване на националната методика за изчисляване на енергийните характеристики на сградите и преглед на техническите норми в съответствие с актуализираната с „Обща рамка за изчисляване на енергийните характеристики на сградите“, определена в Приложение I на Директива 2010/31/ЕС, изменена с Директива (ЕС) 2018/844.

В изпълнение на чл. 5, параграф 2 от Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите и чл. 6 от Делегиран регламент (ЕС) № 244 на Комисията за допълване на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета относно енергийните характеристики на сградите чрез създаване на сравнителна методологична рамка за изчисляване на равнищата на оптимални разходи във връзка с минималните изисквания за енергийните характеристики на сградите и сградните компоненти през 2022 г. извършен Втори научен национален преглед на техническите норми за енергийна на сгради и в Европейската комисия е представен периодично изискващия се Доклад LYFE CYCLE COSTING/ANALYSIS за изчисляване на оптимални по отношение на разходите минимални изисквания към енергийните характеристики на сградите в Република България. Докладът включва научно изследване, анализ и оценка на влиянието на изчислителните алгоритми от новия пакет европейски



стандарти (EPB-standards) за изчисляване на енергийните характеристики на сгради, разработени по Мандат М/480 на CEN, върху резултатите от действащите национални изчислителни правила и норми, както и актуализиране на границите на класовете на енергопотребление на десет категории сгради и разработване на нова скала на енергопотребление за еднофамилни жилищни сгради като под-категория на жилищните сгради. Въз основа на резултатите от втория научен национален преглед на оптималните по отношение на разходите минимални изисквания към енергийните характеристики на сградите, изготвен от Техническият университет–София, Министерството на регионалното развитие и благоустройството разработи и обнародва нова Наредба № РД-02-20-3 от 9.11.2022 г. за техническите изисквания към енергийните характеристики на сгради (Обн. ДВ. бр.92 от 18 Ноември 2022 г.). Наредбата въвежда изисквания на чл. 3, 4 и 9 и Приложение I от Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите (ОВ, L 153/13 от 18 юни 2010 г.) Основен принос на наредбата в националното законодателство за енергийна ефективност се изразява в регламентираната с наредбата Националната методика за изчисляване на енергийните характеристики на сгради в съответствие с европейските стандарти EN ISO 52000-1, EN ISO 52003-1, EN ISO 52010-1, EN ISO 52016-1 и EN ISO 52018-1, които са част от серията стандарти, насочена към международното хармонизиране на методологията за оценяване на енергийните характеристики на сградите. Наредба № РД-02-20-3 от 9.11.2022 г. за техническите изисквания към енергийните характеристики на сгради е основен нормативен акт, който допринася за нормативната осигуреност при изпълнението на програми и проекти за енергийна ефективност, подкрепени от различни европейски и национални източници за финансиране в съответствие с поставените цели на европейско и национално ниво до 2030 г. вкл. за изпълнение на проектите по Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България и Дългосрочната национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г. в съответствие със заложените цели, целевите стойности на индикатори за напредък и за постигане на ефективност на инвестициите по съотношението „разходи-ползи“.

На база на обновените през 2022 г. технически норми за енергийни характеристики на сгради е актуализиран и образецът на сертификат за енергийните характеристики за нови и за съществуващи сгради, регламентиран в нова Наредба № Е-РД-04-2 от 16 декември 2022 г. за обследване за енергийна ефективност, сертифициране и оценка на енергийните спестявания на сгради (Обн. ДВ. бр.102 от 23 Декември 2022 г.).

Националните изчисления в съответствие с изискванията на член 5 от Директива 2010/31/ЕС в хоризонт до 2030 г. ще бъдат насочени към хармонизиране на техническите изисквания към енергийните характеристики на сградите в съответствие с ревизираната EPBD в рамките на европейския законодателен пакет „Подготвени за цел 55“. Основни предизвикателства пред националните норми за енергийни характеристики в периода до 2030 г. ще бъдат:

- Постепенно преустановяване на използването на котли на изкопаеми горива в сгради;
- Транспониране на изискването за въвеждане на минимални европейски стандарти за енергийни характеристики (MEPS) вкл. за сгради с нулеви емисии CO<sub>2</sub>;
- Въвеждането на национални изисквания за оползотворяване на слънчевата енергия в нови обществени и съществуващи сгради (съгласно чл. 9а от EPBD);
- Въвеждане на стандарти за ипотечни портфейли.

В преодоляване на тези и други предизвикателства към националните норми за енергийни характеристики на сградите България ще се придържа към заявената позиция за запазване възможността за освобождаване на отделни сгради (при определени условия), разумни срокове с отчитане на националните социално-икономически условия, отчитане на принципите на техническа, икономическа и функционална осъществимост и принципа на технологична неутралност.

#### **4.4 Измерение „Енергийна сигурност“**

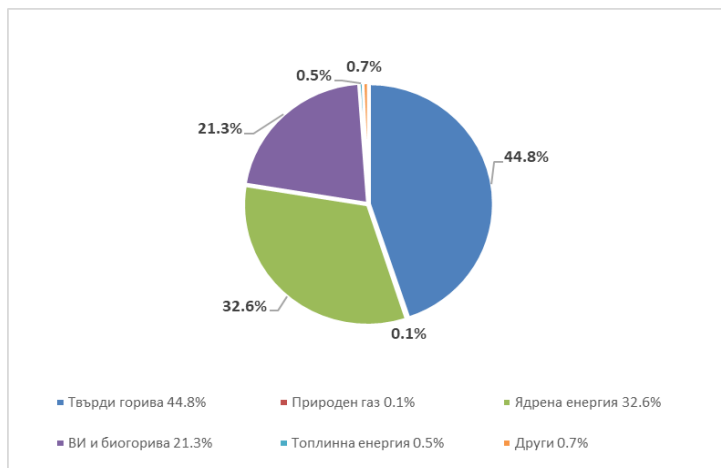
*і. Настоящ енергиен микс, собствени енергийни източници, зависимост от внос, включително относими рискове*

- **Настоящ енергиен микс**

По данни на Националния статистически институт за 2022 г. (публикувани през декември 2023 г.) производството на първична енергия през 2022 г. в страната е в размер на 13 154.9 ktoe като задоволява 67% от брутното 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 – 44.8% и ядрената енергия – 32.6%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 21.3%, топлинна енергия – 0.5%, природен газ – 0.1% и други (битумни шисти/пясъци, нефт и нефтопродукти и невъзобновяеми отпадъци) – 0.7%.

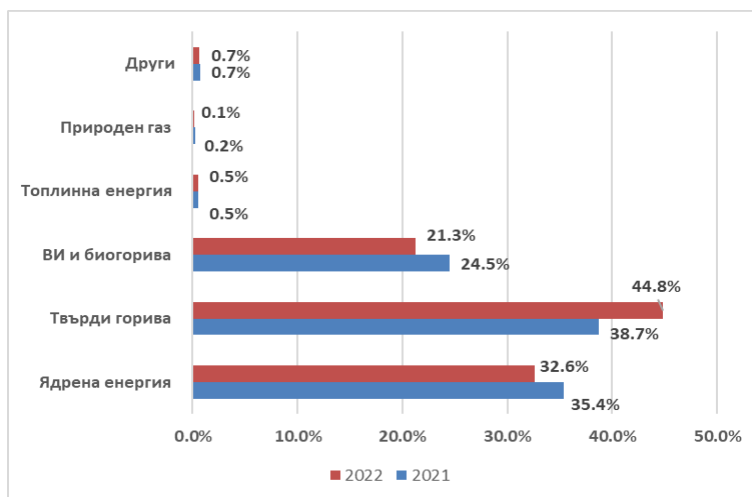
**Фигура 12:** Структура на производство на първична енергия, %



Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

През 2022 г. производството на първичната енергия е увеличено с 12% в сравнение с 2021 г. Увеличение бележат твърдите горива - 26%, ВИ и биогорива - 15% и други - 12%. Останалите горива бележат спад, съответно: природен газ - 45%, топлинна енергия - 5% и ядрена енергия - 1%.

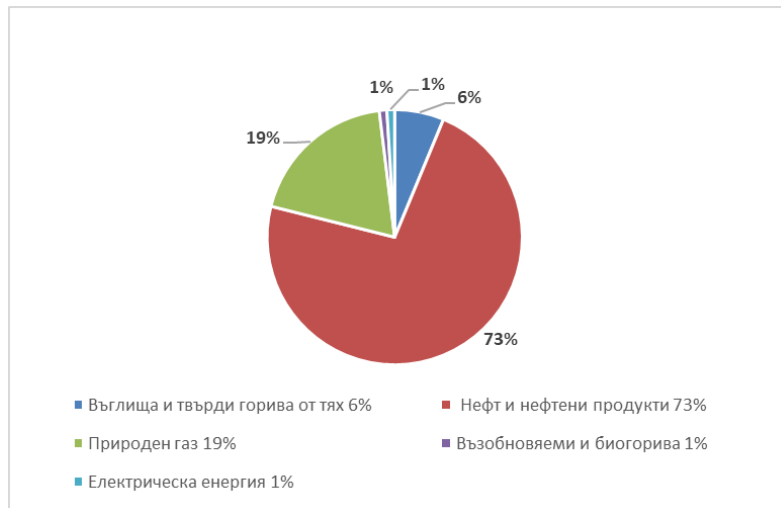
**Фигура 13:** Структура на производство на първична енергия през 2022 г., в сравнение с 2021 г., %



Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

През 2022 г. вносът на горива и енергия е в размер на 12 876 ktоe. С най-голям дял са нефт и нефтопродуктите - 73%, следвани от природния газ - 19%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: твърди горива - 6%, електрическа енергия - 1% и енергия от ВИ - 1%.

**Фигура 14:** Внос на горива и енергия, %



Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

През 2022 г. вносът е увеличен с 27% спрямо предходната 2021 г. Увеличение бележат въглищата и твърдите горива от тях с 46%, нефт и нефтопродукти с 43% и възобновяеми и биогорива с 2%. Намалява вносът на електрическата енергия с 21% и природния газ с 10%.

Износът на горива и енергия през 2021 г. в страната е в размер на 5 587 ktce. Най-голям дял имат течните горива - 74.4% и електрическата енергия – 21.0%. Останалите горива се разпределят, както следва: възобновяеми и биогорива – 3.2% и твърди горива – 1.4%.

**Фигура 15:** Износ на горива и енергия, %

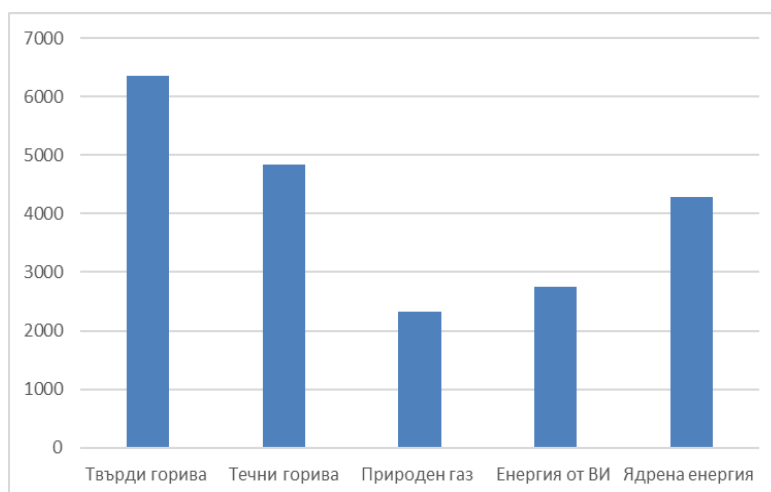


Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

Брутното вътрешно потребление на горива и енергия в страната през 2022 г. е в размер на 19 555 ktce. Най-голям дял имат твърдите горива – 31%, следвани от

течните горива – 24%. Останалите горива и енергии се разпределят, както следва: ядрена енергия – 21%, енергия от ВИ – 13%, природен газ – 11%.

**Фигура 16:** Брутно вътрешно потребление по горива и енергия

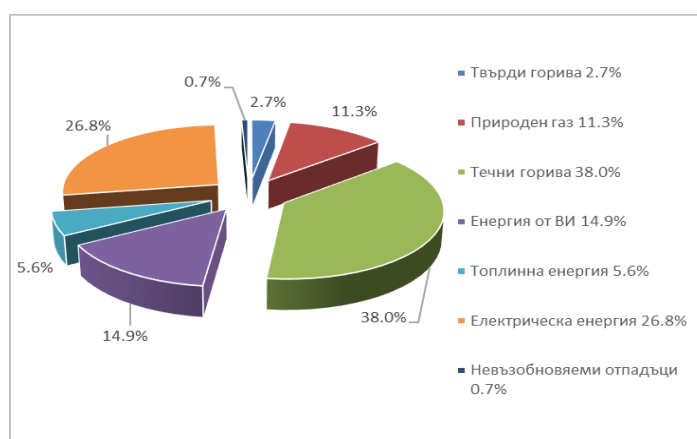


Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

През 2022 г. брутното вътрешно потребление е увеличено с 1.3% спрямо 2021 г. Нараства потреблението на електрическа енергия с 38.9%, твърдите горива с 18.3%, топлинната енергия с 6.0%, течните горива с 5.7% и невъзобновяеми отпадъци – 4.5%. Намаление се отчита при природния газ с 18.1%, енергията от ВИ – с 5.8% и ядрената енергия с 0.1%.

През 2022 г. крайното потребление на енергия е в размер на 9 845 ktce. Най-голям дял в структурата имат течните горива – 38.0%, следвани от електрическата енергия – 26.8%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 14.9%, природен газ – 11.3%, топлинна енергия – 5.6%, твърди горива - 2.7% и Невъзобновяеми отпадъци – 0.7%.

**Фигура 17:** Структура на крайното енергийно потребление, %



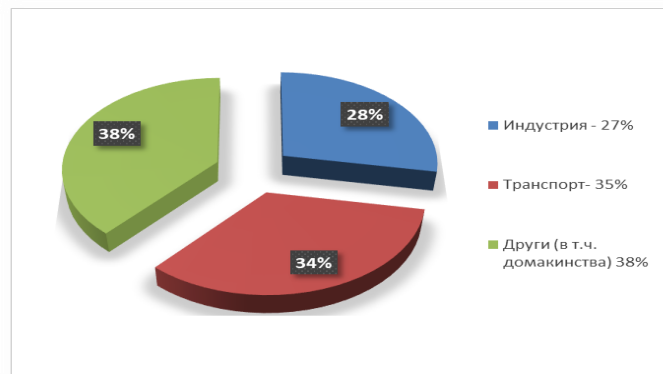
Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

В секторите от икономиката се наблюдава ръст в крайното потребление на енергия. През 2022 г. сектор Транспорт е с дял от 35% в крайното потребление на енергия,

като запазва формиралата се през последните десет години позиция на водещ сектор в крайното потребление на енергия.

