

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен
фактор на базовата линия за работата и
развитието на българския електроенергиен
сектор за периода 2017 – 2025г.

София, 2020 г.

Съдържание

Списък с използваните съкращения	2
Списък на таблиците	3
Списък на фигурите	4
Списък на уравненията.....	4
I. Въведение	5
1. Макроикономическо развитие на страната и основни макроикономически показатели	9
II. Анализ на стратегически документи, касаещи развитието на електроенергийния сектор..	11
III. Методология за изчисление на въглеродния емисионен фактор	33
1. Методи за изчисление на оперативния въглеродния емисионен фактор на електроенергийната мрежа на Република България	34
Изчисление на пределния въглероден фактор на нововъведените електроцентрали в електроенергийната мрежа на Република България	37
IV. Изчисление на въглеродния емисионен фактор	41
1. Определяне границите на електроенергийната мрежа и включените в нея централи	41
Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления	45
2. Избор на метод за изчисление на оперативната стойност на емисионния фактор	45
3. Изчисляване на пределния оперативен емисионен фактор на електроенергийната мрежа	46
4. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи	49
5. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи	60
6. Изчисление на комбинирания емисионен фактор на мрежата	60
7. Изчисление на средни референтни стойности на емисионния фактор на мрежата.....	61
8. Изчисление-прогноза за средната референтна стойност на емисионния фактор на електроенергийната мрежа за периода 2019-2025г.	61
V. Използвана литература	64
VI. Приложения	66
2. Производство на електрическа енергия в страната през 2014г.	66
3. Производство на електрическа енергия в страната през 2015г.	68
4. Производство на електрическа енергия в страната през 2016г.	71
5. Горива за производство на електрическа енергия през 2014г.....	72
6. Горива за производство на електрическа енергия през 2015г.....	72
7. Горива за производство на електрическа енергия през 2016г.....	73

Списък с използваните съкращения

АЕЦ	Атомна електроцентрала
БВП	Брутен вътрешен продукт
БДС	Брутна добавена стойност
ВЕ	Възобновяема енергия
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водна електроцентрала
ВИ	Възобновяеми източници
ВяЕЦ	Вятърна електроцентрала
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕС	Европейски съюз
ЕСО ЕАД	Електроенергиен системен оператор
ЕЦ	Електроцентрала
КЕЦ	Кондензационни електроцентрали
МИЕ	Министерство на икономиката и енергетиката
НСИ	Национален статистически институт
НПИ	Национален план за инвестиции
ОЦ	Отоплителна централа
ПАВЕЦ	Помпено-акумулираща електроцентрала
ПГ	Парникови газове
ПЕР	Първични гориво-енергийни ресурси
ФтЕЦ	Фотоволтаична електроцентрала
GCal	Gigacalories / Гигакалория
GWh	Gigawatt hour / Гигаватчас
MW	Megawatt / Мегават
MWh	Megawatt hour / Мегаватчас
toe	tonne of oil equivalent / тон нефтен еквивалент
ТУГ	Тон условно гориво
ЕСТЕ	Европейска система за търговия с емисии
НПИ	Национален план за инвестиции
ЕК	Европейска комисия

ЕП	Европейски парламент
ЕО	Европейска икономическа общност
ПГ	Парникови газове
НЕК	Национална електрическа компания ЕАД
ЕРД	Електроразпределително дружество
ТНЕ	Тона нефтен еквивалент

Списък на таблиците

Таблица 1: Развитие на основните макроикономически показатели за периода 2005–2015	9
Таблица 2: Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи, в GWh	16
Таблица 3: Предвидени за присъединяване ВЕИ в електропреносната и електроразпределителните мрежи	19
Таблица 4: Съществуващи ВЕИ към края на 2018 година в MW	19
Таблица 5: Нови производствени мощности по видове източници	20
Таблица 6: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW	21
Таблица 7: Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари на ЕЕС на България, MW	22
Таблица 8: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW	23
Таблица 9: Средногодишна използваемост на типовете централи за 2018 г.	23
Таблица 10: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на електропотребление, MWh	24
Таблица 11: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh	25
Таблица 12: Списък на големите електроцентрали, свързани към мрежата (без ВЕИ)	42
Таблица 13: Списък на електроцентралите по групи – ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ	46
Таблица 14: Обобщени резултати за пределния оперативен емисионен фактор	48
Таблица 15: Списък на последните пет електроцентрали, въведени в експлоатация преди края на 2016г.	50
Таблица 16: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение в България от UNFCCC..	51
Таблица 17: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение на български	52
Таблица 18: Електропроизводство и потребление на горива по централи за 2016г.	53
Таблица 19: Списък на проектите Съвместно изпълнение (за електропроизводство), въведени в експлоатация преди края на 2016г.	55
Таблица 20: Таблица за изчисление на емисиите на ПГ на нововъведените централи	57
Таблица 21: Изчисление на пределния емисионен фактор на нововъведените централи	57
Таблица 22: Изчисление на комбинирания пределен емисионен фактор	60
Таблица 23: Изчисление на референтните стойности на емисионния фактор на мрежата	61
Таблица 24: Прогноза за производството и потреблението на електроенергия до 2025г.	62
Таблица 25: Прогнозно изчисление на средния референтен емисионен фактор на мрежата	62

Списък на фигурите

Фигура 1: Принос към реалния растеж на БВП (пр.п.)	10
Фигура 2: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2009-2018 г.	15
Фигура 3: Резултатна картина от прогнозите на ЕСО	15
Фигура 4: Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи в страната	17
Фигура 5: Нови производствени мощности по видове източници	20
Фигура 6: Обем на инвестициите по години и по видове	30
Фигура 7: Определяне на броя часове от годината, когато централите работят на предела	37
Фигура 8: Схема на електропреносната система на Република България	41
Фигура 9: Схема на регулирания електроенергиен пазар на Република България	42

Списък на уравненията

Уравнение 1: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост метод	34
Уравнение 2: Емисионен фактор на блок m и година y по прост метод	35
Уравнение 3: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост адаптиран метод	35
Уравнение 4: Емисионен фактор на блок m и година y по прост адаптиран метод	36
Уравнение 5: Емисионен фактор на блок m и година y с нискосебестойностни централи	36
Уравнение 6: Пределен емисионен фактор на нововъведените централи	39
Уравнение 7: Емисионен фактор на блок m и година y	39

I. Въведение

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

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

Осигуряване на равнопоставен достъп до мрежата на всеки потребител, при ясни и недискриминационни правила;

- ☒ Постигане на баланс на количество, качество и цена на енергията за крайните потребители.

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

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

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

Европейският съвет от октомври 2014 г. потвърди в своите заключения, че една добре функционираща и реформирана СТЕ на ЕС с инструмент за стабилизиране на пазара ще бъде основният европейски инструмент за постигането на целта за намаление с най-малко 40%, при коефициент на годишно намаление от 2,2% за периода от 2021 г. нататък. Европейският съвет потвърди също, че няма да изтича срокът на безплатните квоти и че съществуващите мерки ще продължат да се прилагат и след 2020 г. за предотвратяване на риска от изместване на въглеродни емисии вследствие на политиката за климата, докато не бъдат предприети сравними усилия от други големи икономики, без да се намалява делът на квотите, продавани чрез търг. Делът на продаваните чрез търг квоти следва да бъде зададен в Директива 2003/87/ЕО в процентно изражение, с оглед да се подобри сигурността при планирането във връзка с инвестиционните решения, да се повиши прозрачността и да стане цялостната система по-проста и лесно разбираема.

Ключов приоритет на Съюза е създаването на устойчив енергиен съюз, който да осигурява на гражданите и на промишлените отрасли сигурно, устойчиво, конкурентоспособно и достъпно снабдяване с енергия. За постигането на тази цел е необходимо да продължат амбициозните действия в областта на климата посредством СТЕ на ЕС в качеството ѝ на крайъгълен камък на политиката на Съюза в областта на климата, като също е необходимо да се осигури напредък по останалите аспекти на енергийния съюз. Реализирането на амбициозните цели, определени в рамката на Съюза за политиките в областта на климата и енергетиката за периода до 2030 г., допринася за осигуряването на разумна цена за въглеродните емисии и за продължаване на стимулирането на разходооефективни намаления на емисиите на парникови газове.

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

Регламент (ЕС) № 2018/842 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г., допринасящи за действията в областта на климата в изпълнение на задълженията, поети по Парижкото споразумение, и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013, определя национални цели за секторите извън СТЕ. Секторите извън СТЕ са сграден фонд, селско стопанство, управление на отпадъците и транспорт. За тези сектори националната цел на България за намаляване на емисиите на ПГ до 2030 г. в сравнение с 2005 г. съгласно Регламента за разпределяне на усилието е 0 %. Регламент (ЕС) № 2018/841 за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г. и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013 и Решение № 529/2013/ЕС, е част от усилията на ЕС за намаляване емисиите на ПГ с 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г. Регламентът изисква от държавите членки да балансират емисиите и поглъщителите от сектор Земеползване в продължение на два петгодишни периода между 2021 и 2030 г., като се прилагат правила за отчитане и се позволява известна гъвкавост.

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

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

Република България отговаря на условията на член 10в алинея 1 на пълния текст на Директива 2003/87/ЕО, което ѝ дава възможност за безплатно разпределяне на квоти през преходен период с цел модернизация на енергийния сектор. Чрез дерогация от член 10а, параграфи 1—5, държавите членки, чийто БВП на глава от населението през 2013 г., изразен в евро по пазарни цени, е бил под 60 % от средната стойност за Съюза, могат да разпределят безплатно квоти в рамките на преходен период на инсталации за производство на електроенергия, с цел модернизация, диверсификация и устойчива трансформация на енергийния сектор.

С . влизането в сила на Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции се предвижда държавите членки, чийто БВП на глава от населението по пазарни цени през 2013 г. е бил под 60 % от средната стойност за Съюза, да отговорят на условията за финансиране от Модернизационния фонд и да могат до 2030 г. да ползват дерогация от принципа за продажба единствено чрез търг на квотите за емисии при производството на електроенергия, използвайки възможността за безплатно разпределяне с оглед на прозрачното насърчаване на реални инвестиции за модернизация на енергийния им сектор, като същевременно се избягват нарушенията на функционирането на вътрешния енергиен пазар.

Инвестициите по линия на Модернизационния фонд, целящи подобряване на енергийната ефективност, биха могли да включват инвестиции за електрифициране на транспорта, по-специално на автомобилния транспорт. Правилата за управление на Модернизационния фонд следва да формират съгласувана, цялостна и прозрачна рамка за гарантирането на възможно най-ефективна реализация, като се отчитат необходимостта от лесен достъп за всички участници и възможностите за привличане на инвестиции в държавите членки. Структурата на управление на фонда следва да бъде съизмерима с целта за гарантиране на подходящо използване на финансовите средства.

За да се гарантират адекватни мерки по отношение на инвестиционните потребности в държавите членки с нисък доход, средствата за Модернизационния фонд следва да се разпределят между държавите членки на база на комбинирани критерии от 50-процентов дял за верифицирани емисии и 50-процентов дял за БВП. Финансовата помощ от Модернизационния фонд би могла да се предоставя в различни форми. За да се привлекат средства и да се осигури по-силно въздействие на съответните инструменти, безплатно разпределяните квоти за модернизиране на производството на електроенергия в някои държави членки и средствата, предоставяни от Модернизационния фонд за инвестиции извън

списъка на приоритетните области, следва да се допълват от средства от частноправни юридически лица, което може да включва отделни средства от частноправни юридически лица, които са изцяло или частично собственост на публични органи.

С цел рационализация на механизмите за финансиране и свеждане до минимум на административната тежест, свързана с въвеждането им, засегнатите държави членки следва да имат възможността да използват своя дял от десетте процента преразпределени квоти и от безплатно разпределените в преходния период квоти за модернизиране на енергийния сектор съгласно разпоредбите на Модернизационния фонд. За да се гарантира предвидимост и прозрачност по отношение на обемите квоти, налични за продажба чрез търг или за безплатното разпределяне в преходния период, и по отношение на активите, управлявани от Модернизационния фонд, държавите членки следва да информират Комисията за намерението си да увеличат средствата си по линия на Модернизационния фонд преди 2021 г.

Подкрепяните инвестиции трябва да са в съответствие с прехода към безопасна и устойчива нисковъглеродна икономика, с целите на рамката на Съюза за политиките в областта на климата и енергетиката в периода до 2030 г. и да постигат дългосрочните цели, формулирани в Парижкото споразумение. Срокът на действие на дерогацията изтича на 31 декември 2030 г.