Сектор Индустрия е с дял от 27% и е втория по важност сектор. Делът в крайното потребление на енергия в останалите сектори Домакинства, Услуги и Селско стопанство е съответно 38%. Структурата на крайното потребление на енергия по сектори през 2022 г. е идентично с това през последните години.

**Фигура 18:** Структура на крайното потребление на енергия по сектори, %

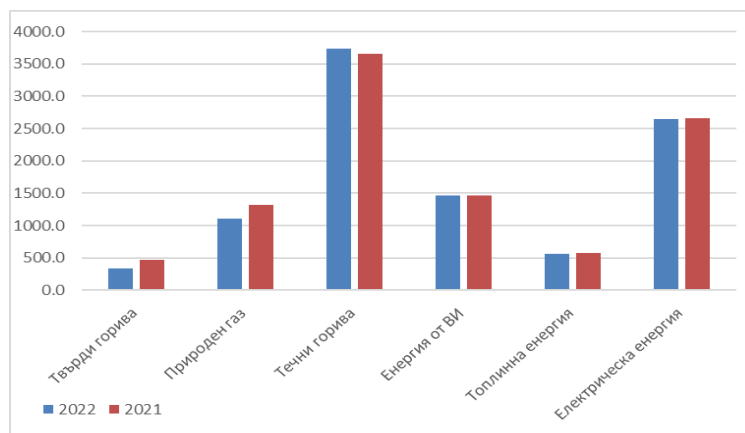


Източник - по данни от НСИ за 2022 г.

С дял от 38.0% през 2022 г. течните горива, основно потребявани в автомобилния транспорт (96%) са най-използвания енергоносител в крайното потребление на енергия. През 2022 г. потребената електрическа енергия е 2 641 ktoe, с дял от 26.8% в крайното потребление на енергия. През 2022 г. използването на енергия от ВИ е намалено с 0.2%. Основният възобновяем източник, който се използва в страната е биомасата, която се използва основно в сектор отопление и охлаждане.

През 2022 г. в крайното потреблението се наблюдава намаление и при твърдите горива с 28.3%, природния газ с 15.8%, електрическата енергия с 0.8% и топлинната енергия с 3.4%. При течните горива има увеличение с 2.1%.

**Фигура 19:** Крайното енергийно потребление през 2022 г., в сравнение с 2021 г.



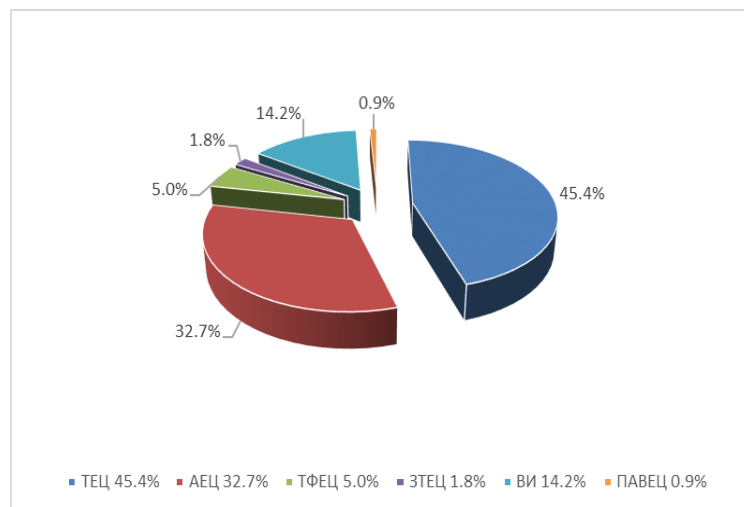
Източник - по данни от НСИ

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени и термични централи и централи, използващи ВИ (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса).

По данни на Министерство на енергетиката през 2022 г. брутното производство на електрическа енергия е 50.3 TWh, което е с 5.8% повече от производството през 2021 г.

Най-голям дял в производството на електрическа енергия през 2022 г. имат ТЕЦ – 45.4%, следван от АЕЦ с 32.7%, ВИ – 14.2%, ТФЕЦ – 5.0%, ЗТЕЦ – 1.8% и ПАВЕЦ – 0.9%.

**Фигура 20:** Структура на брутното производство на електрическа енергия, по видове централи, % на база GWh



Източник - по данни от МЕ за 2022 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 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 произвеждат значителна част от електрическата енергия и осигуряват ценни услуги, необходими за надеждното функциониране на електроенергийната система и така допринасят за енергийната сигурност на България. Ядрената енергия е важен енергоносител, който гарантира базово производство на електрическа енергия с предвидими и конкурентни цени. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД осигурява над 30% 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, който се ускорено се увеличава 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 2022 г. по данни на НСИ енергийната зависимост от горива и енергия на страната е 37.1%, като в сравнение със средната стойност за държавите членки на ЕС е значително по-ниска. Това се дължи на възприетата от Евростат методология, според която ядрената енергия се отчита като местен енергиен източник.

- относими рискове

В областта на природния газ, най-същественният риск е свързан с воатилността на пазара на природен газ на европейските борси. В тази връзка България е предприела мерки за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ.

### *ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.)*

Прогнозите в настоящата точка са изготвени при съществуващите национални и европейски политики и мерки.

България ще декарбонизира електроенергийната си система чрез продължаващо развитие и изграждане на инсталации за производство на енергия от ВИ, съчетани с нови маневрени нисковъглеродни мощности (хидроенергийни и ядрени блокове).

Ключовите показатели, използвани в моделирането, са инсталирана мощност на технологиите за добив на енергия, електроенергийно производство, системна гъвкавост, емисии на парникови газове, необходими инвестиции и разходи, като чрез тях се определя съответната инвестиционна и преходна рамка в подкрепа на целта за декарбонизация.

Прогнозите за развитието на българската енергетика са базирани на входни данни, получени от оператори на преносни системи, регулаторните органи и участниците на пазара, които обхващат потреблението и производството на електроенергия, цени на основни суровини (природен газ, квоти за емисии и др.) и свързаност на европейските електроенергийни пазари. Новите форми на крайно потребление на електроенергия се вземат под внимание с тяхната способност да осигурят допълнителна маневреност при управлението.

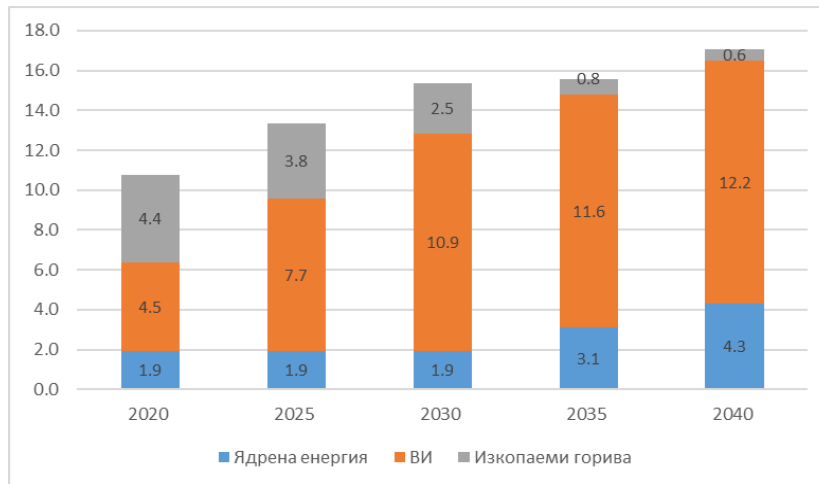
Прогнозите предвиждат растеж на нисковъглеродното производство, което позволява на България да поддържа нетния си експортен баланс положителен през целия разглеждан времеви хоризонт. Не се предвижда нетен внос на електрическа енергия за задоволяване на потреблението в България.

При моделирането инсталациите за производство на електрическа енергия от лигнитни въглища след 2025 г. постепенно се заменят с ВЕИ мощности, а в по-дългосрочна перспектива - от ПАВЕЦ и нови ядрени мощности. С цел балансиране на



системата, нарастването на производството на енергия от ВИ е съпроводено с увеличаване на ядрените мощности в периода 2030 г. - 2040 г.

**Фигура 21:** Нетна инсталирана мощност по видове централи през периода 2020 г. – 2040 г., GW

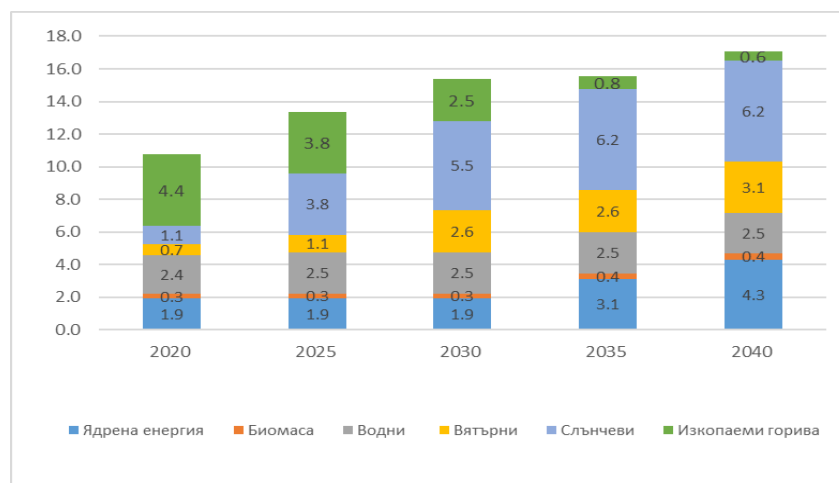


Източник: E3 Modeling

В синхрон с политиката на страната към декарбонизация на енергетиката е заложено нарастване на инсталираните мощности за енергия от ВИ, очаквайки през 2040 г. тези мощности да достигнат до 12.2 GW. В изпълнение на същата политика е и прогнозираното намаление с 87% на мощностите за производство на енергия от ископаеми горива, които от 4.4 GW през 2020 г. се очаква да достигнат до 0.6 GW през 2040 г.

През разглеждания период се предвижда увеличаване на ядрените мощности на страната, като към 2040 г. се очаква да достигнат 4.3 GW.

**Фигура 22:** Нетна инсталирана мощност по видове енергоносители през периода 2020 г. – 2040 г., GW

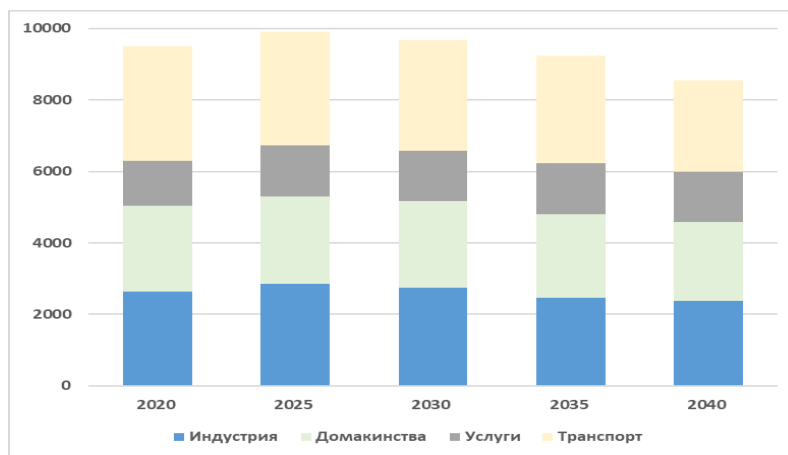


Източник: E3 Modeling

Стремейки се към изпълнение на заложените цели за използване на щадящи природата ресурси България залага на увеличаване на своите енергийни мощности, използващи биомаса и водни ресурси, съответно с 29% и 6% в края на периода спрямо 2020 г.

Очакванията са за най-осезаемо нарастване на мощностите за енергия от слънце, като предвижданията са за голямо увеличение и в края на периода се очаква да достигнат до 6.2 GW. Подобна е ситуацията при мощностите за производство на енергия от вятър с очаквано увеличение и достигане до 3.1 GW през 2040 г.

**Фигура 23:** Крайно потребление на енергия по сектори през периода 2020 г. – 2040 г., ktce



Източник: E3 Modeling

През първата половина на периода се очаква крайното потребление на енергия в сектор Индустрия да нарасне с 4%, след което тенденцията да се обърне и през 2040 г. потреблението да достигне 2 377 ktce, означаващо намаление с 10% спрямо 2020 г.

В сектор Транспорт се очаква намаление на крайното потребление през целия период, като към 2040 г. да достигне до 2 544 ktce, което е с 21% по-малко в сравнение със стойностите през 2020 г.

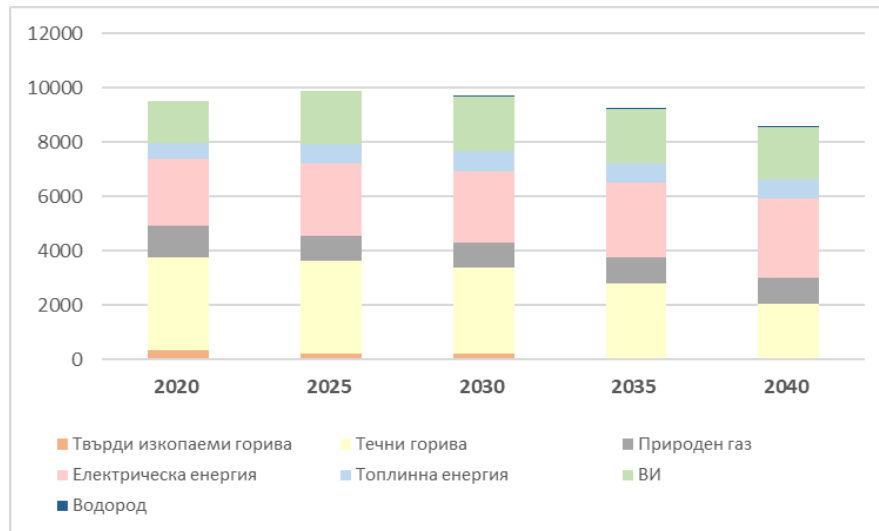
При останалите сектори е прогнозирано цялостно увеличение на крайното потребление на енергия. Нарастване от 12% се очаква да има в сектор Услуги – от 1 261 ktce през 2020 г. до 1 411 ktce в края на периода, докато в сектор Домакинства се предвижда крайното енергийно потребление през 2040 г. да достигне 2 211 ktce, което е намаление със 7% спрямо 2020 г.

**Таблица 30:** Крайно потребление на енергия по сектори през периода 2020 г. – 2040 г., %

Сектори	2020	2025	2030	2035	2040
Индустрия	28%	29%	28%	27%	28%
Домакинства	25%	25%	25%	25%	26%
Услуги	13%	14%	15%	16%	16%
Транспорт	34%	32%	32%	32%	30%

Видно от горната таблица е, че не се очаква значително изменение в структурата на крайното енергийно потребление по сектори.

**Фигура 24:** Крайно потребление на енергия по източници през периода 2020 г. – 2040 г., ktce



Източник: E3 Modeling

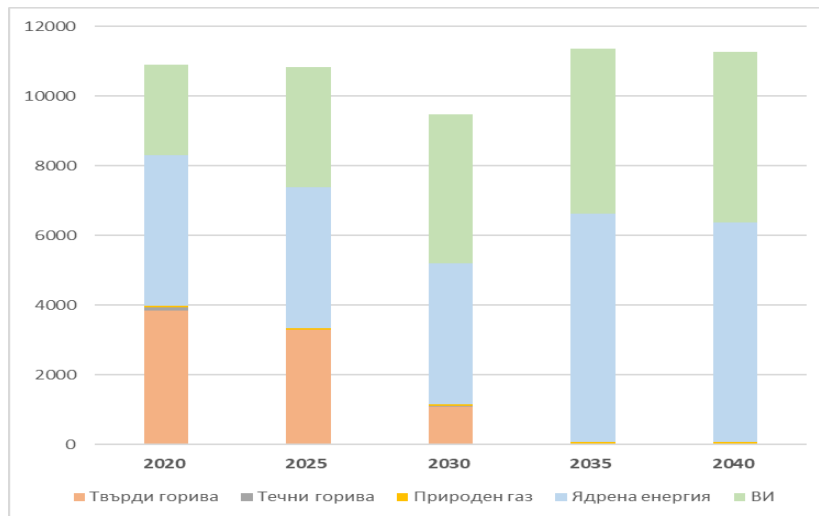
През разглеждания период се очаква намаляване на крайното потребление на енергия, произведена от изкопаеми горива, течни горива и природен газ. Най-изразено е прогнозираното намаление на потреблението на енергия от изкопаеми горива – от 351 ktce през 2020 г. до 42 ktce през 2040 г. или с 88%.

Крайното енергийно потребление на енергия от течни горива през 2020 г. е 3 425 ktce, като очакванията са в края на периода да достигне 2 017 ktce, означаващо намаление с 41%. При природния газ е прогнозирано намаление от 17% в края на периода, чиито стойности от 1 162 ktce през 2020 г. да достигнат до 963 ktce през 2040 г.

Крайното потребление на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия от ВИ се очаква да нараства през целия разглеждан период. Най-сериозно увеличение се предвижда при използването на топлинна енергия, като през 2040 г. е прогнозирано потребление с 30% повече спрямо 2020 г. При електрическата енергия и енергията от ВИ се очаква увеличено потребление да е съответно с 18% и 22%.

Характерно за периода е, че през 2030 г. се очаква в енергийния микс на страната да се включи и използване на около 1 000 toe водород за енергийни нужди, а към 2040 г. крайното потребление на енергия от водород да възлезе на 9 000 toe.

**Фигура 25:** Производство на първична енергия по горива през периода 2020 г. – 2040 г., ktоe

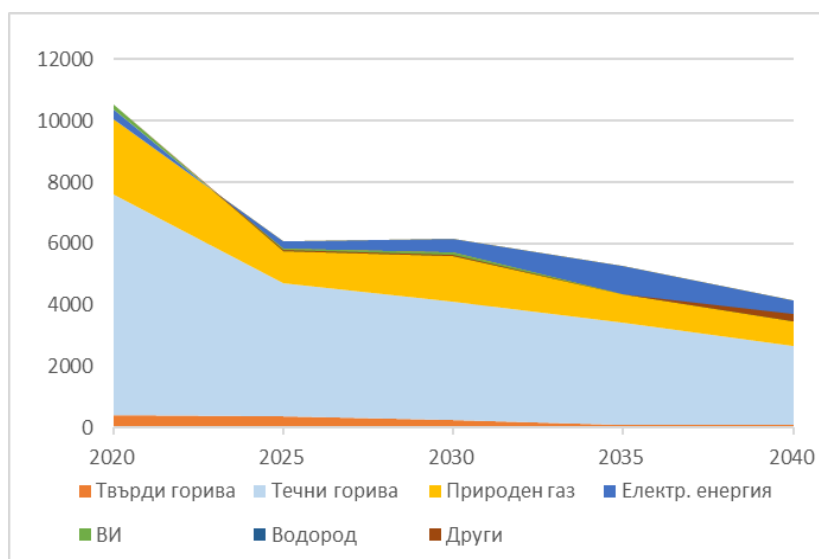


Източник: E3 Modeling

През периода 2020 – 2040 г. се очаква значително редуциране на производството на първична енергия от твърди и течни горива. През 2020 г. произведената енергия от твърди горива е била 3 848 ktоe, а от течни горива 81 ktоe, като очакванията са през 2040 г. същите да се намалят съответно до 2 и 11 ktоe.

Прогнозирано е увеличение на производството на първична енергия от останалите горива, като най-осезаемото се очаква нарастването на енергията от ВИ – с 98% в края на периода спрямо 2020 г. За ядрената енергия и енергията от природен газ прогнозните увеличения на производството през 2040 г. са съответно 32% и 26% спрямо 2020 г.

**Фигура 26:** Нетен внос на енергия по горива през периода 2020 г. – 2040 г., ktоe

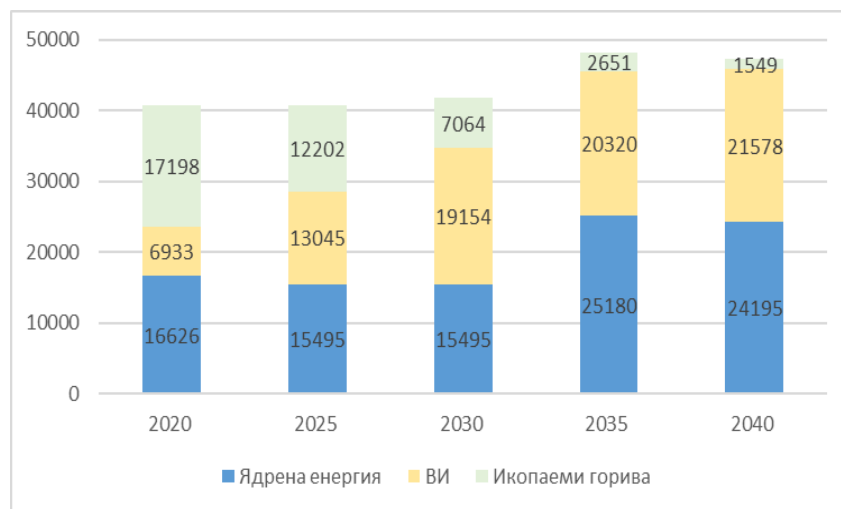


Източник: E3 Modeling

Общата тенденция през разглеждания период е намалението на вноса на енергия в страната, като най-осезаемо това се очаква при енергията от твърди горива – намаление с близо 80% през 2040 г. спрямо 2020 г.

Вносът на енергия, произведена от течни горива, се предвижда да намалее от 7 204 ktoe през 2020 г. до 2 574 ktoe в края на периода, което е с 64% по-малко, докато при енергията от природен газ се очаква в края на разглеждания период вносът да намалее с 38%, достигайки до 1 501 ktoe.

**Фигура 27:** Брутно производство на енергия по централи през периода 2020 г. – 2040 г., GWh



Източник: E3 Modeling

Съобразно заложените цели за климатична неутралност на страната е прогнозирано значително нарастване на дела на енергията, произведена от възобновяеми източници. Очакванията са в края на периода производството да достигне 21 578 GWh, което е с 14 644 GWh повече в сравнение с 2020 г.

В този аспект е и очакваното намаление на брутното производство на енергия от изкопаеми горива, което от 17 198 GWh през 2020 г. да достигне до 1 549 GWh, означаващо намаление с 91%.

Относно ядрената енергия също се предвижда нарастване до 24 195 GWh през 2040 г. или с 46% спрямо началото на периода.

Трансформацията на подсектор „Електроенергетика“ предполага значителни инвестиции в нови мощности и модернизация на цялостната инфраструктура. Към необходимите инвестиции се добавят инвестициите в модернизиране на електропреносната и електроразпределителните системи за интегриране на по-голям дял ВЕИ мощности с непостоянно производство.

Електроенергийният сектор става все по-капиталоемък с течение на времето. Инвестициите в нисковъглеродни мощности се увеличават в сравнение с днешните нива във връзка с декарбонизирането на електроенергийната система. Прогнозите за

инвестиционните разходи в съществуващи и нови централи се определят, като допълнително се изчисляват разходите за пренос и разпределение, които включват разходи за изграждане или модернизирание на преносни и разпределителни мрежи, заедно с годишни капиталови и оперативни разходи.

В краткосрочен план предстои реализиране на политики за пазарна либерализация и разработване на подходяща регулаторна рамка за насърчаване на общностите за възобновяема енергия и произвеждащите потребители на електроенергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане.

Приоритети в този краткосрочен период са:

1. Създаване на възможност за сключване на дългосрочни договори за доставка на електроенергия и топлинна енергия от нискоемисионни източници с възможност за агрегиране на електроенергия от различни нискоемисионни горива в един договор, вкл. и съхранена енергия с такъв произход.

2. Въвеждане в експлоатация на нови мощности за производство на електрическа енергия от ВИ.

3. Разработване и приемане на необходимите нормативни актове за ясни и ефективни процедури за производство, съхранение, транспортиране и използване на водород и водородни продукти в транспорта, индустрията и бита.

4. Развитие на ефективни районни отоплителни и охладителни и локални отоплителни системи, използващи високоефективно комбинирано производство на енергия, нисковъглеродни източници и/или енергия от ВИ, и с възможност за краткосрочно съхранение на енергия.

Изпълнението и дейностите по поставените приоритети ще допринесат за успешно реализиране на планираните политики до 2030 г., които по своята същност са сериозна заявка за значителна промяна в сектор „Енергетика“ в посока нискоемисионни технологии, енергия от възобновяеми източници и иновации. Основните акценти са насочени към:

1. Изпълнение на инвестиционни мерки за насърчаване на енергийна независимост на домакинствата, с фокус върху енергийните общности и прилагане на различни форми за подпомагане на енергийно бедните домакинства.

2. Изпълнение на проекти за нови ядрени мощности, в т.ч. и подготовка на проекти за изграждане на малки модулни реактори (ММР) за комбинирано производство от една страна на балансираща електрическа енергия, а от друга на водород, топлинна енергия за топлофикационни нужди, химически продукти и високопотенциална топлинна енергия за индустрията.

3. Инсталиране на мощности за производство на енергия от възобновяеми източници, в т. ч. офшорни ВяЕЦ, изпълнение на проекти за нови ПАВЕЦ.

4. Изпълнение на мерки за енергийна ефективност и децентрализирано производство на електрическа и топлинна енергия, както и изпълнение на мерки за

енергийна ефективност и производство за енергия за собствено потребление в индустрията.

5. Изпълнение на мерки по възстановяване на нарушени терени на въглищни мини и развитие на функциониращи индустриални зони във въглищните региони.

В по-дългосрочен план до 2035 г. ще продължи насърчаването за изграждане на нови ВЕИ мощности и системи за съхранение на енергия. Усилията ще бъдат в посока продължаване изпълнението на мерки по рекултивация на мините и на мерки за електрификация на индустрия, транспорт и домакинства. Други не по-малко важни политики и дейности, които се планират са свързани с:

1. Развитие на елементите на водородната икономика на пазарен принцип и преустановяване на подкрепата за инвестиции в природен газ, като вече реализираните инвестиции и въведените в експлоатация съоръжения на природен газ може да бъдат експлоатирани и поддържани до изчерпване на проектния им жизнен цикъл.

2. Реализиране на проекти за увеличение на трансграничната свързаност.

3. Реализация на проекти за топлоснабдяване на населени места в близост до ресурсите на нископотенциална геотермална енергия и битови отпадъци.

Като последващ етап от процеса на енергийна трансформация и енергиен преход до 2040 г. са предвидени редица мерки за енергийна ефективност и децентрализирано производство на електрическа енергия, подкрепящо общностите за възобновяема енергия и енергийна независимост на домакинствата и малките и средни предприятия.

## **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 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 п/ст Раднево (BG) – п/ст Неа Санта (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:

- 21.7% от преносната способност, с отчитане на критериите за сигурност при внос;
- 22.6% от преносната способност, с отчитане на критериите по надеждност при износ;
- 144% от номиналната преносна способност, спрямо върховия товар;
- 265% от общата номинална преносна способност, спрямо инсталираната производствена мощност от ВЕИ.

*ii. Прогнози за изискванията за разширяване на междусистемните електропроводи (включително за 2030 г.)*

Перспективи за развитие на електрическата свързаност до 2030 г.:

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 2040 г.

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.

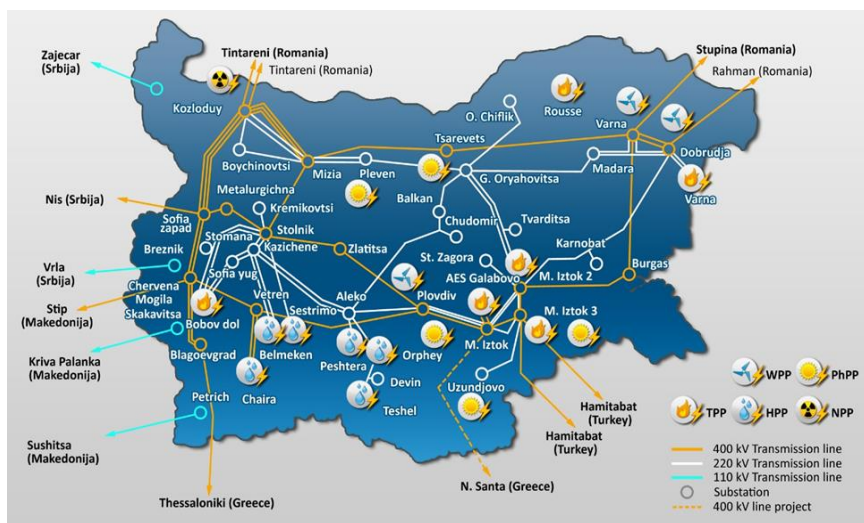
#### 4.5.2 Електропреносна и газопреносна инфраструктура

*i. Основни характеристики на съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия и газ*

Електропреносната инфраструктура на България е собственост на ЕСО ЕАД, който е Независим преносен оператор, сертифициран от ЕК. Българската електроенергийна система 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 Гърция, и по един със Сърбия и Република Северна Македония.



**Фигура 28:** Карта на преносната инфраструктура ВН



Източник: ECO ЕАД

Съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия обхваща: 2 571 km електропроводи 400 kV, 2 837 km електропроводи 220 kV, 9 960 km електропроводи 110 kV, 34 системни подстанции и 263 понижавачи подстанции.