Основна цел на настоящата разработка е изготвяне на доклад с изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 — 2025 г., който да се ползва за докладване на годишните намаления на емисиите на парникови газове в резултат на изпълнението на инвестиционните проекти, както и във връзка с прилагане на член 10в (**дерогация**) на *Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на съвета от 14 март 2018 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на въглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814*, който да се ползва за докладване на годишните намаления на емисиите на парникови газове в резултат на изпълнението на инвестиционните проекти.

1. Макроикономическо развитие на страната и основни макроикономически показатели

В началото на 90-те години на миналия век България започва преход от централизирана към пазарна икономика. Реформата започва с либерализация на цените, валутния курс и външната търговия. Периодът 1990-1997 г. се характеризира с висока инфлация и съществен спад в производството, като брутният вътрешен продукт спада с 31.8% в реално изражение.

Въвеждането на валутен борд в страната е преломен момент в българската икономика, като чрез фиксиране на валутния курс се стабилизируют цените и се спира процесът на хиперинфлация в началото на 1997 г. Едновременно с това процесът на приватизация се ускорява, като към края на 2005 г. вече са раздържавени 89% от активите, подлежащи на приватизация или около 60% от активите на всички държавни предприятия. В резултат на приватизацията, а също и на възникването на нови предприятия, значително се увеличава и делът на частния сектор в брутната добавена стойност (БДС).

Развитието на основните макроикономически показатели за периода 2005 – 2015 г. е показано в **Error! Reference source not found.**

След три последователни години (2005–2007 г.) висок икономически растеж от над 6% годишно, през 2008 г. БВП намаля с 3,6%. Най-засегнатите от кризата сектори бяха селското стопанство, промишлеността и търговията, където брутната добавена стойност намалява съответно с 9,5%, 8,2% и 8,0%. През 2010 г. лек ръст от 1,9% беше придружен от срив в строителния сектор на брутната добавена стойност (БДС) и продължаващ спад в БДС на промишлеността и селското стопанство. Напоследък има признаци за възстановяване в БДС на промишлеността, но като цяло всички останали сектори бяха в застой. В резултат икономическият растеж за последната 2015 година беше 3,9%, а инфлацията намалява.

След въвеждането на валутния борд и деноминацията на лева през 1999 г. в страната се наблюдава бавно увеличение на БВП. Икономическият растеж е стабилен и в умерени граници. Все пак нивата на БВП са далеч под желаните. Ръстът на БВП е с умерен, балансиран темп без резки колебания, характерни за минали периоди. През последните няколко години на анализа темповете на растеж на БВП са по-големи поради благоприятния икономически климат в страната. Регистрираният средногодишен реален темп на растеж (3.9%) през последната 2015 година, а и по-сетне е над темповете на европейските икономики, което улеснява приближаването на България към ЕС.

Таблица 1: Развитие на основните макроикономически показатели за периода 2005–2015

	Брутен вътрешен продукт, БВП	БВП,реален ръст	Реален БВП на глава от населението	Износ	Внос	Средно годишна инфлация	Безработни
	Млн. лв.	% за година	ЕС=100	EUR млн.	EUR млн.	%	%

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

2005	46651	6,9	32	10224	13747	5,0	10,1
2006	53219	7,3	34	12876	17561	7,3	9,0
2007	63464	6,0	37	16997	23107	8,4	6,9
2008	72756	-3,6	39	19546	26896	12,3	5,6
2009	72986	1,3	38	15797	18886	2,8	6,8
2010	74771	1,9	38	19183	20273	2,4	10,3
2011	80759	0,0	39	24390	24235	4,2	11,3
2012	82040	0,9	39	25504	26835	3,0	12,3
2013	82166	1,3	39	27161	27333	0,9	12,9
2014	83634	3,6	40	27800	28204	-1,4	11,4
2015	88571	3,9	41	29031	28965	-0,1	9,10

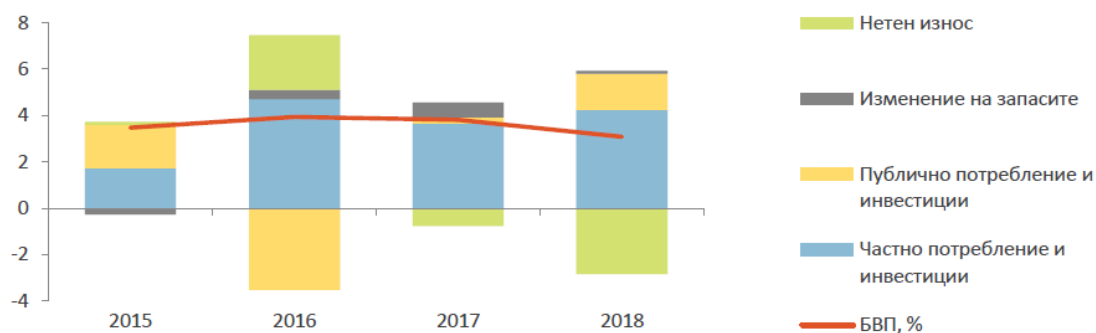
Източник: НСИ

От приложената таблица можем да отбележим, че докато през 2007г. е постигнат реален ръст на БВП от 6%, то в 2008г. имаме отрицателен ръст (спад) с 3,6 %, свързано със световната икономическа и финансова криза, която оказва влияние върху почти всички отрасли на националната икономика. Известно съживяване се наблюдава едва след 2012 г.

Ръстът на БВП в 2014 и 2015 г. се дължи главно на износа и спада в цените на петрола. Ръстът на БВП в 2015 е по-висок в сравнение с 2014 година поради по-високия нетен износ. При налични благоприятни условия за финансиране и повишаване на използването на капацитета в производствения сектор над историческата му средна стойност, забавянето на изпълнението на проекти, съфинансирани от ЕС, води до намаляване инвестициите през 2016-17.

Съгласно Годишен обзор/2019 на Министерство на финансите, 2018-та година е четвъртата поред със сравнително висок растеж на brutния вътрешен продукт на страната. Вътрешното търсене нараства с ускорени темпове. В сравнение с 2017 г., по-висок растеж е отчетен както при частното и публичното потребление, така и при инвестициите. БВП се увеличава реално с 3.1%, в сравнение с 3.8% през 2017 г. По-ниският растеж се дължи на спада на износа. След устойчиво нарастване на износа в периода 2010–2017 г., през 2018 г. е отчетен реален спад, в резултат на понижението на търговията със стоки. Динамиката е обусловена както от забавяне във външното търсене, така и от няколко негативни временни ефекти. Въпреки спада в износа, при показателите за конкурентоспособност не се отчита влошаване. Положителният баланс на текущата сметка и значителното подобрене на индикаторите за задлъжнялост отразяват запазване на устойчивата външна позиция на страната

Фигура 1: Принос към реалния растеж на БВП (пр.п.)



Източник: НСИ

II. Анализ на стратегически документи, касаещи развитието на електроенергийния сектор

Настоящият анализ се базира на следните основни стратегически документи:

- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. и нейната актуализация;
- Национален план за инвестиции;
- Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници;
- Трети национален план за действие по изменение на климата за периода 2013-2020 г.
- Стратегия за участието на България в Четвъртата индустриална революция;
- Иновационна стратегия за интелигентна специализация;
- Национален план за действие по енергийна ефективност 2014 – 2020 г.;
- Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018 –2027 г.;
- Национална стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България и План за действие (проект);

Основният стратегически документ за националната енергийна политика, включително развитието на електроенергийния сектор в страната е Енергийната стратегия на България до 2020 г., приета на 01 юни 2011 г. Тя отразява актуалната европейска рамка и политическата визия на Правителството за европейското развитие на България.

Енергийната стратегия е насочена към преодоляването на основните предизвикателства пред българската енергетика към настоящия момент, а именно:

- Високата зависимост от внос на енергийни ресурси: България осигурява 70% от брутното си потребление чрез внос. Зависимостта от внос на природен газ, суров нефт и ядрено гориво е практически пълна и има традиционно едностранна насоченост към Руската Федерация;
- Необходимостта от екологосъобразно развитие: Светът е изправен пред предизвикателствата от промените на климата, предизвикани от нарастването на обема на емисиите от парникови газове;
- Високата енергийна интензивност на БВП: Въпреки положителната тенденция за подобряване, енергийната интензивност на националния БВП е с 89% по-висока от средната за ЕС.

Основните приоритети в Енергийната стратегия могат да се сведат до следните пет направления:

- осигуряване на сигурност на доставките на енергия,
- достигане на целите за възобновяема енергия,

- повишаване на енергийната ефективност,
- развитие на конкурентен енергиен пазар и
- засилена социална защита, насочена към уязвимите потребители.

Тези приоритети определят и визията на правителството за развитие на енергетиката през следващите години, а именно:

- Енергетиката остава приоритетен отрасъл за България;
- Поддържане на сигурна, стабилна и надеждна енергийна система;
- Акцент върху чиста и ниско емисионна енергия ;
- Баланс на количеството, качеството и цени на електроенергията произведена от ВЕИ, ядрена енергия, въглища и природен газ.
- Прозрачно, ефективно и високо професионално управление на енергийните компании с държавно участие.

Стратегията е разработена на базата на анализ за състоянието на енергийния отрасъл и оценка на неговия потенциал. Дефинирани са основни стратегически решения, насочени към постигането на националните цели и гарантирането на българските интереси. Енергийната стратегия отразява ясно тенденциите, мерките и политиките в областта на либерализирането на електроенергийния и газовия пазар, осигуряването на свободен и равнопоставен достъп до енергийните мрежи, адекватното развитие на енергийната инфраструктура, както и повишаването на енергийната ефективност и рационалното използване на ресурсите от възобновяема енергия в страната. Тя е насочена към преодоляване на основните предизвикателства пред националната енергетика, а именно: високата енергийна интензивност на БВП, високата зависимост от внос на енергийни ресурси и необходимостта от екологосъобразно развитие.

Приоритет на енергийната политика е енергийната сигурност, която се разглежда като елемент на националната сигурност и предпоставка за икономическа стабилност. Подобряването на енергийната сигурност представлява дългосрочен процес, изискващ значителни инвестиции и устойчива политика, насочена към намаляване на зависимостта от внос на енергийни ресурси, както и диверсификация на трасетата, доставчиците и източниците.

Намаляване на емисиите от парникови газове е друг водещ приоритет на енергийната политика на България. Основен източник на емисии от парникови газове е потреблението на енергийни ресурси. Усилията ще бъдат насочени към подобряване на енергийния микс чрез увеличаване на дела на нискоемисионната енергия, въвеждане на нови енергийни (чисти въглищни) технологии и подобряване на енергийната ефективност при производството и при потреблението на енергия.

Националните ни цели в областта на енергийната ефективност са амбициозни поради високата енергийна интензивност на националния БВП - с 89% по-висока от средната за ЕС (измерена чрез брутното вътрешно потребление на енергия за единица БВП и при отчитане на паритета на покупателната способност). Това е индикатор за неефективно използване на първичните енергийни ресурси, което се потвърждава и от съотношението между получената енергия и вложените ресурси. България има амбицията да намали с 50% до 2020 г. енергийната

интензивност на националния брутен вътрешен продукт чрез мерки за насърчаване на енергоспестяването (както институционални, така и финансови), както при преобразуването (производство и транспортиране), така и при потреблението на енергия.

С пазарното развитие на енергетиката е свързан петият стратегически приоритет. Националната енергийна политика се базира на принципа, че независимият и конкурентен енергиен пазар е най-ефективният и ефикасен път за постигане както на дългосрочна конкурентоспособност на икономиката, така и на приоритетите за енергийна сигурност и устойчиво развитие.

Съгласно актуализираната Енергийна стратегия, подобряването на енергийната сигурност като елемент от националната сигурност е дългосрочен процес, изискващ инвестиции и устойчива държавна политика. Приоритет за енергийната сигурност е изграждането и поддържането на междусистемни връзки с мрежите на съседните държави, използване на възможностите за собствен добив, разширяване капацитета на газоохранилището в Чирен и изграждането на газов разпределителен център „Балкан“, който да съдейства за намаляване на енергийната зависимост в региона и за изграждане на конкурентен и либерализиран газов пазар. Република България подкрепя развитието на международните проекти в рамките на „Южния коридор“, които дават възможност за доставка на природен газ и транзит през българска територия към съседни държави. Страната ни подкрепя и инициативата „Три морета“, свързана с изграждането на енергийна инфраструктура по коридор север-юг. Развитието на ядрената енергетика има стратегическо значение, особено място заема удължаването на експлоатационния живот на 5-ти и 6-ти блок на АЕЦ „Козлодуй“ и изграждането на нови мощности като перспективен ресурс за производство на беземисионна електрическа енергия, при стриктно спазване на мерките за сигурност, управление на радиоактивните отпадъци и извеждане от експлоатация. Друг приоритет в политиката на енергийната сигурност е повишаване на енергийната ефективност и насърчаване на енергоспестяването.