Въздушни електропроводи на националната електропреносна мрежа :

- 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 понижавачи 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;

Член 16 (8) от Регламент (ЕС) 2019/943 от 5 юни 2019 година, относно вътрешния пазар на електроенергия, предвижда операторите на преносни системи да не ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони. Това изискване е спазено,

когато е достигнат минимален праг 70% от преносния капацитет между търговските зони, като се спазват стандартите за безопасност за сигурна експлоатация на мрежата, включително при спазване на стандарта за сигурност при извънредни ситуации (N-1). ЕСО ЕАД представил в КЕВР обосновано искане за дерогация от изискванията на член 16(8) за срок от една година, с възможност за продължаване на срока за още една - до максималния период от две години, в съответствие с Член 16(9) от Регламент (ЕС) 2019/943.

#### *Структура на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ:*

На територията на Република България са сертифицирани и оперират два независими преносни оператора – „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Ай Си Джи Би“ АД.

Газопреносната мрежова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД се състои от 3 443 км., подземно газохранилище в Чирен (ПГХ), магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, единадесет компресорни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. По газопреносната мрежа се осъществява пренос на природен газ до изходни точки в страната, както и пренос до трансгранични точки със съседни страни - Гърция, Румъния, Сърбия и Северна Македония.

Газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с 11 компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“ и КС „Расово“, с обща инсталирана мощност от около 374 MW. Основните входни и изходни точки на газопреносната мрежа на оператора са:

- Точка на междусистемно свързване (IP) Негру вода / Кардам - връзка между газопреносната мрежа на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, оперирана от Transgaz S.A. (Румъния) на българо-румънската граница в района на с. Кардам, община Генерал Тошево;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Кулата / Сидирокастро - връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от DESFA S.A. (Гърция), разположена на българо-гръцката граница в района на с. Кулата, община Петрич;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа / Малкочлар (IP) - връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, експлоатирана от Botas (Турция), разположена на българо-турската граница в района на село Странджа, община Болярово;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа 2/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TAGTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница, в района на с. Странджа, община Болярово;

- Точка на междусистемно свързване (IP) Кюстендил/Жидилово - изходна точка, връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, експлоатирана от Номагас (Република Северна Македония), разположена на българо-македонската граница в района на село Гюешево, община Кюстендил;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргово - връзка между газопреносната мрежа на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, оперирана от Transgaz S.A. (Румъния), разположена на българо-румънската граница в района на с. Мартен, община Русе;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Киреево/Зайчар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Газтранс (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Киреево, община Макреш;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Калотина/Димитровград – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Transportgaz Srbija (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Калотина, община Драгоман;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Стара Загора - връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопровода (IGB), опериран от „Ай Си Джи Би“ АД (България), намираща се в района на с. Загоре, община Стара Загора;
- ГИС Галата - входна точка от местен добив на природен газ;
- ГИС Долни Дъбник - входна точка от местен добив на природен газ;
- Входно-изходна точка ГИС Чирен - връзка между газопреносната мрежа и ПГХ Чирен.

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 9 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн. м<sup>3</sup> 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. м<sup>3</sup>/ден, а максималният е 4,7 млн. м<sup>3</sup>/ден при форсиран (авариен) режим на добив.. 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 и осигуряването на авариен резерв при непредвидени и форсмажорни ситуации. Също така, ПГХ „Чирен“ играе все по-съществена роля като търговско хранилище за развитието на конкуренцията и

повишаването на ползите за потребителите на природен газ в условията на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар. В ход е проект за разширение на газоохранилището, който цели увеличаване на активния газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн.м<sup>3</sup>/ден. Увеличените капацитети ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници, като по този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и региона.

„Ай Си Джи Би“ АД, което е собственик и оператор на газопровода IGB с дължина от 182 км., от които 151 км. на българска територия.

*ii. Прогнози за изискванията за разширяване на мрежите най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.)*

*Електропреносна инфраструктура:*

Изградени са 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 общеевропейски 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 110 kV. Ще се извърши модернизация и разширение на редица подстанции, с подмяна на оборудване и релейни защиты, телекомуникационна апаратура и начин на управление. 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 400 kV.

*Газопреносна инфраструктура:*

Планираните дейности на „Булгартрансгаз“ ЕАД са насочени към разширяване на газопреносната мрежа и капацитета на ПГХ „Чирен“, както и повишаване на техническия капацитет за пренос в точките на междусистемно свързване, с цел посрещане на нарастващото търсене на природен газ от юг на север и осигуряване на възможност за увеличаване на потоците на газ от надеждни и алтернативни източници за България и региона.

Основните проекти за разширение на инфраструктурата на Булгартрансгаз включват:

- Разширение на ПГХ „Чирен“;
- Изграждане на плаващия терминал за LNG край Александрополис, в който Булгартрансгаз участва с 20%;
- Участие във втори LNG терминал в Гърция;
- Увеличаване на капацитета за пренос от Гърция към България в IP Kulata/Sidirokastro;
- Увеличаване на капацитета за пренос от България към Румъния в IP Negru Voda/Kardam;
- Изграждане на довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане и достатъчен капацитет до въглищни региони в България;
- Развитие на инфраструктура за пренос на водород.

*iii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.)*

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.

За постигането на тази цел, както и за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, България е изпълнила реализирането на проекти, подробно разписани в т. 2.4.4.

#### 4.5.3 Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени

*i. Текуща ситуация на пазарите на газ и електроенергия, включително енергийни цени*

#### **Електрическа енергия**

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) № 714/2009.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от оператори на електроразпределителни мрежи на обособени територии – „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „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 промяна в ЗЕ, влязла в сила през 2018 г. в обхвата на сделките с електрическа енергия по свободно договорени цени се включват и сделките за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи. В чл. 100, ал. 4 от ЗЕ е уредено, че тези сделки се осъществяват на организиран борсов пазар на електрическа енергия.

С измененията в Закона за енергетиката, всички производители от ВЕИ и ВЕКП с инсталирана мощност по-голяма или равна на 500 kW трябва задължително да

предлагат електроенергията си на борсата. Тези промени, както и задължението от 01.07.2021 г. всички стопански потребители да са част от свободния пазар, съществено измениха пазарния модел.

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 избраният 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.

## **Природен газ**

Функционирането на националната газова система на България е пряко свързано с дейността на двете газопреносни дружества в България - „Булгартрансгаз“ ЕАД (който е собственик и на подземното газохранилище ПГХ „Чирен“) и „Ай Си Джи Би“ АД, както и на националния Обществен доставчик на природен газ - „Булгаргаз“ ЕАД.

Булгартрансгаз ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор (ИТО) извършващ лицензионни дейности по пренос и съхранение на природен газ на територията на България. Вътрешното потребление на природен газ в страната се задоволява основно от внос чрез газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопровода IGB.

Данните от общия енергиен баланс на НСИ за 2022 г. показват, че дялът на природния газ в първичното енергийно потребление е 11.88% и 11.25% в крайното потребление на горива и енергия.

През 2022 г. потреблението на природен газ в страната възлиза на 28 203 GWh. Пренесените количества през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД до трансгранични точки със съседни държави са в размер на 135.4 TWh, като се отбелязва значителен ръст от около 33% на годишна база спрямо 2021 г. Тенденцията е търсенето на природен газ от алтернативни източници и LNG терминали да продължи да нараства. С реализация на мащабните проекти за нова инфраструктура и терминали за регазификация в региона, ще се осигурят допълнителни количества природен газ за регионалния газов пазар.

С цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ на приемливи за потребителите в страната цени, от 2 януари 2020 г. г. в България функционира борса за търговия с природен газ, която осигурява условията за конкурентна среда за търговците и потребителите на природен газ. Считано от 2 януари 2020 г. на платформата за търговия на „ГАЗОВ ХЪБ БАЛКАН“ ЕАД стартира многостранна търговия на организирания борсов пазар, в т.ч. краткосрочен сегмент (spot), дългосрочен сегмент и брокерска услуга. По този начин държавният монопол в сектора до голяма степен се премахва.

Основни участници на пазара на газ са следните:

- Булгартрансгаз ЕАД - комбиниран газов оператор, лицензиран за извършване на дейности по пренос и съхранение на природен газ;
- „Газов хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД – оператори на платформи за търговия, осигуряващи търговска среда за организиран борсов пазар за търговия с природен газ на двустранен принцип;
- Газоразпределителни компании - извършват както доставки на природен газ от крайния доставчик на газ, така и дейности по разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ за клиенти, свързани към техните мрежи. Тяхно задължение е да изградят и развият газоразпределителните мрежи в съответствие с дългосрочните бизнес планове и условия на КЕВР;
- Булгаргаз ЕАД - обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставките на природен газ по цени и условия, одобрени от КЕВР;
- Търговци на природен газ - извършват сделка за снабдяване с природен газ с обществения доставчик, крайни доставчици, клиенти, други търговци на природен газ, производствени компании, компании за съхранение на природен газ и комбинирания оператор;
- Клиенти на природен газ, които не са домакинства, свързани към газопреносните мрежи;
- Небитови и битови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежи.



Общата дължина на разпределителните мрежи е 5 587 км и обхваща 173 общини. Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2022 г. е 152 383, от които 8 253 небитови клиенти и 144 130 битови клиенти. Налице е значителен потенциал за увеличаване на броя на потребителите, както по съществуваща газоразпределителна инфраструктура, така и при разширението ѝ, което ще доведе и съответно до увеличаване на потреблението на природен газ.

„Ай Си Джи Би“ АД е оператор на междусистемен газопровод Гърция-България IGB. Той е въведен в търговска експлоатация на 1 октомври 2022 г. IGB свързва газопрееносна мрежа на Гърция в близост до град Комотини с българската газопрееносна мрежа при град Стара Загора. IGB е свързан и с Трансатлантическия газопровод (TAP). Дружеството осъществява дейността „пренос на природен газ“ на базата издадена от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензия № Л-576-06 от 04.11.2021 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на "Български енергиен холдинг" ЕАД. Дружеството осъществява дейностите „обществена доставка на природен газ“ за територията на Република България и „търговия с природен газ“ на база издадена лицензия № Л-214-14/29.11.2006 г., за дейността „обществена доставка“, която е със срок от 35 години и лицензия № Л-548-15/16.06.2021 г. от КЕВР за дейността „търговия“ за срок от 10 години. "Булгаргаз" ЕАД има регистрация на организирания борсов пазар на платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, „Българска Енергийна Търговска Платформа“ АД, Газовата борса в Гърция (EnEx) и регистрация за търговия в Словакия и Сърбия. В момента е в ход процедура по регистрация на „Булгаргаз“ ЕАД на унгарската и румънската газови борси.

"Булгаргаз" ЕАД осъществява следните дейности:

- Сключва сделки с добивни предприятия и търговци на природен газ за покупка на природен газ в количества, необходими да покрият потреблението на клиентите, пряко присъединени към газопрееносната мрежа, и за количествата, договорени за извършване дейността на обществените снабдители;
- Сключва сделки за продажба на природен газ с клиенти;
- Сключва сделки за съхранение на природен газ с операторите на газохранилища;
- Извършва други необходими дейности, свързани с обществената доставка на природен газ;
- Осигурява непрекъсната и качествена доставка на природен газ;
- Не отказва сключване на договор за продажба на природен газ на клиент, който е пряко присъединен към газопрееносната мрежа или на обществен снабдител, съгласно действащото законодателство.

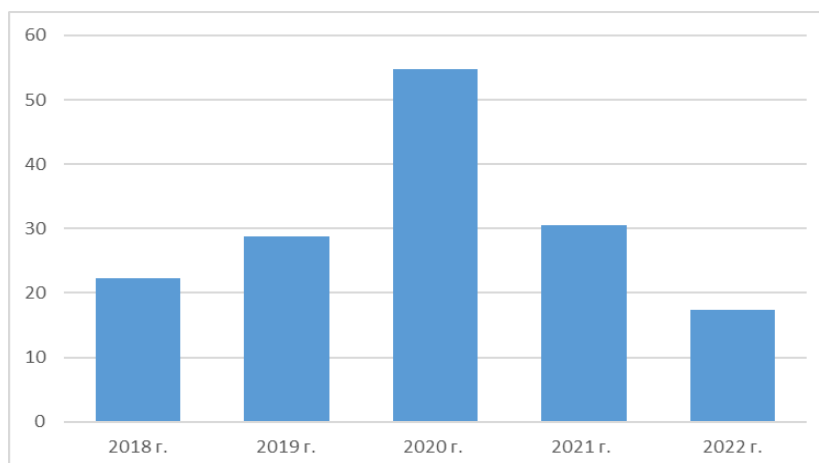
Сложната обстановка на газовия пазар в Европа вследствие на военната инвазия на Русия в Украйна и последвалите действия на ООО „Газпром экспорт“ причиниха недостиг на природен газ през 2022 г. С цел гарантиране на нуждите на всички европейски консуматори Европейският парламент и Съвета приеха (в сила от 01.07.2023 г.) Регламент ЕС 2022/1032 за изменение на Регламент 2017/1038 за гарантиране сигурността на снабдяване с природен газ (Регламента). С него са установени задължения на държавите-членки за минимална запълняемост на подземните газови хранилища (минимум 80% от работния им капацитет) за есенно-зимния период на 2022/2023 г. Регламентът задължи държавите членки да предприемат необходимите мерки, като дава приоритет на пазарните мерки, включително дава възможност за въвеждане на финансови стимули или компенсации за запълване на съществуващите газови хранилища. Заложените в Регламента цели за периода 2023/2024 г. са още по-амбициозни от тези за 2022 г. и предвиждат запълване на капацитета на всички газови хранилища на територията на Европа до 90% от работния им капацитет до края на м. октомври 2023 г.

Военните действия в Украйна в началото на 2022 г. и повишеното търсене на природен газ на европейския газов пазар през нагнетателния сезон на 2022 г., доведе до рекордно високи цени на съхранявания природен газ. Впоследствие, стабилизирането на газовия пазар в Европа, както и пониженото търсене на природен газ в началото на 2023 г., поради необичайно високите средни температури на континента, доведе до ситуация, при която:

- В европейските газохранилищата, в т.ч. България са съхранени количества природен газ на по-висока цена от пазарната им стойност към момента на добив през зимния период на 2022-2023 г.;
- Невъзможност тези количества да бъдат добити в първоначално предвидения график през зимния период на 2022-2023 г.

На територията на страната се осъществява собствен добив на природен газ, но количествата са много ограничени, което е видно и от графиката.