Последното изменение на *Закона за енергетиката (ДВ, бр. 41 от 21 май 2019 г.)* е насочено към *продължаване на либерализацията на енергийния пазар*. След успешното интегриране на част от производителите на електрическа енергия, получаващи преференциални цени на свободен пазар на електроенергия през 2018 г. е необходимо процеса по либерализация на електроенергийния пазар да бъде продължен. С промените се осигуряват допълнителни количества електроенергия, с оглед повишаване на ликвидността на електроенергийната борса за постигане на стабилен и предвидим пазар на електроенергия. По-високата конкуренция ще доведе до предлагането на по-голям брой и по-разнообразни борсови продукти. С последните изменения производителите на електроенергия с инсталирана мощност между 1 Mw и 4 Mw от 1 юли 2019 г. ще преминат от преференциални цени към пазарна цена и договор за компенсиране с премия, като не се предвижда да има преходен период, в който общественият доставчик да изкупува по преференциална цена от тези производители произведената електроенергия и да я продава на електроенергийната борса, за което да бъде компенсиран от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Промените ще засегнат 12 броя централи с високо ефективно комбинарано производство с обща инсталирана електрическа мощност 27,6 Mw и 360 броя централи с възобновяеми енергийни източници с обща инсталирана мощност 723 Mw. Годишно тези 372 броя централи произвеждат около 1 500 000 мегаватчаса електроенергия. Централите, които влизат в обхвата на промените, в срок до 30 юни 2019 г. подписват договор за компенсиране с премия с Фонд „Сигурност на електроенергийната

система“ . Премията ще представлява очакваната разликата между преференциалната цена и определената от регулатора прогнозна пазарна цена. За ВЕИ производителите премията ще се предоставя до изтичане на съответния договор за дългосрочно изкупуване, а размера на количеството електроенергия, което ще бъде компенсирано с премия е определеното нетно специфично производство.

С други промени в законодателството се въвежда конкурсно начало за предоставяне на преференциална цена или премия за новоприсъединяващите се производители на електроенергия чрез високоефективно комбинирано производство, съобразени със законодателството на ЕС по отношение предоставяне на държавна помощ. Регламентиран е реда относно провеждането на паралелни процедури при утвърждаване на нови и изменение на действащи цени. Разпоредбата има за цел да конкретизира правомощието на КЕВР да утвърждава цените на топлинната и електрическата енергия, цените за пренос и разпределение на електрическа енергия, цената или компонентата от цена по чл. 30, ал. 1, т. 17 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и да определя премии по чл. 33а от ЗЕ, както и да ги изменя в случай на необходимост.

Облекчава се административната тежест при работата на производителите на електрическа енергия по чл. 30, ал. 2 от Закона за енергията от възобновяеми източници с ФСЕС и АУЕР. Въвежда се ред, при който малките централи веднъж годишно ще декларират информация и внасят съответните вноски за предходната година във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Също така се премахва съществуващата към момента неяснота относно лицата, които дължат цените за достъп и пренос до/през съответната мрежа, както и се гарантира, че изнесената електрическа енергия с произход България няма да бъде третирана различно от тази, реализирана на вътрешния пазар в съответствие с европейското законодателство. Предоставя се възможност за поставяне на интелигентни измервателни системи и безплатен достъп до данни в реално време, което би спомогнало за по-добър енергиен мениджмънт от страна на крайните клиенти и търговците на електроенергия. Ползата би била за постигане на по-ниски разходи за балансиране. С тази промяна се прави опит за интегриране на пазара на клиентите с такива средства за търговско измерване. Разходите по монтирането на системата ще са за сметка на крайния клиент, а самото средство за търговско мерене остава собственост на съответния оператор.

Енергийният регулатор ще има нови правомощия, с която от новия ценови период да бъде определяна прогнозна месечна разполагаемост. Разпределянето на количествата по месеци ще даде възможност за по-коректно планиране на необходимото количество електроенергия за нуждите на регулирания пазар, а оттам производителите ще имат по-ясна представа за свободните количества, които да предложат на свободен пазар.

Създава се нов пазарен механизъм, който да насърчи инвестициите в зелени проекти и изграждането на нови мощности от възобновяеми източници. Механизмът не предвижда ангажимент от страна на държавата - предоставянето на договор за задължително изкупуване на енергията, преференциална цена, договор за разлика, корпоративна гаранция и/или други непазарни механизми за гарантиране на инвестицията или приоритетно диспечирание. Разпоредбата предвижда крайните клиенти да бъдат освободени от заплащане на такса „задължение към обществото“ за доставена електроенергия от ВЕИ централа чрез директен електропровод.

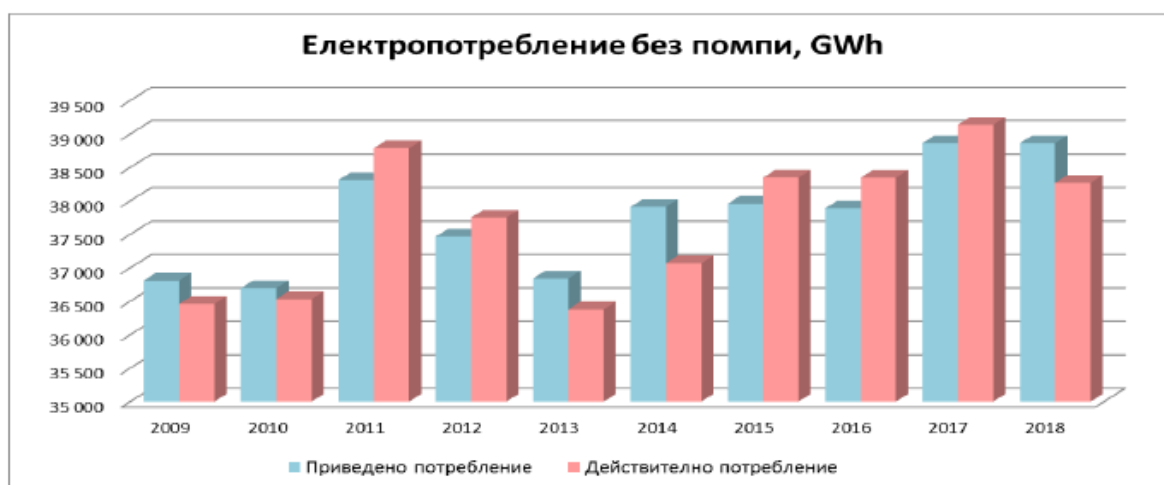
За целите на разработката интерес представлява прогнозата за развитие на електроенергийната система.

II. 1. Анализ и прогноза за развитие на потреблението на електрическа енергия

Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости. Следва да се отбележи, че не се открива еластичност между цената на електроенергията и нейното електропотребление. На практика през последните години не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг. II.1.1).

Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на БАН и на Министерство на финансите по отношение на БВП. В прогнозата е отчетен и опита на ЕСО от последните години (Фиг. II.1.2). Последното показва, че електропотреблението варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2013 г. и минималната прогноза от 2010 г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд.

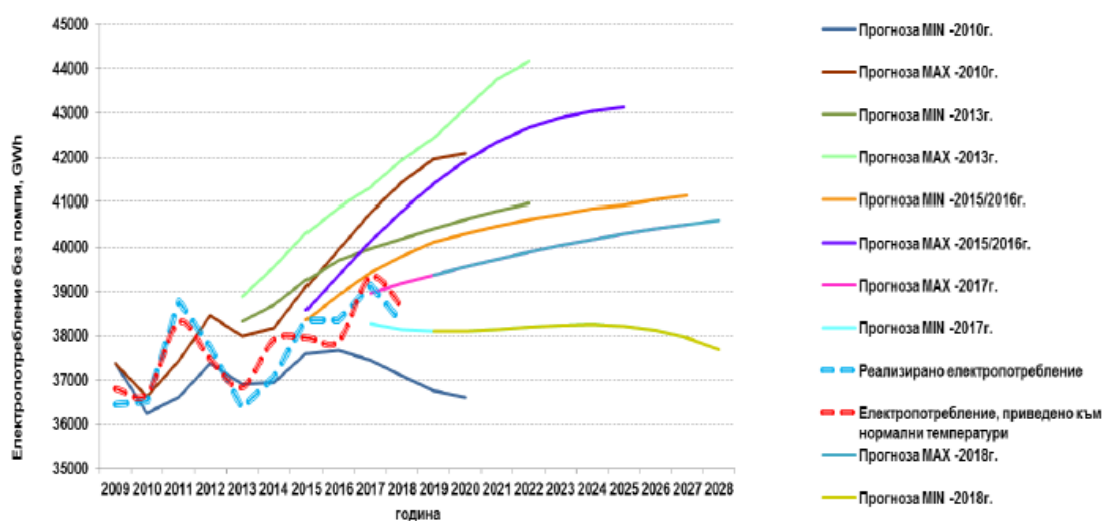
Фигура 2: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2009-2018 г.



Източник: ЕСО ЕАД

Фигура 3: Резултантна картина от прогнозите на ЕСО

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.



Източник: ЕСО ЕАД

На база на гореизложеното са приети два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален, които са показани на Таблица II.1.1 и на Фигура II.1.3.

Таблица 2: Прогноза за развитие на brutното електропотребление без помпи, в GWh

Сценарий/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Максимален сценарий	39 370	39 560	39 730	39 890	40 040	40 170	40 300	40 410	40 510	40 600
Минимален сценарий	38 110	38 110	38 150	38 190	38 230	38 250	38 220	38 130	37 960	37 690

Източник: ЕСО ЕАД

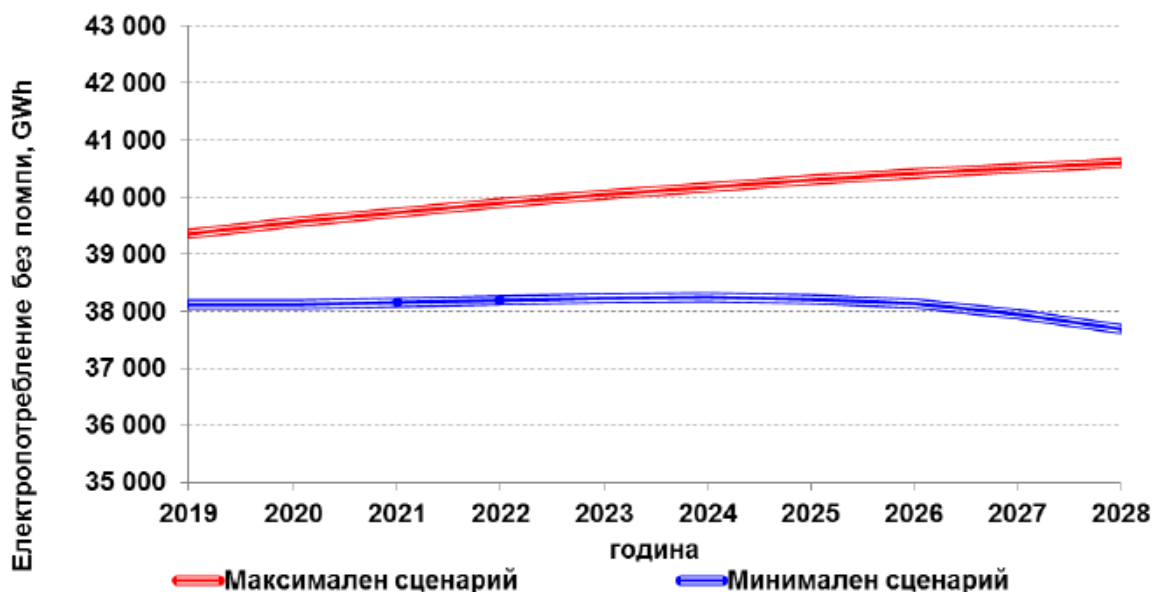
Максимален сценарий

Този сценарий за brutното електропотребление без помпи съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. Предвижда увеличаване на електропотреблението с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2028 година се очаква brutното потребление да достигне 40 600 000 MWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението без помпи за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2028 година brutното електропотреблението достига 37 690 000 MWh.

Фигура 4: Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи в страната



Източник: ЕСО ЕАД

II.2. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2028 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения. При липса на промяна в информацията предоставена за предходния десетгодишен план отговори не са изисквани, респективно не са получавани.

По отношение на приетия от Европейския парламент Референтен документ за най-добри налични техники за големи горивни инсталации, в изразените инвестиционни намерения от производствените дружества, ползващи въглища като първичен енергиен източник се декларира, че те предвиждат да работят в рамките на прогнозния период. Всяка бъдеща промяна на инвестиционните намерения ще бъде отразена в следващия десетгодишен план.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав и нов ядрен енергиен блок на площадката на АЕЦ „Козлодуй“, тъй като същите не фигурират в публикуваният на 15.01.2019г. „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката¹. В същия план се анонсира за съществуващ потенциал за изграждане на нови ядрени мощности от 2000 MW и вероятното им въвеждане без ясна конкретика, в т.ч. по отношение изграждането на ядрена централа на площадка "Белене". Всичко това е насложено с неяснотите относно използването на оборудването за АЕЦ „Белене“ и липсата на споразумение със стратегически инвеститор. Поради липсата на яснота към момента, вариант с нова ядрена мощност ще бъде взет предвид при следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа.

От началото на 2018 г. бе направена промяна в собствеността на ТЕЦ "Варна" ЕАД. Към януари 2019 г. в редовна експлоатация са въведени поетапно блокове 6, 5 и 4. Очакванията на инвеститора са до 2021 г. в експлоатация да бъде въведен и блок 3. Сроковете за въвеждане в експлоатация на блокове 1 и 2 са в пряка зависимост от развитието на електроенергийния пазар и условията за реализация на произвежданата електроенергия. За целите на изчисленията в настоящия десет годишен план е предвидено въвеждането в експлоатация на блокове 1 и 2 да се осъществи след 2025 г.

Тенденцията за внедряване на ВЕИ и след 2020 година в рамките на Европейския съюз се запазва, макар и при по-умерени темпове на развитие и икономически обосновани схеми за изкупуване на електрическата енергия. В настоящия план е взет под внимание заложеният сценарий за темповете на развитие на ВЕИ сектора в страната в „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката. Заложените в този интегриран план нови мощности от ВЕИ са взети изцяло предвид, като е актуализирано тяхното въвеждане в експлоатация на база сроковете предвидени във всички сключени и актуални към момента предварителни и окончателни договори за присъединяване на ВЕИ към електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Поради замразяване на проекта „Горна Арда“ от страна на инвеститорите, същият не е разгледан в настоящия план, но при промяна в инвестиционните решения ще бъде включен в следващите планове за развитие на електропреносната мрежа.

Гореизложената детерминираност в развитието на електропроизводствените мощности, предполага изготвянето на единствен сценарий, за който са взети следните основни предпоставки:

- ☑ Предвидено е удължаване експлоатацията на блокове 5 и 6 в АЕЦ „Козлодуй“ с постепенно увеличаване на максималните мощности;
- ☑ Изграждане на договорените за присъединяване мощности по §18 от ЗЕВИ, както и изграждане на заявените ко-генериращи мощности с приоритетно изкупуване на електроенергията;
- ☑ Изграждане на икономически ефективни малки ВЕИ по чл.24 от ЗЕВИ;
- ☑ Изграждане на икономически ефективни ВЕИ по чл.25 от ЗЕВИ, но извън обхвата на чл.24 от същия закон, които са способни да се конкурират за доставки на електроенергия на свободния пазар.

II.3. Инвестиционни проекти за изграждане на електроцентрали с приоритетно производство

Работната мощност на вятърните електрически централи (ВяЕЦ) и фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) е в пряка зависимост от интензивността на вятъра и слънчевата радиация. Измененията в работната мощност от ВяЕЦ и ФЕЦ се компенсират чрез конвенционалните електрически централи. От гледна точка на изискванията за регулиране на обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВяЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя

от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвиква големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности, ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС. Инсталираните към момента електроцентрали от ВЕИ не могат да предоставят на системния оператор допълнителни услуги (първично регулиране на честотата и вторично регулиране на честотата и обменните мощности) и не могат да участват в противоаварийното управление на ЕЕС и възстановяване на ЕЕС след тежки аварии. ФЕЦ не могат да участват в покриването на максималните зимни товари, които са вечер около 19-21ч., а ВяЕЦ произвеждат най-много електроенергия в периода 02-06ч., когато потреблението е най-ниско и има излишък от електроенергия в системата.

През април 2018г., в България беше въведен пазар в рамките на деня. Чрез механизмите на пазар в рамките на деня и интегрирането на регионално ниво, когато предлагането на електрическа енергия в страната надвишава значително търсенето, различните видове сегменти на регионалния пазар ще дадат допълнителна възможност за реализиране на сделки за доставка на електрическа енергия, с цел минимизиране на разходите и/или увеличаване на печалбите.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ, в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване са изложени в таблица II.3.1. Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица II.3.2.

Предвижда се поетапно изграждане на нови генериращи мощности на съществуващата площадка на „Топлофикация София“, както и в ОЦ „Люлин“ и ОЦ „Земляне“.

Таблица 3: Предвидени за присъединяване ВЕИ в електропреносната и електроразпределителните мрежи

Вид ВЕИ	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Общо за периода
ВяЕЦ, [MW]	0	40	0	66	0	0	5	21	30	30	192
ФЕЦ, [MWp]	0	6	97	20	10	0	0	30	30	30	223
ВЕЦ, [MW]	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
БиоЕЦ, [MWe]	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	30
ОБЩО:	5	46	127	86	10	0	5	51	60	60	450

Източник: ЕСО ЕАД

Таблица 4: Съществуващи ВЕИ към края на 2018 година в MW

ВЕЦ (без помпи)	2340
Вятърни ЕЦ	701
Фотоволтаични ЕЦ	1046
Биомаса и биогаз	77

Източник: ЕСО ЕАД

II.4. Нови и рехабилитирани конвенционални мощности

От 2017 г. в ход е реконструкцията на ЯЕБ №5 и №6 в АЕЦ „Козлодуй“, вследствие на която максималната работна активна мощност на блок към 2021 г. се очаква да достигне 1050 MW, а на блок 6 – 1060 MW или общо 2110 MW. Конкретната работна мощност подлежи на доказване по време на комплексните изпитания. Нейната евентуална промяна ще бъде взета под внимание при следващи актуализации на настоящия план.

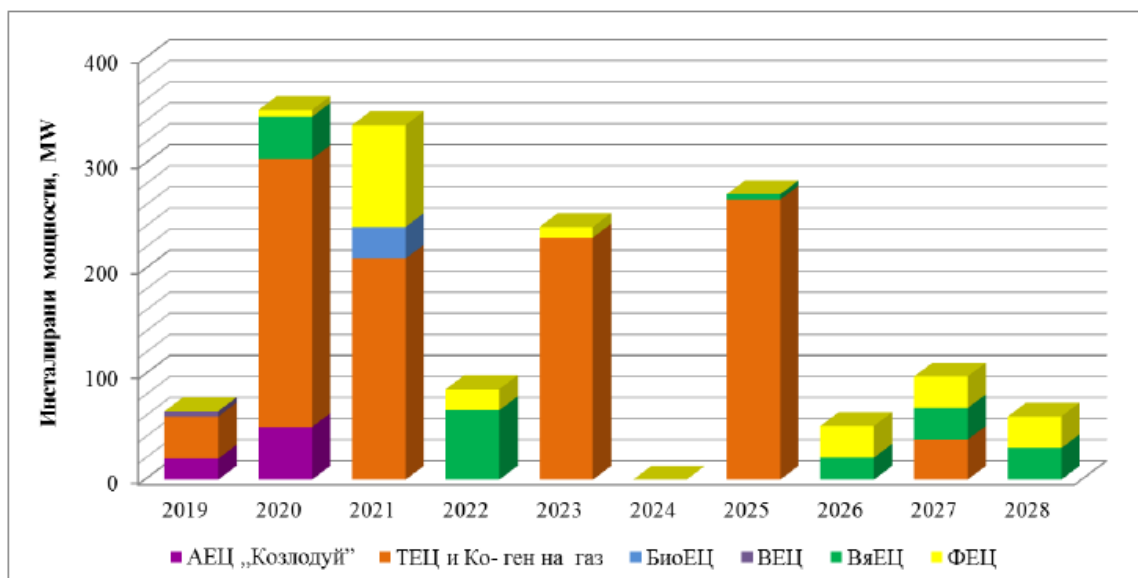
Предвидените нови производствени мощности, в т.ч. измененията в топлофикационните централи и АЕЦ са обединени по основните видове централи в Таблица II.4.1 и на Фигура II.4.1.

Таблица 5: Нови производствени мощности по видове източници

Вид/Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Общо за периода
АЕЦ „Козлодуй“	20	50	-	-	-	-	-	-	-	-	70
ТЕЦ и Ко-ген на газ	40	255	210	-	230	-	266	-	38	-	1039
ВЕЦ, в т.ч.	5	46	127	86	10	0	5	51	60	60	450
ВЕЦ	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
ВяЕЦ	0	40	0	66	0	0	5	21	30	30	192
ФЕЦ	0	6	97	20	10	0	0	30	30	30	223
БиоЕЦ	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	30
Всичко	65	351	337	86	240	0	271	51	98	60	1559

Източник: ЕСО ЕАД

Фигура 5: Нови производствени мощности по видове източници



Източник: ЕСО ЕАД

За периода 2019-2028 г. са планирани за изграждане общо 1559 MW нови мощности, 450 MW от които са ВЕИ.

II. 5. Прогнозни брутни мощности и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2028 г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при максималния вариант на прогнозата за развитие на електропотреблението.

Необходимо е да се отбележи, че на база статистиката от изминали години, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи генерацията от ВЯЕЦ подпомага покриването на върховото потребление. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респ. ветрова генерация. Това създава както по-големи проблеми с овладяване на баланса между потреблението и генерацията, така и проблеми с поддържане на напреженията в североизточна България.

В плана е взет под внимание и прогнозния минимален пролетен товар, при който е проверена достатъчността на средствата за регулиране на напрежението.

Таблица 6: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/години	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Пток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марица изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "КонгурГлобал Марица Пток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марица 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикационна Русе" - кондензационна част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Козлодуб"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
	Общо малки ВЕЦ	425	425	425	475	475	521	521	521	521	521
Брутна работна мощност	Заволски ЕЦ	185	190	190	195	195	195	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	130	130	135	135	135	135	140	140	140	140
	Общо ВЯЕЦ	200	217	240	245	250	252	260	325	384	410
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомакс	70	70	95	95	95	95	95	95	95	95
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Резерви	Първично регулиране	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Вторично регулиране	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	Вторично регулиране за балансиране на ВЕН	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Базис третичен резерв	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	Базис третичен резерв от производителите	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
	Базис третичен резерв от потребителите	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200
	Вероятността аварийност	250	260	270	280	280	280	290	290	290	290
Брутна разполагаема мощност за производство	7 458	7 730	7 983	8 038	8 248	8 296	8 509	8 574	8 633	8 659	
Абсолютен брутен максимален товар	7 220	7 280	7 320	7 360	7 400	7 440	7 480	7 520	7 560	7 600	
Възможен износ	240	450	660	680	850	860	1 030	1 050	1 070	1 060	
Необходимо активиране на базис третичен резерв или износ за балансиране на ЕЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Източник: ЕСО ЕАД

Прогнозираните брутни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблицы II.5.1 и II.5.2, а за максимални летни товари в Таблица II.5.3. Те отразяват намеренията на производителите за извеждане на блокове от експлоатация, мощностите заангажирани за нормативно изискуемите резерви и вероятната аварийност в кондензационните централи. На база на статистическа информация са определени работните

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

мощности на ко-генериращите мощности и на тези от ВЕИ, а също така са определени вероятностната аварийност и планираните престои при конвенционалните централи. Размерът на отделните видове резервни мощности е определен както следва:

☐ Резерв за първично регулиране – съгласно чл. 97, ал.4, т.1 от ПУЕЕС;

☐ Резерв за вторично регулиране – съгласно чл. 98, ал.4 от ПУЕЕС;

☐ Бърз третичен резерв – съгласно чл. 106, ал.2 от ПУЕЕС;

☐ Бавен третичен резерв - съгласно утвърдения му размер през последните 3 години по реда на чл. 81 от ПУЕЕС.