**Фигура 29:** Добив на природен газ в страната, млн. куб. м.



Източник: МЕ

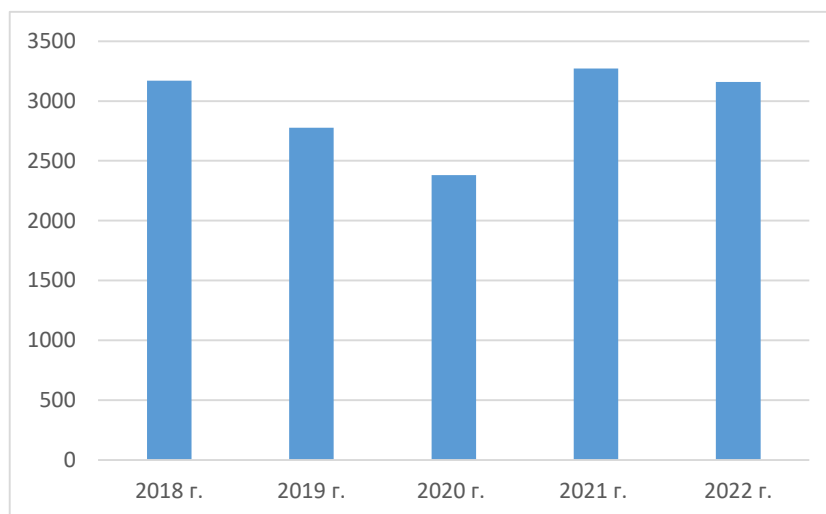
Подземното газово хранилище „Чирен“ е с общ обем в размер на 1300 тсст, а капацитета на хранилището (активен газ) е в размер на 550 тсст активен газ. Останалият обем в размер на 750 тсст е буферен газ. Стойностите на добитите и нагнетени количества природен газ, в периода от 2018 г. до 2022 г. са представени в следващата таблица.

**Таблица 31:** Добити и нагнетени количества природен газ

Природен газ ПГХ „Чирен“	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	млрд.м <sup>3</sup>	млрд.м <sup>3</sup>	млрд.м <sup>3</sup>	млрд.м <sup>3</sup>	млрд.м <sup>3</sup>
Нагнетено количество	0.319	0.410	0,362	0,37279	0,42656
Добито количество	0.324	0.358	0,41295	0,47021	0,24055
Среднодневен добив за 1 месец	0.00191	0.00212	0,00208	0,00243	0,00174
Минимален среднодневен добив за 1 месец	0.00154	0.00107	0,00126	0,00178	0,00084
Максимален среднодневен добив за 1 месец	0.00242	0.00281	0,00261	0,00284	0,00255

Количествата доставен природен газ в страната в периода от 2018 г. до 2022 г. са посочени на следващата графика:

**Фигура 30:** Внос на природен газ, млн. куб. м.



Източник: МЕ

Видно от графиката е значителният спад на внесените количества природен газ през 2020 г. През същата година е отчетено и рекордно ниско потребление.

### Потребление на природен газ в България

Потреблението на природен газ в България през последните години е в рамките на 30-35 000 GWh/y (3-3.5 млрд. м<sup>3</sup> годишно). Значителна част от топлофикационните централи използват природен газ като гориво, като потреблението им има сезонен характер и нараства значително през зимния сезон. Предвид тенденциите за насърчаване на декарбонизацията и използване на горива с нисък въглероден

интензитет, природният газ има потенциал за значителен и устойчив ръст в индустрията, енергетиката и битовото потребление. Отчита се и ролята му като преходно гориво в процеса по декарбонизация и стремежа към нисковъглеродна икономика.

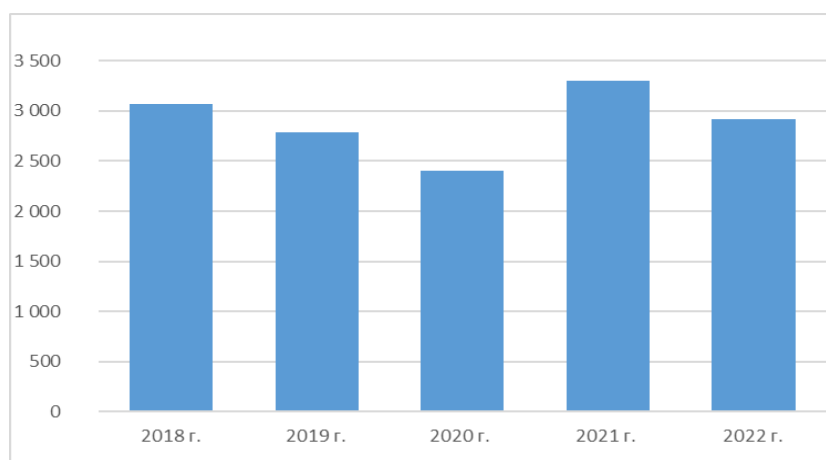
Постигането на по-високи нива на потребление и съответно осигуряване на възможности то да бъде удовлетворено е съществен процес във връзка със създаването на устойчива среда, благоприятна за развитието на индустрията и икономиката.

Освен подпомагане на икономиката, увеличеното потребление, в синхрон с разширението на газопреносната мрежа, в нови региони е пряко свързано с развитието на съответните региони - в бизнес и социален аспект. Предоставянето на достъп до устойчив и екологичен енергоизточник като природния газ създава възможност за газификация на нови населени места, повишаване на конкурентоспособността на икономическите субекти и последващо намаляване на емисиите на парникови газове и вредни вещества чрез замяна на традиционно използваните твърди и течни горива.

Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени небитови клиенти на природен газ и газоразпределителни мрежи. Присъединените небитови клиенти към газопреносната мрежа към края на 2022 г. са 228 бр. Голяма част от газоразпределителните мрежи в страната също са присъединени към газопреносната мрежа. Три газоразпределителни мрежи са присъединени към добивни съоръжения за природен газ в страната и получават природен газ от местен добив, като две от тези мрежи получават същевременно и алтернативни доставки. Основен доставчик на присъединените към газопреносната мрежа небитови клиенти е „Булгаргаз“ ЕАД (191 бр. клиенти към края на 2022 г). Доставки към съответни клиенти се извършват и от търговци на природен газ.

Годишното потребление на природен газ в страната за периода от 2018 г. до 2022 г. по години, е представено на следващата фигура:

**Фигура 31:** Потребление на природен газ в страната, млн. куб. м.



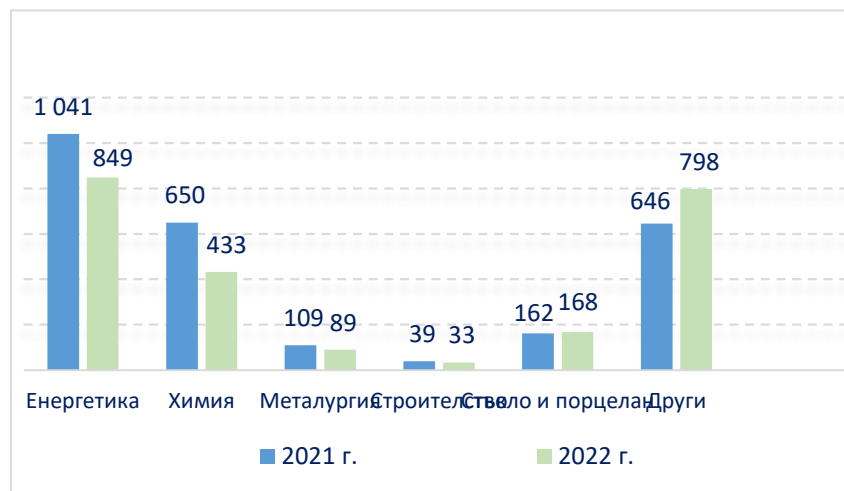
Източник: МЕ

Основни потребители на природен газ в страната са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“.

### Състояние на газовия сектор 2021 г./2022 г.

Потреблението на природен газ от икономиката в страната през 2022 г., съпоставено с потреблението през 2021 г. е показано на графиката по-долу, като в посочените стойности са включени и количествата природен газ за отрасъл „Химия“/1 517 хил. м<sup>3</sup>/ закупени от ПНДГ.

**Фигура 32:** Потребление на природен газ от икономиката в страната, млн. куб. м.

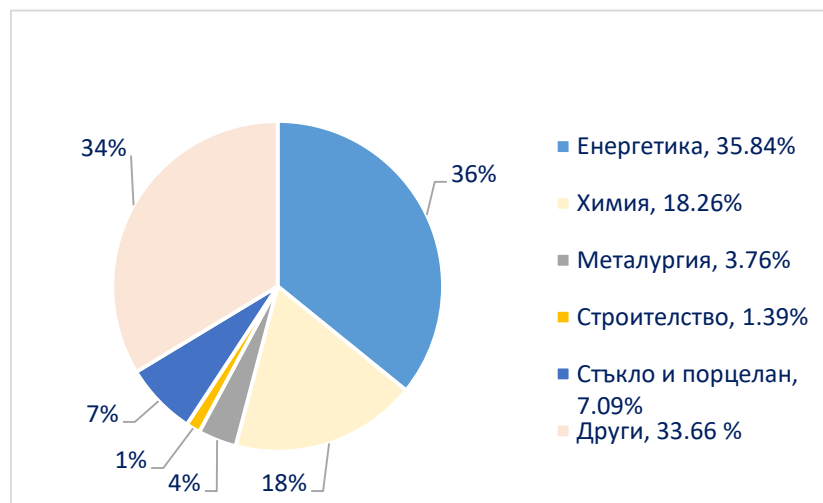


Източник: МЕ

От графиката е видно, че потреблението на природен газ през 2022 г. от отраслите на икономиката в страната като цяло е намалено, с изкл. на предприятията произвеждащи стъкло и порцелан.

Структурата на потреблението по отрасли е представено на следващата фигура:

**Фигура 33:** Структура на потреблението на природен газ от икономиката в страната през 2022 г., млн. куб. м.

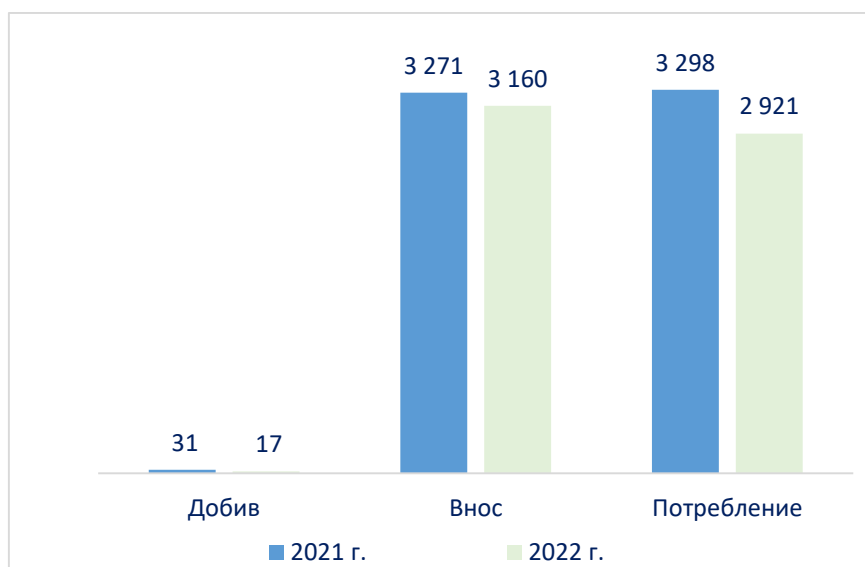


Източник: МЕ

Видно е, че Енергетиката продължава да е най-големият потребител на природен газ в страната, следван непосредствено от химическата промишленост. Двата отрасъла потребяват 54.10% от общо потребения природен газ на икономиката в страната.

Внесените, потребени и добити количества природен газ в страната, са показани в графичен вид, като е направено сравнение между 2022 г. и 2021 г.

**Фигура 34:** Добив, внос и потребление на природен газ в страната през 2022 г., в сравнение с 2021 г., млн. куб. м.



Източник: МЕ

През 2022 г. и вносът и потреблението на природен газ в страната са незначително намалени. Следва да се отбележи, че през 2022 г. за първи път е осъществена реална диверсификация както на източниците, така и на доставчиците на природен газ за потребителите в страната.

Същевременно, добивът на природен газ в България е почти изчерпан. Както вече бе споменато, за последните 10 години той е намален с повече от 22 пъти или от 389 454 хил. м<sup>3</sup> през 2012 г., за отчетната 2022 г. добивът в страната е само 17 379 хил. м<sup>3</sup>.

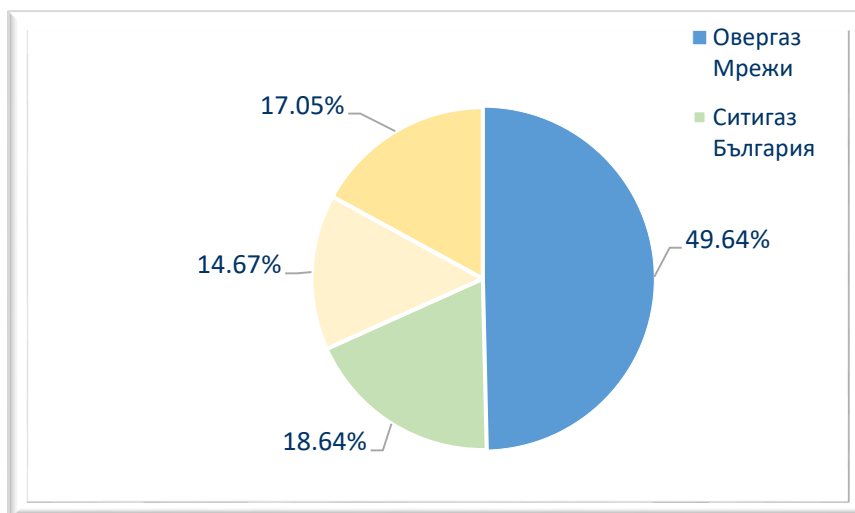
През 2022 г. газоразпределителните дружества са закупили: (1) 347 437 хил. м<sup>3</sup> природен газ от „Булгаргаз“ ЕАД, което е с 4.6% по-малко от 2021 г., (2) 1 767 хил. м<sup>3</sup> от ПДНГ, което представлява намаление от 36% спрямо 2021 г. и (3) 120 392 хил. м<sup>3</sup> от други източници на доставка.

Общото количество природен газ разпределено от тях на територията на страната през 2022 г. е 469 596 хил. м<sup>3</sup>. Това е с 19% по-малко от реализацията през 2021 г.

Газоразпределителните дружествата с най-голям пазарен дял в страната и през 2022 г. са „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД. Пазарният им дял в проценти за 2022 г. е показан на графиката по-долу:

**Фигура 35:** Пазарен дял на газоразпределителните дружества през 2022 г.,

млн. куб. м.