Таблица 7: Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/годиница	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "ЕИ в ЕС -3С Марша Изток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марша изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марша Изток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марша 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикацни Русе" - кондензацонна част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Козлодуй"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	425	425	425	475	475	521	521	521	521	521
	Заводски ЕЦ	185	190	190	190	195	195	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	130	130	135	135	135	135	140	140	140	140
	Общо ВиЕЦ	260	275	292	345	348	352	363	445	487	525
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомакс	70	70	95	95	95	95	95	95	95	95
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
	Първично регулиране	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Вторично регулиране	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Бърз третичен резерв	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	Бавен третичен резерв от производители	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
Бавен третичен резерв от потребители	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200	
Вероятността аварийност		250	260	270	270	280	280	290	290	290	290
Брутна разполагаема мощност за производство		7 518	7 788	8 035	8 138	8 346	8 396	8 612	8 694	8 736	8 774
Абсолютен брутен максимален товар		7 730	7 790	7 830	7 880	7 920	7 960	8 000	8 050	8 090	8 100
Възможен внос		0	0	210	260	430	440	610	640	650	670
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС		210	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Източник: ЕСО ЕАД

Таблица 8: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марица изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "Кожурга глобал Марица Изток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марица 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикация Русе" - кондензациска част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Кохтолуи"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи БЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
	Топлофикационни ЕЦ	200	210	210	225	225	248	248	248	248	248
Брутна работна мощност	Заводски ЕЦ	145	150	150	150	155	155	155	155	155	155
	Общо малки БЕЦ	150	155	155	160	160	160	165	165	165	165
	Общо ВЕЦ	80	87	121	132	138	141	148	187	202	242
	Общо +ЕЦ	850	942	950	990	1 010	1 020	1 045	1 052	1 108	1 135
	Общо Биомаса	70	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Резерви	Първично регулиране	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Вторично регулиране	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	Вторично регулиране на БЕЦ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Бърз третичен резерв	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	Бавен третичен резерв от производители	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
	Бавен третичен резерв от потребители	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200
	Вероятна аварияност	250	260	270	270	280	280	290	290	290	290
Планови годишни ремонти	1600	1800	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
Брутна разполагаема мощност за производство	6 343	6 537	6 579	6 650	6 881	6 917	7 154	7 200	7 271	7 338	
Абсолютен брутен максимален товар	4 845	4 875	4 900	4 945	5 020	5 070	5 135	5 270	5 310	5 340	
Възможен плюс	1 500	1 660	1 680	1 710	1 860	1 850	2 020	1 930	1 960	2 000	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или плюс за балансиране на ЕЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Източник: ЕСО ЕАД

При изготвяне на прогнозния електроенергиен баланс е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи (Таблица 9). Самият прогнозен електроенергиен баланс е представен в Таблица 10.

Таблица 9: Средногодишна използваемост на типовете централи за 2018 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	92.1%
КЕЦ	48.3%
ТЕЦ	45.1%
Заводски ЕЦ	30.6%
ВЕЦ	18.9%
Фотоволтаични ЕЦ	13.6%
Вятърни ЕЦ	21.4%
Биомаса	43.0%

Източник: ЕСО ЕАД

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

Таблица 10: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на електропотребление, MWh

Балансов показател/година		2 019	2 020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брута разполагаемост	ТЕЦ „Ей“ и ЕС -ЗС Марица Изток 1“	4 885 000	4 902 000	5 779 000	5 779 000	5 316 000	5 332 000	5 779 000	5 779 000	4 885 000	4 902 000
	ТЕЦ „Марица Изток 2“	12 694 000	12 696 000	12 646 000	12 643 000	12 643 000	12 732 000	12 708 000	12 699 000	12 699 000	12 737 000
	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	7 409 000	7 431 000	7 409 000	7 409 000	7 409 000	7 431 000	7 409 000	7 409 000	7 409 000	7 431 000
	ТЕЦ „Марица 3“	804 000	806 000	804 000	804 000	804 000	806 000	804 000	804 000	804 000	812 000
	Топлофикационна Русе“- комплексна част	884 000	887 000	884 000	884 000	884 000	887 000	884 000	884 000	884 000	887 000
	Топлофикационна Русе“- котелническа част	4 583 000	4 596 000	4 583 000	4 583 000	4 583 000	4 596 000	4 583 000	4 583 000	4 583 000	4 596 000
	ТЕЦ „Бобов дол“	3 578 000	3 532 000	3 578 000	3 578 000	3 578 000	3 532 000	3 578 000	3 532 000	3 578 000	3 532 000
	ТЕЦ „Варна“	16 068 000	16 509 000	16 458 000	16 458 000	16 458 000	16 509 000	16 458 000	16 458 000	16 458 000	16 509 000
	АЕЦ „Козлодуг“	2 470 000	2 495 000	2 520 000	2 545 000	2 570 000	2 595 000	2 620 000	2 645 000	2 665 000	2 700 000
	Общо топлофикационни ЕЦ	1 500 000	1 550 000	1 600 000	1 600 000	1 700 000	1 700 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000
Общо заводски ЕЦ	3 654 000	3 636 000	3 619 000	3 601 000	3 584 000	3 566 000	3 637 000	3 637 000	3 637 000	3 619 000	
ВЕЦ и ПАВЕЦ (без оборотна вода)	3 043 000	3 142 000	3 327 000	3 499 000	3 526 000	3 532 000	3 549 000	3 637 000	3 743 000	3 849 000	
Други ВЕИ, в т.ч.:											
	ВяЕЦ	1 403 000	1 483 000	1 483 000	1 615 000	1 615 000	1 625 000	1 667 000	1 727 000	1 787 000	
	ФЕЦ	1 360 000	1 369 000	1 494 000	1 520 000	1 533 000	1 533 000	1 533 000	1 572 000	1 611 000	1 650 000
	Биомаса	280 000	290 000	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000
Електропроизводство на ПАВЕЦ от оборотна вода		641 000	658 000	676 000	693 000	711 000	728 000	746 000	763 000	781 000	798 000
Общ системен резерв съгласно ПУЕЕС		11 192 000	11 219 000	11 276 000	11 276 000	11 230 000	11 266 000	11 282 000	11 281 000	11 192 000	11 224 000
Вероятности брутна аварийност		1 983 000	2 080 000	2 205 000	2 200 000	2 269 000	2 273 000	2 382 000	2 374 000	2 329 000	2 337 000
Брутна разполагаемост за производство		49 914 000	52 210 000	54 756 000	55 291 000	56 798 000	56 911 000	59 699 000	59 571 000	58 938 000	59 226 000
Прогнозирано брутно електропотребление		39 370 000	39 560 000	39 730 000	39 890 000	40 040 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000	40 510 000	40 600 000
Нощна ПАВЕЦ		915 000	940 000	965 000	990 000	1 015 000	1 040 000	1 065 000	1 090 000	1 115 000	1 140 000
Остатъчна брутна разполагаемост за производство		9 629 000	11 710 000	14 061 000	14 411 000	15 743 000	15 701 000	18 334 000	18 071 000	17 313 000	17 486 000

Източник: ЕСО ЕАД

Поради наличието на достатъчно производствени мощности, до 2028 г. не се очакват затруднения в електроснабдяването на страната при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност. В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 9 600 000 до 18 300 000 MWh годишно или около 27 % от разполагаемите мощности. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поетапното въвеждане в експлоатация на блокове в ТЕЦ „Варна“, както и на заложените прираст на ВЕИ. Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. Последното не само е невъзможно при екстремални зимни условия, но в някои години дори предполага активиране на бавния третичен резерв и/или внос на електроенергия. Още по-утежнена се явява ситуацията при съчетаването на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс в системорегулиращите ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 година. С цел избягване на подобни критични ситуации и най-вече намаляване на риска от влошаване на сигурната и качествена доставка на произведената електроенергия до всички възли на електропреносната мрежа от 01 ноември 2018 г. ЕСО ЕАД започна да провежда търгове за доставка на бавен третичен резерв от потребители на електроенергия. Същите имат възможност да изменят профила на натоварването си в денонощен разрез и/или да ограничават част от потреблението си в пиковите часове. Това може да се осъществи, както чрез механизмите на пазара на електроенергия в текущия ден, така и чрез механизма на балансиращия пазар. За нуждите на изчисленията в електроенергийния баланс бавният третичен резерв от потребители на електроенергия не участва в изчисленията на брутната разполагаемост за производство.

През летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВЕИ. В тази връзка, реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи при наличието на добри прогнози за почасовото електропроизводство от ВЕИ и прилагането на експертни икономически стратегии при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай, не само няма да се реализира

възможния износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници, може да се реализира и внос, който би усложнил управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, това би създадо и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство.

Също така трябва да се има предвид, че при съчетание на екстремални товари и завишена аварийност при производствените мощности за продължителен период, наличните резервни мощности няма да бъдат достатъчни да обезпечат потреблението и планирания търговски износ от страната. В тази връзка е необходимо интегриране на отделните електроенергийни пазари в региона, в т.ч. регионален балансиращ пазар и регионален пазар на резервни мощности.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия и отчитайки, че производството от ПАВЕЦ не е възобновяема електроенергия. Прогнозата е представена в Таблица 11

Таблица 11: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh

Вид/Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ВЕИ, в т.ч.:	4 295 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000	4 383 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000
ПАВЕЦ	641 000	638 000	676 000	693 000	711 000	728 000	746 000	763 000	781 000	798 000
ВвЕЦ	1 403 000	1 483 000	1 483 000	1 615 000	1 615 000	1 615 000	1 625 000	1 667 000	1 727 000	1 787 000
ФЕЦ	1 360 000	1 369 000	1 494 000	1 520 000	1 533 000	1 533 000	1 533 000	1 572 000	1 611 000	1 650 000
Биомаса	280 000	290 000	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6 697 000	6 778 000	6 946 000	7 100 000	7 110 000	7 098 000	7 186 000	7 168 000	7 257 000	7 345 000
Прогнозирано бруто електропотребление с помпи	40 285 000	40 500 000	40 695 000	40 880 000	41 055 000	41 210 000	41 365 000	41 500 000	41 625 000	41 740 000
Дял на ВЕИ, %	16.62%	16.74%	17.07%	17.37%	17.32%	17.22%	17.37%	17.27%	17.43%	17.60%

Източник: ЕСО ЕАД

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2028 г., то да надхвърли 17% от прогнозираното брутно електропотребление с помпи в страната. Трябва да се има предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант, дела на ВЕИ в крайното брутно електропотребление ще се увеличи, като към 2028 г., този дял ще надхвърли 18%. На практика, провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, т.е. вместо инвестиции в изграждането на нови ВЕИ да се направят допълнителни инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

II.6. Възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности

II.6.1. Базови мощности

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Последните предоставят, също така и допълнителни услуги.

Съгласно изискванията на чл.16, ал.2, в) на Директива 2009/28/ЕО, държавите-членки гарантират, че „при диспечиращите електропроизводствени инсталации, операторите на преносните системи дават приоритет на тези електроцентрали, които използват ВЕИ, при запазване на сигурната експлоатация на националната ЕЕС”. Централите, предоставящи допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки, регламентирани с Директиви 2009/72/ЕО и 2005/89/ЕО. На практика, тези централи са решаващи за надеждността на всяка ЕЕС, респективно за жизнеността на всеки електроенергиен пазар.

За разлика от централите, участващи в регулирането на честотата и обменните мощности, АЕЦ "Козлодуй" произвежда ниска по себестойност електроенергия, но не може да предоставя вторично регулиране по технологични съображения. Това създава определени трудности при покриване на баланса на ЕЕС в периодите на минимално натоварване и при наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВяЕЦ. Тези трудности се проявиха през пролетта на последните години, когато се наложи работната мощност на АЕЦ „Козлодуй” да бъде ограничавана, поради голямата приточност в комплексните язовири и принудената работа на ВЕЦ през пролетното пълноводие. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. В допълнение, използваемостта на ПАВЕЦ "Чаира" в помпен режим е ограничена от 4 до 6 часа при максимална мощност и оптимално ниво на долния изравнител. Увеличаването на обема на долния изравнител, чрез свързването му с бъдещия язовир „Яденица“ би увеличило значително използваемостта на ПАВЕЦ в отделните обратими режими, а оттам би се облекчил проблема с балансиране на ВЕИ, респ. ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

II.6.2. Мощности с приоритетно производство

Към мощностите с приоритетно производство се числят високоефективните централи за комбинирано производство на електро и топло енергия (ко-генерации), както и електроцентрали от ВЕИ (ВяЕЦ, ФЕЦ, биомаса и др.). Към тази група спадат и водните електроцентрали, работещи по график за водоснабдяване и напояване, както и термичните централи с условие „вземи или плати” по дългосрочни договори. Делът на всички тези мощности става все по-голям и все повече се затруднява регулирането на честотата и обменните мощности, макар че до известна степен, те са в състояние да следват денонощната товарова диаграма, с изключение на ВяЕЦ. Непостоянството на първичния енергиен ресурс на ВЕИ води до проблеми с поддържане баланса между производство и потребление. Това налага при планирането на мощностните баланси да се обърне специално внимание на балансиращите и регулиращите мощности.

II.6.3. Балансиращи и резервиращи мощности

Ако към 2028 година проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 100MW, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС ще бъде намалена. За да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности е необходимо да се предприемат допълнителни мерки.

Възможните решения са следните:

- изграждане на заместващи газове и/или газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, вземайки предвид и себестойността на газа;
- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите мерки или комбинация от тях е въпрос на техникоикономически анализ, съобразен с развитието на електроенергийния пазар в страната и региона.

II.6.4. Регулиращи мощности

Непрекъснатото изменение на товара в часови и дневен разрез, състава и типа на генериращите мощности, които го покриват, вероятността за възникване на смущения както в ЕЕС на България, така и в синхронната зона на континентална Европа, изискват наличие на достатъчен резерв с необходимите скоростни характеристики.

С увеличаване на дела на ВяЕЦ нарастват и колебанията на активната мощност в системата в часови разрез, а с нарастване на дела на ФЕЦ - в денонощен. Това оказва допълнително влияние върху размера на резервите за вторично и третично регулиране.

От направения статистически анализ на разполагаемите резерви за вторично и третично регулиране за 2018 година може да бъде заключено, че както на годишна така и на месечна, дневна и часова база в ЕЕС има необходимото количество резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“). Това се дължи на повишеното количество ВЕИ, участващи в баланса на системата и съответно намаляването на работната мощност на конвенционалните централи, водещо до увеличаване на диапазона за предоставяне на допълнителни услуги.

Реализираните резерви в отрицателна посока (резерви за регулиране „Надолу“) през нощните часове на база на средно часовите стойности, реализирани през 2018 година се дължат на повишеното използване на помпи за регулиране на товара. Разглеждането на реализираните резерви през почивните и празнични дни в ЕЕС на България за 2018 година показва пълното изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

Увеличаването на този ефект се наблюдава с нарастването на дела на възобновяемите източници, участващи в баланса на системата и е свързан със стохастичния характер на изменение на тяхната активна мощност. Това води до загуба на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“). При ниски нива на потреблението и относително голям дял на ВЕИ (например през летния сезон, характеризиращ се с голяма амплитуда между дневните минимума и максимуми и голям дял на възобновяемите източници, както и съботно-неделните и празнични дни) в ЕЕС на България през нощните часове няма наличен резерв в отрицателна посока. Това налага използването на голям обем помпи за регулиране на товара през нощните часове, свързано с пълна липса на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“) и използване на централи, характеризиращи се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност (ВЕЦ).

От гледна точка на изискванията за регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВЯЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвиква големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС и ще доведе до нарушение на качествените показатели за вторично регулиране, възприети от страните в континентална Европа. При увеличаване на дела на ВЕИ в системата, резервът за вторично регулиране „надолу“ ще бъде недостатъчен за осигуряване на необходимото ниво на управляемост на ЕЕС, съгласно българските нормативни документи и възприетите международни изисквания.

Възможните мерки, които могат да бъдат предприети с оглед гарантиране на сигурността на работа на ЕЕС са:

- ☒ изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризирани се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;
- ☒ участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Трябва да се отбележи, че тези мерки са свързани с повишаване както на инвестициите за изграждане и въвеждане в експлоатация, така и с повишаване на разходите за балансиране.

Прогнозата е изготвена на базата на „План за развитие преносната електрическа мрежа на България за периода 2019 – 2028 г.“, изготвена от „Електроенергийния системен оператор“

Националният план за инвестиции е документът, който осигурява реализирането на националните цели в областта на нисковъглеродната енергетика. Той е разработен въз основа на изискванията на Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент, съобразен със Съобщение на Комисията (2011/С 99/03), което се явява Указателен документ, относно възможността за прилагане на чл. 10в от изменението на Директива 2003/87/ЕО.

Директива 2003/87/ЕО не допуска считано от 1 януари 2013 г. безплатно разпределение на квоти за производство на електроенергия, освен в случаите по член 10в на Директивата (предвиждащ възможност за дерогация за държави-членки, които отговарят на определени изисквания) и за електроенергия, произведена от отпадни газове. Това означава, че инсталациите – генератори на електроенергия трябва да закупват квотите за емисии за парникови газове през Третия период на Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ).

Член 10в на Директива 2003/87/ЕО, изменена с Директива 2009/29/ЕО, предоставя временна възможност (до 2020 г.) на някои държави-членки за плавно преминаване към 100% закупуване на квоти за емисии на парникови газове от страна на енергийния сектор – т.н. - дерогация с цел модернизиране на производството на електроенергия.

Република България отговаря на условията на член 10в алинея 1 на консолидирания текст на Директива 2003/87/ЕО, което и позволява използването на преходно безплатно разпределяне на квоти на енергийния сектор. Средствата, отговарящи на пазарната стойност на безплатно разпределените квоти, следва да се инвестират в създаването и модернизацията на инфраструктура за нисковъглеродни технологии.

Целта е да се осигури устойчив преход към ниско въглеродна икономика, основана на модернизация на генериращите мощности, чисти технологии, реконструкция и модернизация на инфраструктурата, разнообразяване на енергийния микс и разнообразяване на източниците на енергийни доставки. Предложените инвестиционни проекти, които ще бъдат осъществени както в рамките на електропроизводствени мощности, така и в енергийни оператори (електроенергийни и газови) ще допринесат за значително намаляване на технологичните загуби по цялата верига на производство, пренос, разпределение и потребление на електрическа енергия в Република България. От своя страна, намаляването на електроенергийните загуби води до значително спестяване на количества въглероден диоксид, които в противен случай биха били емитирани в атмосферата при производството на електрическа енергия за компенсиране на същите загуби. На годишна база, при реализацията на предвидените инвестиционни проекти, се предвижда да бъдат спестени емисии от порядъка на 2.5 милиона тона CO₂.

Основните инструменти на Националния план за инвестиции – регулаторни, икономически, финансови, информационни – отчитат особеностите на българската икономика, социалните условия, наличните ресурси и технологии.

Инвестициите, включени в националния план за инвестиции, трябва да отговарят на определени принципи, утвърдени от страна на Комисията, както следва:

- Инвестициите пряко или непряко допринасят за икономически по-ефективен начин на понижаване на емисиите на парникови газове (инвестиции в мрежи и помощни услуги);
- Инвестициите да са взаимно съвместими и да са съвместими с други съответстващи правни разпоредби на Съюза. Не трябва нито да засилват доминантното положение, нито необосновано да нарушават стопанската конкуренция и търговията на вътрешния пазар, а ако е възможно да подсилват стопанската конкуренция на вътрешния пазар с електрическа енергия;
- Инвестициите трябва да допълват инвестициите, които страните членки трябва да извършат, за да изпълнят други цели или правни изисквания, произтичащи от правото на Съюза. Същевременно трябва да става въпрос за инвестиции, които са необходими за задоволяване на растящото предлагане и търсене на електрическа енергия;
- Инвестициите трябва да спомагат за диверсификацията и намаляване на въглеродната интензивност на електроенергийния микс и на използваните в електропроизводството енергийни източници;
- Инвестициите трябва да бъдат икономически жизнеспособни и без безплатно разпределените квоти, когато преходното разпределяне на тези квоти завърши, с изключение на специалните предварително определени възникващи технологии, които постоянно се намират в демонстрационна фаза и които са специфицирани в приложение III от Съобщение 2011/С 99/03.

Националният план за инвестиции отговаря на всички посочени принципи. Той съдържа проекти, водещи към понижаване на емисиите от парникови газове. Планът като цяло представлява съвкупност от мероприятия, чиято реализация ще доведе до по-голяма диверсификация на източниците в Република България, чрез използването на други източници, чрез повишаване на ефективността и понижаване на собственото потребление. Инвестициите са взаимно съвместими и не противоречат на българското и европейското право. Безплатното разпределение на квоти за производство на електрическа енергия е обусловено от тези инвестиции, така че да е съобразено с член 10в от изменението на Директива 2009/29/ЕО.

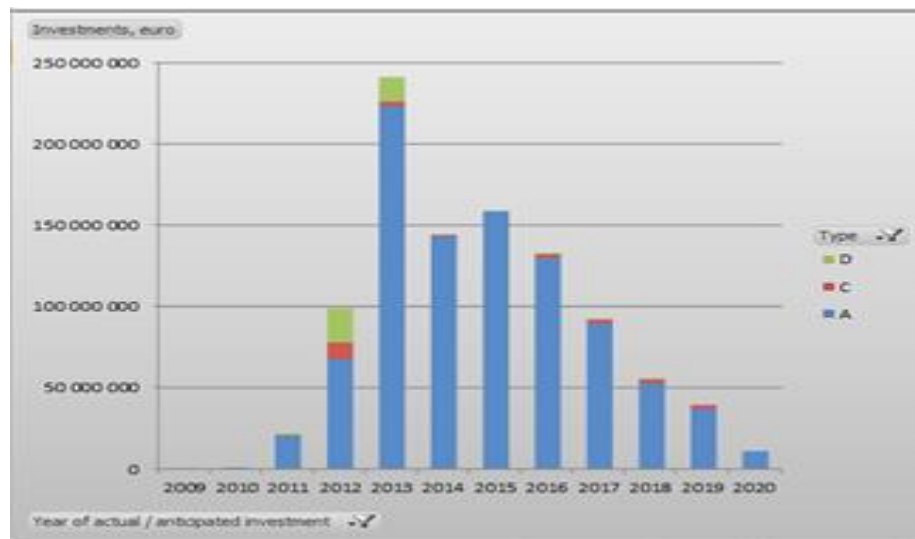
Тъй като инвестициите и безплатните квоти отговарят на всички условия и са в съответствие с европейското право, което ги разрешава, се приема, че не се нарушават нито стопанската конкуренция, нито търговията на вътрешния пазар. Инвестициите не подсилват нечие доминантно положение, както подробно е описано в анализа на пазара и регулаторната рамка в страната. Инвестициите няма да доведат до никакво или само до минимално увеличение на производството на електрическа енергия. В редица случаи при строителството на нови източници на енергия същевременно настъпва и спиране на стари производствени мощности. България не гледа на възможността за безплатно разпределяне на квоти като инструмент за изпълнение на други цели или правни изисквания, произтичащи от правото на ЕС - главната цел е понижаването на въглеродната интензивност на електроенергийния сектор. Другите цели (напр. понижаване на емисиите от парникови газове, повишаване на дела на ВЕИ (възобновяеми енергийни източници) при производството на енергия) Република България изпълнява или ще изпълнява благодарение на други мерки и ще осигури да не настъпи двойно включване на инвестициите. Инвестициите водят към снижаване на зависимостта от въглищата и към диверсификация на източниците чрез реконструкция, модернизация и развитие на електропреносната, газопреносната и електроразпределителните мрежи. Проектите имат планиран дълъг живот, който ще продължи и след приключване на безплатното разпределение на квоти за производство на електрическа енергия. При икономическата оценка на инвестициите, операторите вземат предвид този факт и по никакъв начин не са мотивирани за реализирането, при нормални условия, на нерентабилни инвестиции. Националният план предвижда закриване на някои нискоефективни топлоелектрически централи - изгарящи въглища, увеличаване на производството на енергия с ниски емисии от природен газ и от възобновяеми източници, както и по-разнообразен енергиен микс.

Общия брой на операторите включени в НПИ е 27, от които:

- Теплофикационни централи – 11 броя, като от „Топлофикация София“ – ЕАД в НПИ са включени за реализация инвестиционни проекти в ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София – изток“;
- Базови кондензационни централи – 7 броя;
- Заводски централи – 4 броя;
- Оператори на електропреносни и електроразпределителни мрежи – 4 броя;
- „Булгартрансгаз“ – ЕАД – оператор на националната газопреносна мрежа.

Проектите, включени в националния план за инвестиции, са показани във Фигура 6.

Фигура 6: Обем на инвестициите по години и по видове



A – реконструкция и модернизация на инфраструктура

C – чисти технологии

D – разнообразяване на енергийния микс

На основание изискванията на член 4, ал. 2, т. 18г и на член 75, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката посл. изм. и доп., ДВ бр. 41 от 21.05.2019 г., Министерът на икономиката и енергетиката чрез специализираната администрация на Министерството на икономиката и енергетиката (МИЕ) организира изпълнението на НПИ, провежда текущ контрол върху изпълнението на НПИ и извършва оценяване на напредъка и съответствието на инвестициите с изискванията, формулирани в Директива 2003/87/ЕО и в Съобщение на ЕК 2011/С 99/03. От друга страна, Министерът на икономиката и енергетиката представя на ЕК считано от 2014 г., ежегодно до 31 януари, обобщен доклад за изпълнението на НПИ изготвен на базата на докладите на енергийните предприятия, за които възникват задължения – произтичащи от тяхното участие в този План.

В тази връзка, е необходимо всички оператори включени в НПИ ежегодно през месец януари да представят в МИЕ информация за степента на изпълнение през предходната година на техните инвестиционни проекти включени в НПИ.