Източник: МЕ

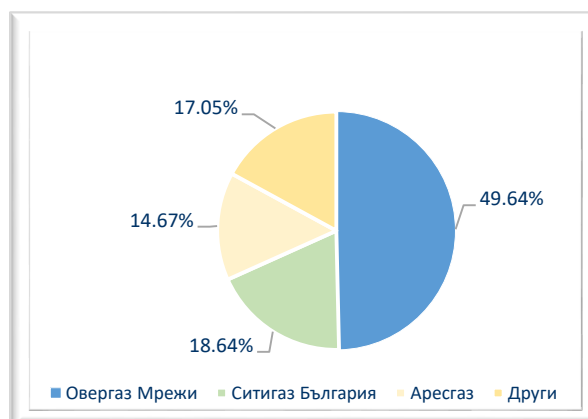
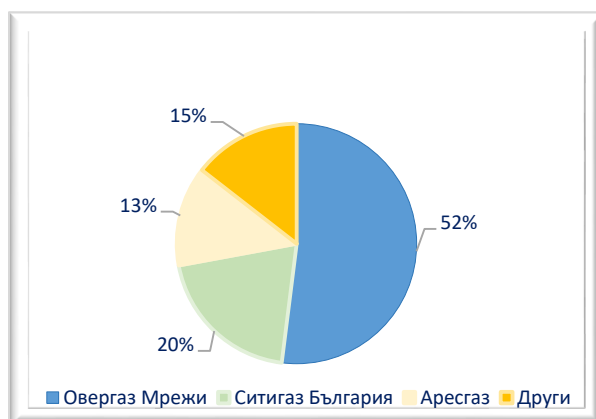
През 2022 г. с най-голям пазарен дял от 49.6% или 233 113 хил.м<sup>3</sup>, са дружествата с мажоритарен собственик "Овергаз Мрежи" АД. Това количество е с 23% по-малка от разпределеното от "Овергаз Мрежи" АД през 2021 г. На следващо място по количество разпределен природен газ в страната е „Ситигаз-България“ ЕАД. Дружеството има 18.6% пазарен дял, което като количество разпределен природен газ за крайните потребители представлява 87 527 хил.м<sup>3</sup>. При съпоставка с доставените количества „Ситигаз-България“ ЕАД през 2021 г., за отчетната година имат намаление от 25%.

„Аресгаз“ АД е с пазарен дял от 14.67%. Дружеството е разпределило 68 885 хил.м<sup>3</sup> природен газ, което е с 12% по-малко от 2021 г. Останалите лицензианти са с общ дял от 17.05%. В структурно отношение продажбите по видове клиенти през 2021 г. и 2022 г. са представени в графичен вид:

**Фигури 36 и 37:** Пазарен дял на газоразпределителните дружества през 2021 г. и 2022 г., %

2021 г.

2022 г.



Източник: МЕ

В края на 2022 г. на територията на Р България 24 газоразпределителни дружества (ГРД), лицензирани за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, извършват дейност на 35 лицензионни територии, които обхващат 173 общини, представляващи 65% от всички общини в страната. Към газоразпределителните мрежи на тези дружества са присъединени небитови и битови клиенти на природен газ. Девет от дружествата осъществяват снабдяване с природен газ чрез доставка на съгъстен природен газ до клиенти на територията на общини, които нямат връзка с газопреносната мрежа.

В Република България природният газ се използва за производство на електрическа енергия основно в централи за комбинирано производство – когенерации, като най-големите са:

- „Топлофикация София“ ЕАД – ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ – общо 277.349 MWe (3 337.4 MWt);
- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – общо 80 MWe (392 MWt);
- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – общо 11.18 MWe (47.169 MWt);
- „Топлофикация Бургас“ ЕАД – общо 17.82 MWe (74.45 MWt);
- „Топлофикация Плевен“ ЕАД – общо 95.19 MWe (349.85 MWt);
- „Топлофикация Враца“ ЕАД – общо 8.24 MWe (85.15 MWt);
- „Топлофикация Разград“ ЕАД – 3.014 MWe (29 MWt);
- „Топлофикация Велико Търново“ АД – 2.81 MWe (111.75 MWt).

Производството на топлинна и електрическа енергия за посочените по-горе централи се осъществява, като се използва единствено природен газ.

- „Топлофикация Перник“ АД има два броя парогенератори, които използват основно гориво въглища и един брой парогенератор, който работи с природен газ. При работа с природен газ се достигат до 15 MWe;
- „Биовет“ АД Пещера – 18.5 MWe (99 MWt).

Производство на електрическа енергия от природен газ в България може да се осъществява и в ТЕЦ „Варна“ – кондензационна централа с обща инсталирана ел. мощност - 630 MWe, която обаче през последните години не работи.

Количеството природен газ за производство на електрическа и топлинна енергия в страната за периода 2019 г. - 2022 г., в млрд. м<sup>3</sup>/година е показано в следващата таблица:



**Таблица 32:** Количества природен газ за производството на електрическа и топлинна енергия в страната през 2019-2022 г.

Вид производство	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	млрд.м <sup>3</sup> /година	млрд.м <sup>3</sup> /година	млрд.м <sup>3</sup> /година	млрд.м <sup>3</sup> /година
Природен газ за производство на електрическа енергия	0.362	0.402	0.615	0.344
Природен газ за производство на топлинна енергия	0.721	0.727	0.793	0.655
Общо:	1.083	1.129	1.408	0.999

Производствената мощност на инсталациите използващи природен газ за производството на електроенергия в България съпоставена с общата производствена мощност в електроенергийния сектор в страната е процентно малка, но е от съществено значение за осигуряване на енергийният баланс на страната. Вероятните последици от прекъсването на доставките на природен газ в електроенергийния сектор няма да се отразят съществено на вътрешния пазар на електрическа енергия, предвид ниския процент на производствените мощности използващи природен газ.

*ii. Прогнози за развитието при съществуващите политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 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)*

В резултат на усилията на академичните и техническите общности в България, енергоспестяващите технологии, които водят до значително намаляване на енергийните разходи, повече комфорт и по-добро качество на живот, се развиват с бързи темпове. Иновациите в енергийния сектор допринасят както за постигане на цялостно намаляване 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. Иновационната стратегия за интелигентна специализация на Република България 2014-2020 г., определя като приоритетна област развитието на чисти технологии с акцент върху транспорта и енергията (съхранение на енергия, спестяване и ефективно разпределение, електрически превозни средства и екомобилност, модели и технологии на основата на водород, без отпадъци, технологии и методи, които включват странични продукти и материали от една продукция в други

производства). Министерството на икономиката е започнало процес на подготовка на Иновативната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 г. и Плана за действие.

- 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*

България не предоставя субсидии, включително за изкопаеми горива.

За постигане на целите за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в съответствие с Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност с българското законодателство и в съответствие с Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетиката за периода 2014-2020 г. се предоставя подпомагане по следните схеми:

#### **Схема за ВЕИ**

SA.44840 - Схема за подпомагане на производството на енергия от възобновяеми енергийни източници съгласно Закона за енергията от възобновяеми източници;

Схемата е свързана с предоставяната оперативна помощ за производителите на електрическа енергия от ВИ под формата на преференциални цени за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия, съгласно ЗЕВИ.

В Решение № С (2016) 5205 final от 04.08.2016 г. относно подпомагане на производството на енергия от възобновяеми източници в България - SA.44840 (2016/NN), ЕК е направила заключение, че мярката представлява държавна помощ по смисъла на Договора за функционирането на Европейския съюз.

Заключението на ЕК е, че помощта е съвместима с вътрешния пазар по силата на чл. 107, § 3, б. „в“ от ДФЕС при определени условия. За изпълнение на условията по Решение на ЕК за Държавна помощ № С (2016) 5205 final от 04.08.2016 г. бяха извършени изменения и допълнения в ЗЕВИ (ДВ, бр. 91 от 2 ноември 2018 г.).

#### **Схема за подкрепа на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство - SA.56326**

През 2019 г. бяха извършени промени в Закона за енергетиката, с цел привеждането му в съответствие с изискванията на чл. 30 и чл. 110 от Договора за функционирането на ЕС (ДФЕС) и на Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика 2014-2020 г. В тази връзка е изпратено уведомление до ЕК под

номер SA.56326, относно схема за помощ за производство на електрическа енергия, произведена чрез високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. По схемата се предоставят преференциални цени/премии за произведената електрическа енергия от високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирана със сертификат за произход, издаден от Комисията за енергийно и водно регулиране.

## **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*

В голямата си част планираните (допълнителните) политики и мерки, предвидени в настоящия План допълват съществуващите политики и мерки, като те са насочени към повишаване на амбицията на България по всички пет измерения на Енергийния съюз, допринасяйки да постигането на целите на ЕС. В този смисъл, съществуващите и планираните (допълнителните) политики и мерки си взаимодействат, тъй като

последните в повечето случаи разширяват обхвата на първите или ги доразвиват, засилвайки тяхното въздействие.

*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*

Както съществуващите, така и планираните политики и мерки взаимодействат с мерките на Съюза в областта на енергийната и климатичната политика. Освен това всички съществуващи и планирани политики и мерки, прилагани в рамките на всичките пет измерения на Енергийния съюз, съответстват на законодателството на ЕС или/и допринасят за постигането на общите цели на ЕС в областта на енергетиката и климата.

## **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**

Важен аспект ще бъде подобряване на познанията и уменията на човешките ресурси в страната в областта на цифровите технологии, което да спомогне за широкото използване на информационни и комуникационни технологии и услуги, базирани на тях, и постигането на дигитален растеж.

### **Въздействие върху околната среда**

Въздействието на настоящия План върху околната среда ще бъде оценено, съгласно националното законодателство.

### **Въздействия от развитието на ВЕИ върху Натура 2000 зони, биоразнообразието и природните ресурси, включително отпадъците.**

Ограниченията във връзка с мрежата Натура 2000 пред развитието на ВИ (извън ВИ от биомаса) произтича от условията от Становище по Екологична Оценка (ЕО) на НПДЕВИ, Доклад за ЕО и Доклад за оценка за съвместимост (ОС) с предмета и целите на защитените зони на НПДЕВИ, както и от забрани в ПУРБ, заповедите за обявяване на защитени зони.

За целите на ИНПЕК въздействията, оценени в НПДЕВИ, бяха прегледани, преразгледани и актуализирани. Само въздействията с потенциал за дълготрайни и значителни отрицателни ефекти са обсъждани по-долу. Анализът, изложен долу, не представлява пълна екологична оценка Той е извършен в рамките на проекта, за да информира отговорните за взимане на решения относно потенциалните въздействия, ограничения и бариери пред развитието на определени ВЕИ източници и за да се даде представа как тези бариери могат да бъдат преодолени, минимизирани, смекчени и управлявани на правителствено ниво. Съответните препоръки от НПДЕВИ също са актуализирани и надградени, където е намерено за подходящо за целите на ИНПЕК.

Що се отнася до дълготрайните ефекти, по време на планиране и експлоатация има потенциални смекчителни мерки, които могат да бъдат приложени, или ограничителни мерки. Важните въздействия, които биха могли да имат трайни отрицателни ефекти върху зоните Натура 2000, защитените територии, биоразнообразието и природните ресурси през експлоатационния период на ВЕИ са главно следните:

По отношение на вятърната енергия:

- Смъртност на екземпляри, особено птици и прилепи (при сблъсъци) – за редки и защитени видове (всички прилепи са защитени) на национално и европейско ниво и за видове, защитени в зоните Натура 2000;
- Безпокойство на видове, вкл. видове, защитени в зоните Натура 2000;
- Въздействия върху целостта и структурата на Натура 2000 зоните;
- Загуба и влошаване на състоянието на защитените природни местообитания.

Зоните с доказан ветрови потенциал по Северното Черноморие се припокриват с миграционния маршрут Виа Понтика. Същият е случаят с миграционния маршрут Виа Аристотелис и други. Тези обстоятелства трябва да бъдат взети под внимание при анализа на потенциала на ВЕИ като ограничения.

По отношение на хидроенергията:

- Промяна на хидроморфологичния режим и водния поток на водното тяло, което може да доведе до загуба на хранилища или загуба на природни местообитания, местообитания на водозависими видове и видове;
- Влошаване на състоянието на местообитания;
- Загуба или влошаване на състоянието на защитените природни местообитания във или по поречието на речното корито;
- Изменение и унищожаване на речните местообитания, водната и крайбрежната фауна; унищожаване и фрагментация на местообитания; бариерен ефект на речните видове; въздействие върху фауната поради непостоянен речен отток; безпокойство по време на експлоатацията на водноелектрическата централа;

- Промяната в хидроморфологията е фактор за промяна на екологичния статус на повърхността на водите и свързаните с тях екосистеми, поради ефекта на водовземането и бариерите в реки без изградени или добре функциониращи рибни пасажи.

ВЕЦ-овете са уязвими както от наличието на водни ресурси поради изменението на климата, така от проявите му - засушаване, и за комплексното използване на водата за други цели – водоснабдяване, напояване и др. в съответствие с приоритетите по чл. 50 от Закона за водите.

Въздействието върху водите и спазването на изискванията на Директива 2000/60/ЕО за доброто състояние на повърхностните води, подземните води и водозащитните зони (които включват голяма част от зоните по „Натура 2000“, но не само, например защитени зони на вода, използвана за пиене) също трябва да се има предвид.

По отношение на слънчевата енергия:

- Фрагментация на природни местообитания и местообитания на видове;
- Влошаване на природни местообитания и местообитания на видове;
- Загуба на индивиди от видовете на флората и фауната;
- Промяна на начина на трайно ползване на земята на големи територии;
- Загуба на природни местообитания и местообитания на видове.

Идентифицираните въздействия се отнасят до индустриални слънчеви инсталации извън градските региони, а за соларните покриви няма идентифицирани въздействия. Извън обектите на Натура 2000 има множество терени с нископроизводителна земеделска земя и каменисти, неплодородни почви, които са подходящи за реализирането на фотоволтаични проекти, без да имат екологични ограничения и с действителен потенциал за предизвикване на позитивни възстановяващи ефекти.

По отношение на биомасата:

- Загуба на природни местообитания и местообитания на видове;
- Промяна на хидроморфологията и захранването на реките от водните потоци заради обезлесяване на водосборите;
- Влошаване на състоянието на горските екосистеми заради обезлесяване;
- Влошаване на качеството и плодородието на почвите поради монокултури;
- Ерозия на почвата заради обезлесяване и загуба на горскостопански остатъци;
- Промяна на екологичния статус на горските местообитания: загуба/влошаване на защитени местообитания и местообитания на защитени видове;

- Изчерпване и влошаване на почвите от неустойчиви енергийни култури, както и замърсяване на почвите заради използването на изкуствени торове и пестициди;
- Унищожаване на естествени местообитания и местообитания на растения и животни заради почистване на пасища;
- Намаляване на биоразнообразието и превръщане на важни за биоразнообразието местообитания (пасища, ливади, мочурища) в енергийни култури;
- Навлизане на неместни видове;
- Обезлесяването на водосборните басейни води до промени в разполагаемостта на водните ресурси (както доброто състояние на горите е важен фактор за климатичните условия), както и до проблеми, свързани с наводнения и промени в качеството на водата поради ерозионни процеси във водосбора;
- Водата също е уязвима на изменението на климата, посредством суши и наводнения, и възможните въздействия от използването на горите могат да засилят този ефект;
- Използването на водната повърхност за питейно-битово водоснабдяване от язовири и речни водохранилища е в планинските райони на страната и водосборите на тези съоръжения са предимно гори, които трябва да бъдат опазени.

В НПДЕВИ, който е в сила до 2020 г., са определени следните цели по отношение на биомаса:

- Увеличаване на дърводобива до 7 млн. плътни м<sup>3</sup> годишно до 2020 г.;
- Оползотворяване на до 50% слама, неизползвана до 2008 г., оползотворяване на до 90% слънчогледови люспи, отпадъчен продукт от производството на растително масло;
- Окрупняване на фермите за животни през следващите 3-5 години, което ще позволи изграждането на рентабилни предприятия за производство на биогаз;
- Увеличаване на производството на брикети и пелети от дървесни отпадъци, което ще позволи автоматизиране на управлението на процесите на горене;
- Постепенна подмяна на конвенционалните печки за отопление с горивни камери, използващи брикети и пелети, тъй като тяхната ефективност се увеличава.

Към момента на национално ниво има само един план, оценяващ потенциала на биомасата след 2020 г. – Националният план за действие за енергия от горска биомаса (НПДЕГБ) 2018-2027 г.

## **Въздействие върху здравето**

Тъй като замърсяването на въздуха представлява глобален риск за здравето, анализът на качеството на въздуха и емисиите, прогнозиран в ИНПЕК, въз основа на въведените мерки и политики и спазването на законодателството на ЕС в областта на околната среда се използва тук като средство за оценката на въздействието върху здравето.

Замърсяването на въздуха също така е признато като петият водещ фактор на риска за хронични заболявания. Замърсяването на въздуха е най-големият риск на околната среда за здравето на европейците. Веднъж изпуснати, замърсителите преминават през различни физични и химични процеси (като транспорт, реакции, абсорбция и отлагане върху растителност или с дъждовна вода), влияещи върху качеството на атмосферния въздух, които могат да бъдат анализирани чрез измерване на концентрациите на замърсители. Замърсяването на въздуха засяга здравето на хората най-вече с прахови частици, азотен диоксид (NO<sub>2</sub>) и приземния озон. Емисиите на ФПЧ са основната причина за преждевременна смърт в резултат на замърсяване, причиняващи проблеми в дихателните (рак на белия дроб), сърдечно-съдовата или мозъчната (исхемични атаки) системи. Що се отнася до Оз, въпреки че обикновено е свързан с увреждане на земеделските системи, той също така оказва значително влияние върху здравето, свързано с респираторни заболявания.

Мерки за енергийна ефективност, като топлоизолация, отопление (контрол на отоплението), вентилация, влажност, използване на гориво, площ и ориентация на остъкляването са ключови фактори, допринасящи за намаляване на прекомерния студ или топлина, замърсяването на въздуха и свързаните с тях рискове за здравето. Най-големите икономически и социални ползи от обновяването на сградите ще се реализират от подобрения в отоплението и изолацията.

## **Адаптиране към изменението на климата**

Влиянието на изменението на климата в България и възможностите за адаптиране бяха анализирани като част от Националната стратегия за адаптиране към изменението на климата и План за действие 2030 г.

Макроикономическият анализ е разработен на базата на два климатични сценария - изменение на температурата от 2°C (оптимистично) и 4°C (песимистично) до 2050 г. Всеки климатичен сценарий също е тестван за предположения за висока и ниска уязвимост във всеки сектор (по отношение на чувствителността към изменението на климата и способността за адаптиране). Изменението на климата може пряко (или косвено) да повлияе на разходите и наличието на материали и производство в икономиката, което влияе върху нивото и структурата на цялостната икономическа дейност. Загубата на растеж на реалния БВП през 2050 г. в сравнение с базовия сценарий се оценява на около 1% при оптимистичния климатичен сценарий и 3.5% при песимистичния климатичен сценарий. Това би означавало, че прогнозираният годишен ръст на БВП от около 1.7 процента до 2050 г. ще бъде изцяло отменен, ако



България е изправена пред пълното въздействие от повишаване на температурата с 2°C до 2050 г.

Отчитайки въздействието на сценариите за изменение на климата в България за целия сектор до 2050 г., икономическият анализ заключава, че:

- Изменението на климата предизвиква директен отрицателен ефект върху производителността в селскостопанския сектор (представен от растениевъдството), а оттам и спад на продукцията при всички сценарии. Производството на пшеница, зърнени култури и други култури претърпява най-голямо отрицателно въздействие в четирите региона на управление на речните басейни в България. Басейнът на р. Дунав, където селскостопанската производителност е най-висока, е подрегионът, който най-много страда от изменението на климата.
- Във всички разглеждани сценарии ще има спад в производството на енергийния сектор. Това се обяснява с намаленото търсене от страна на пазарната икономика, отразено като намалено производство.
- Транспортният сектор също има отрицателен резултат, като цялостният спад на икономическата активност (отрицателни промени в БВП) е причина за спада на търсенето на продукцията за тези сектори.
- Енергоемките сектори, включително химическа промишленост, черна и цветна металургия, циментова промишленост и керамична промишленост, имат положителен резултат на продукцията, воден от положителните условия на търговските промени, спомагащи за увеличаване на търсенето при износ, което спомага за смекчаване на намаляващото вътрешно търсене.

Общите изводи за други макроикономически и социални параметри са следните:

- След въздействието на изменението на климата в България, работните места ще се преместят от онези сектори, които са отрицателно засегнати.
- Изменението на климата ще промени цялостната търговска структура на България. По този начин ще има увеличение на вноса на стоки, чието вътрешно производство е силно повлияно от климатичните промени.
- При всички разглеждани сценарии за въздействие върху климата би имало увеличение на равнището на цените в цялата икономика. Освен това повишаването на цените на стоките може да доведе до значително намаляване на реалния доход и увеличаване на бедността, тъй като домакинствата изразходват голям дял от доходите си за стоки, чиито цени значително се повишават (включително хранителни стоки).
- Като цяло приходите от квалифицирана и неквалифицирана работна ръка ще намаляват при всички сценарии. По този начин, в комбинация с нарастващите цени и намаляващите приходи от работна ръка, се очаква повече хора да паднат под прага на бедност. При тези климатични сценарии

е много вероятно да има повече бедни хора, които живеят в България до 2050 г. Освен това е широко прието, че въздействията от изменението на климата, включително от екстремни метеорологични събития, влияят непропорционално върху по-ниските доходи и по уязвимите групи, засилвайки въздействието върху тези групи от повишаването на цените и намаляващите приходи.

Посланията, изникващи от анализа на адаптацията към изменението на климата, са обобщени, както следва:

- Потенциално може да има големи ползи от адаптацията, особено при по-високи нива на изменението на климата.
- Външните ресурси, като структурни фондове от Европейския съюз или техните приемници, или други дву- или многостранни механизми, фокусирани върху финансирането на климата, също могат да бъдат използвани за адаптиране, в допълнение към вътрешните ресурси.
- По отношение на разпределението на финансирането за адаптация, анализът заключава, че ориентирането на ресурсите за адаптиране в сектори (и не само към най-уязвимите сектори) носи повече ползи за българската икономика и гражданите, тъй като увеличава наличието на капитал в производствените сектори, с разширяване на производството и добавената стойност, отчасти надвишаващи отрицателните въздействия от изменението на климата.

### **5.3 Преглед на нуждите от инвестиции**

#### *і. Съществуващи инвестиционни потоци и прогнозни предположения за инвестиране по отношение на планираните политики и мерки*

Този раздел представя нуждите от инвестиции за националната енергийна система като цяло и по специфични сектори или области на инвестиции.

#### **Преглед на източниците на финансиране**

По-долу е представен неизчерпателен списък на потенциалните източници на финансиране.

За следващата Многогодишна финансова рамка 2021-2027 г. България възнамерява да се възползва от структурните фондове за финансиране на инвестиционни нужди за декарбонизация на енергийния сектор, осигурявайки адаптиране към климата и справедлив преход. Според Анекс Г към Доклада за страната за България (Bulgaria Country Report) са определени приоритетни инвестиционни нужди с цел насърчаване на мерки за енергийна ефективност, подобряване на ефективността на ресурсите и управлението на отпадъците и насърчаване на прехода към кръгова икономика. България възнамерява да получи достъп до средства от ЕФРР и Кохезионния фонд:

## *I. Структурни фондове: Европейски фонд за регионално развитие и Кохезионен фонд*

Новата МФР 2021-2027 предоставя 273 милиарда евро за ЕФРР и КФ. Новата МФР ще има тематичен фокус, от който цел на политиката 2: по-зелена Европа и Цел на политиката (ЦП) 3: по-свързана Европа, имат най-тясна връзка с инвестиционната нужда.

За енергийния сектор най-подходяща е ЦП 2. Тази ЦП насърчава по-зелена Европа с ниски въглеродни емисии, като насърчава прехода към чиста и справедлива енергия, зелени инвестиции, кръговата икономика, адаптация към изменението на климата и предотвратяване и управление на риска. В рамките на тази ЦП специфичните цели на ЕФРР/КФ са:

### **Насърчаване на енергийната ефективност и намаляване на емисиите на парникови газове**

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

- Мерки за подкрепа за подобряване на енергийната ефективност за зелени инвестиции и ниски емисии на въглероден диоксид от цялата икономика и цялата енергийна верига;
- Подкрепа за енергийна ефективност на обществени, промишлени и жилищни сгради чрез обновяване, включително чрез присъединяване към компонента за консолидация по отношение на сеизмичния риск;
- Подкрепа за енергийна ефективност за МСП, големи предприятия и местни власти.

### **Насърчаване на енергията от възобновяеми източници**

В тази връзка са идентифицирани следните инвестиционни приоритети: развитие и модернизация на капацитета за съхранение на енергия и резервни системи (backup systems), подкрепа на децентрализираното разпределение, адаптиране на преноса и разпределението, увеличаване на адекватността на електроенергийната мрежа.

### **Развитие на интелигентни енергийни системи, мрежи и съхранение извън ТЕН-Е**

В тази връзка бяха определени следните инвестиционни приоритети:

- Дигитализация на националната енергийна система в сегментите на транспорта, разпределението и потреблението и въвеждане на интелигентни системи за управление и мерки за подпомагане на прилагането на концепцията за интелигентен град стъпка по стъпка.
- Развитие на капацитета за пренос и разпределение на електроенергийните мрежи, за да се осигурят необходимите технически параметри за добра взаимосвързаност с трансевропейската енергийна инфраструктура за електроенергия.

За сектора **околна среда** ЦП 2 е най-приложима. ЕФРР/КФ преследват следните специфични цели за този сектор:

### **Насърчаване на адаптирането към изменението на климата, предотвратяване на риска и устойчивост на бедствия**

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

- Адаптиране към мерките за изменение на климата, предотвратяване или управление на климатичните рискове, наводнения и свлачища, пожари, бури и др.;
- Предотвратяване на риска и управление на неклиматични природни опасности (например земетресения) и рискове, свързани с човешки дейности (например технологични аварии), включително системи за повишаване на осведомеността, инфраструктура, гражданска защита и управление на бедствия.

### **Насърчаване на прехода към кръгова икономика**

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

- Управление на битовите отпадъци: мерки за предотвратяване, минимизиране, сортиране, рециклиране;
- Управление на битовите отпадъци: третиране на остатъчни отпадъци;
- Управление на търговски, промишлени или опасни отпадъци;
- Насърчаване на използването на рециклирани материали като суровини;
- Подобряване на защитата на природата и биоразнообразието, зелената инфраструктура, особено в градските райони и намаляването на замърсяването.

За **транспортния сектор** най-подходяща е ЦП 3. Тази ЦП ще подкрепи следните инвестиции:

- Разработване на устойчива TEN-T мрежа, адаптирана към изменението на климата, сигурна и интермодална;
- Разработване и укрепване на устойчива, гъвкава и интермодална национална, регионална и местна мобилност, включително подобряване на достъпа до мрежата TEN-T и трансграничната мобилност.

## *II. InvestEU*

Програмата InvestEU по новата МФР предоставя гаранция от бюджета на ЕС в размер на 38 милиарда евро. Фондът ще бъде инвестиран посредством финансови партньори, като основният е групата на ЕИБ. Допустимите инвестиции са организирани в няколко прозореца на политиките, от които следните са най-тясно свързани с ИНПЕК:

- **Устойчива инфраструктура**

Тази област има за цел развитието на енергийния сектор, развитието на устойчива транспортна инфраструктура, иновативно оборудване и технологии, опазване на околната среда и ресурсите, развитие на цифрова свързаност на инфраструктурата. Допустимите инвестиции включват по-конкретно:

- Производството, доставката или използването на чиста, устойчива и безопасна енергия от възобновяеми ресурси и други енергийни източници, близки до нулеви или ниски емисии, в .т.ч. природен газ в качеството му на преходно гориво;
  - Енергийна ефективност и енергийни спестявания;
  - Развитие и модернизация на устойчива енергийна инфраструктура на ниво транспорт и разпределение на енергия, съхранение, интелигентни мрежи;
  - Разработване на иновативни отоплителни и когенерационни системи с ниски или нулеви емисии;
  - Производство и доставка на синтетични горива, получени от възобновяеми или въглеродно неутрални енергийни източници;
  - Инфраструктура за системи за улавяне и съхранение на въглероден диоксид;
  - Инфраструктура за алтернативни горива: електрическа енергия, водород и втечнени газове и други технологии с ниски и нулеви емисии;
  - Проекти, насочени към борба с или адаптиране към изменението на климата.
- **Научни изследвания, иновации и дигитализация**

Тази област има за цел да стимулира дигиталната трансформация на европейските компании, пазари и държави членки на ЕС. Тя има за цел да постигне научно, технологично, икономическо и обществено въздействие чрез укрепване на научната и технологична база на ЕС, като крайната цел е да се изпълнят стратегическите приоритети на ЕС и да се осигури подкрепа за модернизацията на иновативните компании и за пускане на технологии на пазара.

- **Малки и средни предприятия**

Тази област има за цел да насърчи конкурентоспособността на МСП в целия ЕС на всеки етап от тяхното развитие.

- **Социални инвестиции**

Тази област цели: намаляване на неравенствата, повишаване на приобщаването, социалните предприятия и социалната икономика, социалното включване, подобряване на здравето на гражданите, общото благосъстояние и качеството на живот, което стимулира резултатите от образованието, като подкрепя справедливия преход към нисковъглеродна икономика.

Източници на финансиране извън МФР 2021-2027:

### *III. Модернизационен фонд*

В периода 2021-2030 г. 2% от общото количество квоти на ЕС ще бъдат продавани на търг и средствата ще постъпват в МФ, съгласно чл. 10, параграф 1 от Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоэффективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. Бюджетът на Модернизационния фонд (МФ) е съставен от приходите, равняващи се на посочените 2% от общите квоти, от които ще се ползват 10 държави членки, в т.ч. и България.