Исканата информация за всеки проект е необходимо да съдържа:

- годишен отчет за степента на реализация на проекта;
- годишен финансов отчет за извършената инвестиция;

В случай на наличие на изпълнен към 31 декември на предходната година инвестиционен проект, се представят:

- официален документ, издаден от независим външен финансов одитор, удостоверяващ естеството и предмета на инвестицията и точната използвана сума за нейното изпълнение;

- официален документ, издаден от независим външен одитор, съответстващ на изискванията на Наредбата за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на операторите на въздухоплавателни средства (приета с ПМС № 298 от 13.12.2010 г., обн., ДВ, бр. 99 от 17.12.2010 г., в сила от 17.12.2010 г.), удостоверяващ верификацията на спестените емисии на парникови газове в резултат от изпълнението на проекта.
- Последното изискване обосновава и необходимостта от разработване на прогнозен емисионен фактор до 2020 година, който да се ползва за определяне на спестените емисии.

Изпълнението на Националния план за инвестиции ще спомогне и за изпълнение на задължителната национална цел за дял на възобновяемата енергия в крайното потребление на енергия.

III. Методология за изчисление на въглеродния емисионен фактор

Предвижда се да се изчисли комбинираната пределна стойност на емисионния фактор на електрическата мрежа на Република България. Тази комбинирана пределна стойност се получава чрез събиране в различни съотношения на оперативната пределна стойност и пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи.

Оперативната пределна стойност на емисионния фактор има за цел да покаже какъв е емисионния фактор на групата от електроцентрали, които биха били засегнати от електропроизводство от един нов проект „Съвместно изпълнение“ в същата електроенергийна мрежа. Оценката се прави за изминал период на базата на всички електроцентрали, които са произвеждали електроенергия в зададения период.

Пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи показва какъв е емисионния фактор на групата централи, чието бъдещо построяване и пускане в експлоатация ще бъде засегнато от пускането в експлоатация на един нов проект „Съвместно изпълнение“. Оценката се прави за изминал период на базата на последните построени и пуснати в експлоатация централи в същата електроенергийна мрежа.

Съотношението между оперативната и пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи в комбинирания емисионен фактор се определя на базата на вида на проекта, който се въвежда. Например за вятърни електроцентрали се препоръчва използването на съотношение 3:1 между оперативната пределна стойност на емисионния фактор и пределната стойност на нововъведените централи. Препоръчителни съотношения за различни типове проекти ще бъдат представени в приложение към проектната документация.

В изчислението на емисионния фактор ще бъде аргументирано използването или изключването на данни за електропроизводство от централи, които не са свързани към електропреносната мрежа. За да бъдат включени в изчисленията, производството от централи несвързани към електропреносната мрежа трябва да надвишава 10% от общото.

Процедура по определяне на базовата линия на емисионния фактор на електрическата мрежа:

1. Определяне границите на електроенергийната мрежа и включените в нея централи;
2. Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления;
3. Избор на метод за изчисление на оперативната пределна стойност на емисионния фактор;
4. Изчисляване на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа;
5. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи;
6. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи;
7. Изчисление на комбиниания емисионен фактор на мрежата.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор се взема предвид цялото количество произведена електроенергия в страната, както и внос. Вносната електроенергия се включва в общата оценка на оперативната пределна стойност на емисионния фактор с 0 kg CO₂/MWh. Електроенергията, която е произведена в страната и след това е изнесена, по същество се отчита в емисионния фактор чрез използваните за производството ѝ горива.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор, както и на пределния емисионен фактор на нововъведените електроцентрали, се отчита действието на централите с ниска себестойност на произведената енергия, които по икономическите принципи трябва да бъдат в режим на производство във възможно най-дълъг период от време. Тези централи биват изключени от изчисленията, точно поради факта, че тяхното производство няма как да бъде заместено от нововъведени електроцентрали по икономически целесъобразни критерии.

1. Методи за изчисление на оперативния въглеродния емисионен фактор на електроенергийната мрежа на Република България

Методи за изчисление на оперативния пределен емисионен фактор:

- Прост метод:

Изчислява се като средно-претеглената стойност на емисии на еквивалент на въглероден диоксид на единица енергия (kg CO₂/MWh). В изчисленията се включват всички електроцентрали, свързани към електропреносната мрежа, с изключение на нискосебестойностните такива.

Изчислението се прави на базата на нетно количество електроенергия, произведено от блок на електроцентрала, както и на емисиите на парникови газове за производството на това количество енергия от този конкретен блок на електроцентралата. Тогава когато не може да се разграничат количествата произведена енергия в различни блокове на една и съща електроцентрала, оценката може да се направи общо за електроцентралата. Формулата, която се използва за изчисление по този метод е следната:

Уравнение 1: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост метод

$$EF_{grid,y,simpleOM} = \frac{\sum_{m,y}(EG_{m,y} * EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,simpleOM}$ – емисионен фактор на мрежата

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y ,

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

Уравнение 2: Емисионен фактор на блок m и година y по прост метод

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,m,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,m,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

- Прост адаптиран метод:

Този метод е адаптиран спрямо простия метод, в който се изключват нискосебестойностните централи. Както при опростения метод, се използва същата формула, единствено разширена с параметъра α , даващ процента от времето през годината, когато нискосебестойностните централи работят като пределни централи.

Уравнение 3: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост адаптиран метод

$$EF_{grid,y,adj.OM} = (1 - \alpha_y) * \frac{\sum_m (EG_{m,y} * EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}} + \alpha_y * \frac{\sum_k (EG_{k,y} * EF_{EL,k,y})}{\sum_k EG_{k,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,adj.OM}$ – емисионен фактор на мрежата

α_y - процент от времето през годината y , когато нискосебестойностните централи работят като пределни централи

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EG_{k,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок k и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$EF_{EL,k,y}$ – емисионен фактор на блок k и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

k – брой най-малки единици на производство на електроенергия в нискосебестойности централи

y – година на измерването/изчисленията

Уравнение 4: Емисионен фактор на блок t и година y по прост адаптиран метод

$$EF_{EL,t,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,t,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,t,y}$ – емисионен фактор на блок t и година y

$FC_{i,t,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок t през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок t и година y

t – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

Уравнение 5: Емисионен фактор на блок t и година y с нискосебестойности централи

$$EF_{EL,k,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,k,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y})}{\sum_k EG_{k,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,k,y}$ – емисионен фактор на блок t и година y

$FC_{i,k,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок t през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{k,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок t и година y

k – брой най-малки единици на производство на електроенергия в нискосебестойности централи

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

α_y се изчислява по следния начин:

- Събират се хронологични данни за всички централи и блокове на централи за цялата година (8760 или 8784 часа), която се изследва. Прави се графика на нетното производство на системата за цялата година на часова база. Самите данни се подреждат в низходящ ред на електрическото производство/товар – вж. графиката.
- Изчислява се нетното производство на електроенергия от нискоसेбестойностните централи.
- В графиката от стъпка 1 се поставя линия, площта под която (защрихованата площ на графиката) е равна на годишното електропроизводство на нискосебестойностните централи за съответната година на изчисление.
- Броят часове (x) надясно от пресечната точка между линията от предната стъпка и товарната крива определят продължителността на времето през годината, когато нискосебестойностните централи работят на предела. Ако двете линии не се пресичат, тогава може да се заключи, че нискосебестойностните централи не са работили на предела си.
- α_y се изчислява като x /броя часове през съответната година (8760 или 8784 – за високосна година).

Фигура 7: Определяне на броя часове от годината, когато централите работят на предела



Изчисление на пределния въглероден фактор на нововъведените електроцентрали в електроенергийната мрежа на Република България

Пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи показва какъв е емисионния фактор на групата централи, чието бъдещо построяване и въвеждане в

експлоатация ще бъде засегнато от пускането в експлоатация на един нов проект „Съвместно изпълнение“.

Оценката се прави за изминал период на базата на последните построени и въведени в експлоатация централи в същата електроенергийна мрежа.

Изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи се прави по следната методология, описана в стъпките по-долу.

В групата централи, които се използват за анализа и изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи:

- Могат да се включват както изцяло нови централи, така и рехабилитирани и модернизирани блокове на стари централи;
- Към микса от централи и блокове на централи, които да определят пределния емисионен фактор на нововъведените централи не трябва да се включват нови блокове към централи, чиито стари мощности продължават да работят;
- Не могат да се включват централи, които са участници в проекти „Съвместно изпълнение“.

Процедура за определяне на централите, влизащи в групата на нововъведените електроцентрали за целите на изчислението на базовия емисионен фактор на мрежата:

1. Идентифицират се петте блокове на електроцентрали или електроцентрали, изключвайки проектите Съвместно изпълнение, които са започнали да произвеждат електроенергия най-скоро. Изчислява се нетно генерирано количество електроенергия за съответната година.
2. Определя се общото производство на електроенергия за дадената електроенергийна мрежа. Изключват се всички електроцентрали, реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. От така създадената група от електроцентрали се идентифицира групата от блокове на електроцентрали и електроцентрали, които са започнали да произвеждат електричество най-скоро и които общо произвеждат най-малко двадесет процента от общото количество електроенергия (изключвайки проектите СИ) за съответната година в съответната електроенергийна мрежа.
3. За по-нататъшните изчисления се избира измежду групите определени в точка 1 и точка 2. Групата, която има по-голямо електропроизводство през съответната година, се използва в следващите изчисления. Ако никой от блоковете от избраната група не е започнал производство преди повече от 10 години от годината на анализа, следващите точки се пренебрегват. Ако някой от блоковете е започнал работа повече от 10 години преди годината на анализа, тогава се пристъпва към следващите точки от процедурата.
4. От групата избрана в предната точка се изключват блоковете, започнали производство 10 години или повече преди годината на анализа. Към така направената група се прибавят проектите „Съвместно изпълнение“, стартирайки с тези които са започнали производство най-скоро. Прибавянето се прави, докато произведената електроенергия на групата не нарасне до 20 процента. Ако новата група достигне 20 процента електропроизводство, тогава това количество електроенергия се използва за по-нататъшните сметки.
5. Ако и след прибавянето на централите по проекти „Съвместно изпълнение“ електропроизводството на групата не достига 20% от общото за електроенергийната

мрежа, тогава се прибавят и блокове и електроцентрали, които са започнали производство повече от 10 години преди годината на анализа. Това се прави, докато не се достигнат 20% електропроизводство като част от общото за електроенергийната мрежа.

6. За целите на изчислението се използва резултатът от точка 3, 4 или 5 в този ред на приоритетност.

- Изчисление на пределния емисионен фактор на нововъведените електроцентрали

Пределният емисионен фактор на нововъведените централи представлява средно-претеглената стойност на емисии на еквивалент на въглероден диоксид на единица енергия (kg CO₂/MWh) на всички блокове или централи, включени в групата определена по-горе. В изчисленията се включват всички електроцентрали, свързани към електропреносната мрежа, с изключение на нискосебестойностните такива.

Изчислението му се прави по следната формула:

Уравнение 6: Пределен емисионен фактор на нововъведените централи

$$EF_{grid,y,VM} = \frac{\sum_{m,y}(EG_{m,y}*EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,VM}$ – емисионен фактор на мрежата

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y ,

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

За калкулирането на емисионните фактори на блоковете за съответните години се използва следната формула:

Уравнение 7: Емисионен фактор на блок m и година y

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i(FC_{i,m,y}*NCV_{i,y}*EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,m,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO_2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част
7	ТЕЦ "Ей и Ес-3С Марица-изток 1" ООД
Общо ТЕЦ	
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД
Общо АЕЦ	
9	"Топлофикация София" ЕАД
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД
13	"Топлофикация Перник" ЕАД
14	"Топлофикация Русе" ЕАД
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД
18	"Далкия Варна" ЕАД
19	"Топлофикация Враца" ЕАД
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД
21	"Топлофикация Разград" ЕАД
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД
Общо ТФЕЦ	
23	"Брикел" ЕАД
24	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД
25	"Скът" ЕООД
26	"Девен" АД

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

27	"Свилоза" АД
28	"Свилоцел" ЕАД
29	"Видахим" АД
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив
32	"Биовет" АД гр. Пещера
33	"Алт Ко" АД
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД
35	"Зебра" АД
36	"Овердрайв" АД
37	"Софиягаз" ЕАД
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол
39	МБАЛ -Търговище АД
40	ЧЗП "Румяна Величкова"
41	"Декотекс" АД
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич" ООД
43	"Когрийн" ООД
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД
46	"Оранжерии Гимел " ЕООД
47	"Доверие Енергетика" АД
Общо ЗТФЕЦ	
ВИ	
Ел. енергия от ВИ, постъпила в електропрен. мрежа	
Системорегулиращи ВЕЦ	
ВЕЦ	
От ВяЦ	
От ФЕЦ	
От БЕЦ	
Ел. енергия от ВИ, от производители, присъединени към разпр. мрежа	
в т.ч. От ВЕЦ	
От ВяЦ	

	От ФТЕЦ
	От БЕЦ
	От Ц на биогаз
	ПАВЕЦ в генераторен режим

Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления

Електроенергийната система на Република България се състои от една единствена интегрирана електроснабдителна мрежа. Това означава, че няма електроцентрали, които да са свързани само с локални, обособени, електроснабдителни мрежи.