На 26 януари 2023 г. с Решение № 67 на Министерския съвет на Република България е приета „Програма за условията и реда за подбор на проекти за дейности, които се финансират със средства от Модернизационния фонд“.

В тази връзка, от Министерство на енергетиката е изготвен Анализ за състоянието на електроенергийната система в страната и необходимостта от предприемане на спешни мерки за гарантиране непрекъсваемостта на доставките на електрическа енергия до крайните клиенти. Подкрепяните инвестиции са в съответствие с целите на Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета във връзка с работата на Модернизационния фонд, както и с целите, заложи в рамката на Съюза за политиките в областта на климата и енергетиката в периода до 2030 г. и дългосрочните цели, формулирани в Парижкото споразумение. Те водят до интегриране на възобновяемите източници на енергия и дават възможност за повишаване активността на потребителите като "активни потребители/производители". Това са ключови фактори за реализиране на реформите в сектор „Енергетика“ заложи в Плана за възстановяване и устойчивост на Р България.

Приоритетните области, в които ще се насочат 80% от финансовите средства са:

- Производство и използване на електрическа енергия, произведена от ВИ;
- Подобряване на енергийната ефективност (включително в транспорта, сградите, селското стопанство и отпадъците), с изключение на производството на енергия от твърди изкопаеми горива;
- Съхранение на енергия;
- Газопреносна инфраструктура с високо налягане;
- Инфраструктура за пренос на водород;
- Модернизация на енергийни мрежи, включително тръбопроводи в градските централни отоплителни системи, електропреносните и газопреносните мрежи, повишаване междусистемната свързаност между държавите членки;
- Справедлив преход на въглеродно-зависимите региони с цел подпомагане на развитието и наемане на нови позиции на човешки ресурси в съответните региони.

Останалите 20% ще бъдат използвани за финансиране на инвестиции без предимство, като тези инвестиционни предложения, ще се оценяват от Инвестиционния комитет през първия полугодишен цикъл на отпускане на средства през календарната година.

Няма да бъде предоставяна подкрепа за проекти, базирани на твърди изкопаеми горива, с изключение на Румъния и България за ТЕЦ.

Съгласно приетата от Министерския съвет Програма, Министерът на енергетиката организира управлението на средствата от Модернизационния фонд, определени за Република България, провежда текущ и последващ контрол върху изпълнението на проекти, финансирани със средства от Модернизационния фонд и извършва оценка на съответствието на инвестициите с изискванията на МФ и на напредъка по изпълнението им.

Отделно, Европейската инвестиционна банка, като член на Инвестиционния комитет, в който влизат още: представител от всяка държава членка - бенефициер, представител на Европейската комисия и трима представители, избрани от останалите държави членки за срок от пет години, ще оценява допустимостта на проектите, управлението на активите, осигуряване на приходи от квоти.

#### *IV. Заеми Европейска инвестиционна банка*

- Инвестиции в енергийна ефективност, като се вземе предвид целта на ЕС от 32.5% до 2030 г., особено за жилищни сгради, като се очаква да се въведе нов инструмент за енергийна ефективност - Европейска инициатива за обновяване на сгради, която също ще бъде насочена и към енергийната ефективност на МСП;
- Декарбонизиране на енергийните доставки, като се има предвид целта за целия ЕС за намаляване на емисиите на ПГ с най-малко 40% в сравнение с 1990 г. (в тази връзка ЕИБ ще поеме ангажимент да подкрепи интеграцията на енергийни проекти за ВИ и по-добро регионално сътрудничество);
- Подкрепа за инвестиции в иновативни технологии и нови видове енергийна инфраструктура;
- Сигурност, свързана с енергийната инфраструктура (ЕИБ продължава да подкрепя проекти от общ интерес, които не се отнасят до използването на изкопаеми горива).

От 2022 г. нататък, ЕИБ вече няма да финансира инвестиции, свързани с изкопаеми горива, включително природен газ, с изключение на тези, с емисии 250 gCO<sub>2</sub>/kWh или по-малко.

ЕИБ също ще си сътрудничи с ЕК при разработването на Фонда за справедлив преход с цел подпомагане на региони, които изпитват трудности при прехода към въглеродна неутрална икономика. ЕИБ ще финансира до 75% от допустимите разходи. Проектите ще се възползват от финансова подкрепа и консултантски услуги от ЕИБ.

## *V. Частни инвестиции*

Трябва да се има предвид, че понастоящем информацията относно източниците на финансиране от фондовете на ЕС е временна и подлежи на промяна, тъй като МФР 2021-2027 г. все още не е официално финализирана по време на изготвянето на ИНПЕК.

### *ii. Секторни или пазарни рискови фактори или пречки в национален или регионален контекст*

Основните потенциални източници на риск, които биха могли да възпрепятстват България в процеса на постигане на целите и амбициите, се свеждат до навременното и адекватно изпълнение на планираните политики и мерки. България има значителни нужди от инвестиции в областта на енергетиката и изменението на климата, които са тясно свързани с постигането на целите.

По отношение на развитието на електрическата енергия, произведена от ВИ, България планира да инвестира повече във ВтеЦ и ФЕЦ, както и да увеличи използването на биомаса за производство на електрическа енергия, и в това отношение България ще трябва да осигури устойчиво снабдяване.

Транспортният сектор също ще играе важна роля през периода 2021-2030 г. по отношение на декарбонизацията и използването на енергия от ВИ. В транспортния сектор ще има преход към алтернативни горива и нови технологии, като хибридни и електрически автомобили. В момента подобни технологии все още са скъпи, но се очаква в бъдеще икономическата им жизнеспособност да се подобри. Съответно, необходимо е да се удовлетвори нарастващото търсене на пътувания и следователно инвестиционните решения в тази област не трябва да забавят или възпрепятстват развитието на транспортната мрежа и на инфраструктурата. Тъй като преминаването към превозни средства с алтернативно гориво води до значителни инфраструктурни промени, от голямо значение е България да разработи мерки за инфраструктурно планиране на обществено достъпни станции за зареждане на електрически превозни средства, станции за зареждане с природен газ и инфраструктура за зареждане с водород.

### *iii. Анализ на допълнителното подпомагане с публични финанси или ресурси за преодоляване на недостатъците, установени в подточка*

Налични са редица механизми за финансиране от ЕС за подкрепа на развитието на устойчива мобилност в Европа, включително Механизма за свързване на Европа. Ще се насърчават и финансовите мерки за стимулиране на частните инвестиции, особено в областта на енергийната ефективност. Финансирането на проекти от общ интерес и заемите от ЕИБ също са важни източници на финансиране.



## **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*
- ii. По целесъобразност въздействие върху регионалното сътрудничество*

### **Пазари на електроенергия**

Регламент № 2009/714 и придружаващите го насоки и мрежови кодове предвиждат, че на регионално ниво трябва да се координира пазарно-обусловен и недискриминационен процес на разпределение на трансгранични преносни капацитети. Съвместното бюро за разпределение (Joint Allocation Office) е дружеството за услуги, което подпомага пазарите на трансгранични преносни капацитети, като от 1 октомври 2018 г. то се превърна в Единна платформа за разпределение (Single Allocation Platform-SAP) за всички Европейските оператори на преносни мрежи (TSOs) в съответствие с чл. 59 от Регламент №2016/1719. JAO е собственост на двадесет и пет оператора на преносни системи (ОПС) от 22 държави.

ЕСО ЕАД е собственик на част от капитала на JAO от края на 2019 г., като ползва услугите на компанията за разпределяне на дългосрочни капацитети на границите с Румъния, Гърция и Сърбия. По отношение на краткосрочното разпределение на капацитети, ЕСО използва услугите на JAO за границите с Гърция и Сърбия. Разпределянето на капацитетите във времеви интервал ден напред на границата с Румъния се осъществява от румънския преносен оператор, което ще се промени след въвеждането на пазарното обединение между двете пазарни зони в края на 2020 г. На границата със Северна Македония, както дългосрочните, така и краткосрочните капацитети се разпределят съответно от македонския и българския преносни оператори. По отношение на границата с Турция, разпределението на капацитетите се извършва от всеки от операторите за 50% от договорения капацитет.

От месец януари 2019 г. са въведени дневни експлицитни търгове на българо-сръбската граница, които се провеждат от сръбския преносен оператор, а на границата с Румъния, след стартирането на пазарното обединение във времеви интервал в рамките на деня на 19.11.2019 г., дневните капацитети се разпределят имплицитно.

Българската независима енергийна борса, администрира краткосрочните пазарни сегменти ден напред, и в рамките на деня. Премахването на тарифата за износ на електрическа енергия през 2019 г. година беше важна стъпка в посока за осъществяването на предстоящите пазарни обединения на националния пазар със съседните такива.

## Пазари на природен газ

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на вече реализираните и на планираните нови проекти има потенциал да развие ролята си на важен фактор за осигуряване на енергийната сигурност и диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за страните от региона. Природният газ е в основата на политиката на ЕС за намаляване на парниковите емисии до 2030 г. Газовата инфраструктура ще има ключова роля за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г.

Политиката на ЕС е насочена към преустановяване използването на въглища и поетапно увеличение на използването на алтернативни екологосъобразни енергоносители като водорода. Въпреки относително ниския дял в крайното енергийно потребление, газът е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийно потребление на страната през следващите години. Към момента делът на битовото газоснабдяване в България остава нисък в сравнение с други страни членки на ЕС. Насърчаването на газификацията, разширението на мрежите на разпределителните дружества и тенденциите за намаляване на потреблението на твърди и течни горива за сметка на природен газ предпоставят и повишаване на използването на природен газ в битовия сектор.

С изграждането на планираните проекти за нова газова инфраструктура в страната (повишаване на капацитетите за пренос, разширение на ПГХ „Чирен“, реализацията на LNG терминала в Александрополис и други нови терминали) се очаква значително повишение на количествата природен газ от алтернативни източници, и гарантиране на енергийната сигурност, диверсификацията и достъпа до разнообразни източници на газ на конкурентни цени както за България, така и за страните от региона.

Наличната добре развита газопреносна инфраструктура е предпоставка за успешното и ускорено въвеждане на водорода в енергийния микс на страната, а плановете за изграждането на нова инфраструктура за пренос на водород ще гарантират широкомащабното развитие на енергийния сектор в страната.

От 01.10.2022 г. в България влиза в експлоатация междусистемната връзка IGB на втория оператор за пренос на природен газ IСGB, с издадена от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) Лицензия № Л-576-06 от 04.11.2021 г. за срок от 35 години. Междусистемната газова връзка IGB осигурява реална диверсификация както на маршрутите, така и на източниците на природен газ за България и целия регион. Като част от развитието на Южния газов коридор, чрез IGB България и съседните ѝ страни имат пряк достъп до алтернативни доставки от Каспийския регион, както и от съществуващи или предвидени за изпълнение терминали за втечнен природен газ (LNG).

Газоразпределението на територията на България се осъществява от частни регионални и локални компании, работещи в условията на лицензионен режим и

ценова регулация за дейността разпределение. Дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД.

В настоящия момент България има две действащи лицензирани газови борси. Издадените лицензи са за максималния срок от 35 години. Двете газови борси работят с една и съща търговска платформа - Trauport Global Vision Trading System, продукт на компанията Trauport Limited UK, която е разработила най-разпространения и прилаган в световен мащаб софтуер за целите на администриране на сделки.

Създадената през 2019 г. компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД (БГХ ЕАД) изгражда, оперира и отговаря за функционирането на организирания пазар за търговия с природен газ на БГХ ЕАД. Електронната платформа със сегмент и за двустранна търговия предлага съвременни физически и финансови продукти, в т.ч. продукти за смяна на собствеността на борсов принцип на виртуална търговска точка (VTP) и на някои от физическите точки на мрежите, предоставени чрез паневропейската платформа PEGAS.

Краткосрочният сегмент (спот) на платформата включва стандартизирани продукти „в рамките на ден“, „ден напред“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на мрежата на ОПС. Търговията се осъществява на анонимен принцип според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014.

Дългосрочният сегмент на платформата за търговия предлага продукти, търгуеми на средносрочна и дългосрочна база - седмични, месечни, тримесечни и годишни.

Сегментът за предлагане на количества по програмата за освобождаване на газа (Gas Release Program) към края на 2022 г. приключи своето действие с приетия параграф § 10 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за корпоративното подоходно облагане (обн. ДВ бр. 99 от 2022 г.), с който са отменени текстовете на чл. 176а, ал. 1, т. 4 и 5 от Закона за енергетиката, съгласно които обществения доставчик бе задължен да предложи на организирания борсов пазар определени количества природен газ през 2023 г. и 2024 г. Дългосрочният договор на „Булгаргаз“ ЕАД не е действащ, считано от 31.12.2022 г., като доставките по него са преустановени на 27.04.2022 г. Поради прекратените доставки възниква необходимост за „Булгаргаз“ ЕАД да осигури алтернативни източници, както за обезпечаване на дейността си като обществен доставчик, така и по двустранните си договори и количествата по Програмата. Формираният се недостиг по програмата се компенсира от алтернативни доставчици при пазарни условия. Лицензирани са над 70 търговци, имащи право свободно да търгуват с природен газ на организирания борсов пазар. В този смисъл „Булгаргаз“ ЕАД се конкурира на пазара заедно и наравно с тях за закупуване на природен газ.

---

## ЧАСТ 2

---

Списък на параметри и променливи, които трябва да се докладват в раздел Б от националните планове<sup>15161718</sup>

*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 пътнички километри: 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 пътнички километри]
- (8) Товарен транспорт в тонкилометри: всички видове транспорт с изключение на международния морски транспорт, т.е., разделяне 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

---

<sup>15</sup> 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

<sup>16</sup> 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.

<sup>17</sup> Забележка: всички прогнози следва да се извършват въз основа на постоянни цени (като базови цени се вземат цените от 2016 г.)

<sup>18</sup> 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.

- (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, произвеждани 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, термopомпи, 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) [tCO<sub>2</sub>eq]

(3) Въглеродна интензитетност на икономиката като цяло [tCO<sub>2</sub>eq/GDP]

(4) Показатели във връзка с емисиите на CO<sub>2</sub>

а)

Интензитетностнаемисиитенапарниковигазовевсобственотопроизводство наелектрическаитоплинна енергия [tCO<sub>2</sub>eq/MWh]

б) Интензитетност на емисиите на парникови газове в крайното енергийно потребление по сектори [tCO<sub>2</sub>eq/toe]

(5) Параметри във връзка с емисии, различни от CO<sub>2</sub>

а) Селскостопански животни: млекодайнаи крави (хиляди глави), немлекодайнаи 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 CH<sub>4</sub> от общото количество генериран CH<sub>4</sub> в депата [%]