Единствените генериращи мощности, които може да са обособени в битови мрежи, с цел да доставят захранване на един или няколко битови потребители, представляват пренебрежимо малки мощности на фона на количествата електроенергия доставена на потребителите, включени в конвенционалната електроенергийна система.

Като електроцентрали, несвързани с основната електроснабдителна мрежа на страната, могат да се определят тези мощности, които са свързани със своите потребители посредством специално предназначена за това мрежа, към която не е свързана друга централа. За да се определи като несвързана към основната мрежа, дадената централа не трябва да има възможност да подава електричество към основната мрежа.

Във връзка с тези дефиниции за несвързана централа нито една от по-големите централи не отговаря на изискванията в дефиницията. В тази връзка може да се каже, че общото количество електроенергия, произведено в страната от несвързани централи, е много по-малко от 10%. Поради това, несвързаните към основната електроснабдителна мрежа на страната електроцентрали няма да бъдат включвани в анализа.

2. Избор на метод за изчисление на оперативната стойност на емисионния фактор

Двата метода за изчисляване на оперативния емисионен фактор на мрежата са представени в предната глава. Най-общо разликата между Простия и Простия адаптиран метод може да се дефинира с различните изходни данни, които могат да бъдат събрани и използвани за изчислението. За прилагането на Простия адаптиран метод са нужни **почасови исторически данни за диспечираните количества електроенергия за период от три години**. В момента на събиране на данните за настоящия доклад стана ясно, че е невъзможно да бъдат събрани данни с такава честота за последните три изминали години, а само за последната. Поради тази

причина изборът на Простия метод за изчисление на оперативния емисионен фактор е предопределен.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор по Простия метод се отчита действието на централите с ниска себестойност на произведената енергия, които по икономическите принципи трябва да бъдат в режим на производство във възможно най-дълъг период от време. С други думи, това са централите, които произвеждат електроенергия и биват диспечирани независимо от дневния или сезонния товар на мрежата.

От това определение следва, че всички АЕЦ, ВЕЦ, ПАВЕЦ (в режим на производство), ФТЕЦ, ВяЕЦ трябва да бъдат изключени от изчислението на оперативния емисионен фактор на мрежата, тъй като те не биха били заместени в срока на техния оперативен живот.

Освен гореизброените централи, в списъка на изключените от изчисленията на оперативния емисионен фактор на мрежата централи трябва да бъдат записани централите, работещи с гориво биомаса (БЕЦ), както и ТЕЦ с ниска себестойност на произведената електроенергия.

3. Изчисляване на пределния оперативен емисионен фактор на електроенергийната мрежа

Първата стъпка за изчисление на оперативния емисионен фактор на мрежата е определянето на списъка от централи, чиито производство и емисии на парникови газове да бъдат включени в калкулацията. Както беше описано в предната точка от настоящия доклад, от списъка с всички електроцентрали, свързани към мрежата, следва да бъдат изключени АЕЦ, ВЕЦ, ПАВЕЦ, ФТЕЦ, ВяЕЦ и БЕЦ.

От даденото разделение по-горе в документа става ясно, че списъкът на централите е сведен до ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ.

Измежду тях няма такива централи, които да са с толкова ниска себестойност на произведената електроенергия, че да бъдат диспечирани без оглед на дневните или сезонни товари на мрежата.

Оперативният емисионен фактор на мрежата ще бъде базиран на използваните горива, произведено нетно количество електроенергия и емисионни фактори на съответните горива за последните три пълни години за централите, посочени в таблицата по-долу.

Таблица 13: Списък на електроцентралите по групи – ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ

Централа	
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част
7	ТЕЦ "Ей и Ес-ЗС Марица-изток 1" ООД
Общо ТЕЦ	
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД
Общо АЕЦ	
9	"Топлофикация София" ЕАД
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД
13	"Топлофикация Перник" ЕАД
14	"Топлофикация Русе" ЕАД
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД
18	"Далкия Варна" ЕАД
19	"Топлофикация Враца" ЕАД
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД
21	"Топлофикация Разград" ЕАД
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД
Общо ТФЕЦ	
23	"Брикел" ЕАД
24	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД
25	"Скът" ЕООД
26	"Девен" АД
27	"Свилоса" АД
28	"Свилоцел" ЕАД
29	"Видахим" АД
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив
32	"Биовет" АД гр. Пещера
33	"Алт Ко" АД
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

35	"Зебра" АД
36	"Овердрайв" АД
37	"Софиягаз" ЕАД
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол
39	МБАЛ -Търговище АД
40	ЧЗП "Румяна Величкова"
41	"Декотекс" АД
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич" ООД
43	"Когрийн" ООД
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД
46	"Оранжерии Гимел " ЕООД
47	"Доверие Енергетика" АД

Историческите данни за горивата и централите са дадени в таблица в Приложението към настоящия документ.

Обобщението на резултатите за оперативния емисионен фактор е дадено в следващата таблица. Като крайна стойност на оперативния емисионен фактор за периода 2011 – 2013 г. се получава 1.184 t/MWh нетна произведена електроенергия.

Таблица 14: Обобщени резултати за пределния оперативен емисионен фактор

Група централи	Нетно производство, ГВтч	Общо емисии на ПГ, т CO ₂	Емисионен фактор т CO ₂ /МВтч
ТЕЦ	49,821.7	63,923,978.4	1.283
ТФЕЦ	6,452.6	3,423,654.7	0.531
ЗТФЕЦ	3,613.3	2,606,479.9	0.721
Общо	59,887.6	69,954,113.0	1.168

Обяснителни бележки към изчисленията:

- Емисионните фактори на използваните горива са взети от годишните верификационни доклади на операторите за съответните години, с включен коефициент на окисление. - Данните за използваните от ТФЕЦ и ЗТФЕЦ горива в таблицата не са пълните количества горива, които са били използвани от централите, а само количествата, които са били

нужни за производство на електрическата енергия – в случаите, когато такива централи работят в режим на когенерация на топлинна и електрическа енергия.

- Данните за използваните от ТФЕЦ и ЗТФЕЦ горива в таблицата не са пълните количества горива, които са били използвани от централите, а само количествата, които са били нужни за производство на електрическата енергия – в случаите, когато такива централи работят в режим на когенерация на топлинна и електрическа енергия.
- Съотнасянето на използваните горива към производство на топлинна и към производство на електрическа енергия е по данни на МИЕ и не е обект на анализ в настоящия документ.
- Изчислението се прави за последните три завършени години, за които са достъпни данните. Самото осредняване и изчисляване на коефициента се прави на базата на събиране на нетните количества енергия за всички централи от дадения микс и на сумираните емисии на парникови газове за трите години. С други думи, изчислението не се прави като осредняване на годишни оперативни емисионни фактори.
- ВЕИ централите биват изключени от изчислението на оперативния емисионен фактор, тъй като НЕК или ЕРД, към което е свързана съответната централа имат задължение да изкупуват цялото количество произведена електроенергия. Затова може да се каже, че диспечерирането на ВЕИ централите не зависи по никакъв начин от дневния или сезонния товар на мрежата. Поради това биват включени в групата на нискосебестойностните/работещи по задължение централи, където също влиза и АЕЦ, но поради ниската себестойност на произведената електроенергия.

4. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи

В настоящата точка ще бъдат описани стъпките, извършени за изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи.

Извършените изчисления ще бъдат базирани на информацията за последната година, за която има пълна информация относно генерираните количества електроенергия и използваните за това горива. В случая последната година, за която има пълен набор от данни за горивата, емисионните им фактори и произведените количества енергия е 2013г.

Този емисионен фактор определя средно претегления емисионен фактор на най-скоро въведените в експлоатация централи. Построяването и пускането на нови централи в електроенергийната мрежа има отношение към доскорошните нови мощности, тъй като тези нови мощности имат свойството да заместват части от работните капацитети на някои от предшестващите нови мощности. Колкото разликата между емисионния фактор на проектната нова централа и пределния емисионен фактор на нововъведените централи е по-голяма, толкова повече ще бъдат и спестените емисии.

Процедура за определяне на централите, влизащи в групата на нововъведените електроцентрали за целите на изчислението на базовия емисионен фактор на мрежата:

1. Идентифицират се петте модернизиращи блокове на електроцентрали или нови електроцентрали, изключвайки проектите Съвместно изпълнение, които са започнали да произвеждат електроенергия най-скоро. Изчислява се нетното генерирано количество електроенергия за съответната година.

Като първа стъпка от изпълнението на процедурата се определя списъка на абсолютно всички централи към края на 2016г. (последната година, за която има пълна информация), свързани към електроснабдителната мрежа на Република България. Данните са събрани от два източника:

- таблици за производството на електроенергия и използваните горива – предоставени съвместно от Министерство на икономиката и енергетиката и Министерство на околната среда и водите;
- таблици за производството на електроенергия от ВЕИ и когенерационни централи и издадените гаранции за произход – публично достъпни на страницата на Агенцията за устойчиво енергийно развитие. <http://www.seea.government.bg/bg/registers/register-garancii>

Съответните таблици могат да бъдат намерени като приложения към настоящия доклад.

Тъй като в първия набор от таблици за производството на електроенергия и използваните горива не е налична информацията за модернизацията и рехабилитацията на блокове на големите ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ, такава е предоставена от МОСВ. Конкретните решения и дати за въвеждане в експлоатация са публично достъпни на сайта на Дирекцията за национален строителен контрол.

Последните 5 електроцентрали въведени в експлоатация преди края на 2016 г. са следните:

Таблица 15: Списък на последните пет електроцентрали, въведени в експлоатация преди края на 2016г.

Произв. 2013г., MWh	Име на централа	Община	Населено място	Инсталирана Мощност, MW	Дата на въвеждане в експлоатация
26	МВЕЦ "Маверик - Гурково"	Гурково	Гурково	0.337	19.11.2013
2	ФТЕЦ "Боборази"	Радомир	с. Боборази	0.03	29.11.2013
110	БиоЕЦ "Сливата"	Лом	с. Сливата	1.499	13.12.2013
2	ФТЕЦ "Сън Шайн - Братя Даскалови"	Братя Даскалови	с. Братя Даскалови	0.065	9.12.2013
8	ФТЕЦ "Велики Преслав"	Велики Преслав	Велики Преслав	0.14711	4.11.2013
148	Общо				

В горния списък не влизат централи, които са реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. Списъкът на всички проекти СИ, реализирани в Република България е даден в таблицата по-долу. Източникът на информацията е UNFCCC, където съответните проекти биват регистрирани.

https://ji.unfccc.int/JI_Parties/DB/5EH2UF1UOGCEO6HKKAKY8PHE4I9WX6/viewDFP

Таблица 16: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение в България от UNFCCC

ITL Project ID	Title	Location
BG1000149	Pernik District Heating project	Region of Sofia, City of Pernik
BG1000150	Reduction of Greenhouse gas by gasification of the towns of Veliko Turnovo, Gorna Oryahovitsa and Lyaskovets	Cities of Veliko Tarnovo, Gorna Oryahovitsa and Lyaskovets
BG1000151	Reduction of Greenhouse gases by gasification of Sofia municipality	Sofia Municipality
BG1000152	Reduction of Greenhouse Gases by Gasification in the Varna municipality	Varna Municipality
BG1000153	New cogeneration power station for combined production of heat and electricity in District Heating Bourgas, Bulgaria	Bourgas city, "Lozovo", North Industrial Area, P.B.O. 642, 8000 Bourgas
BG1000154	Nitrous Oxide Reduction at Agropolychim Fertilizer Plant	Region of Varna, City of Devnya
BG1000155	Kaliakra Wind power project	Municipality of Kavarna, Bulgarevo Village
BG1000158	Bulgarian Small Hydro Power Plant (SHPP) Portfolio	Sofia Region, Blagoevgrad and Plovdiv
BG1000159	Sofia District Heating Project	Region of Sofia, Sofia city, 1680 Sofia, Bulgaria
BG1000163	Svilosa Biomass Project	Svilosa AD, located in Svishtov city, on the river Danube in northern Bulgaria
BG1000164	Co-generation Gas Power Station Biovet	Peshtera city, 39, Petar Rakov Str
BG1000166	"Methane gas Capture and Electricity Production at Kubratovo Wastewater Treatment, Sofia Bulgaria	Sofia district, Kubratovo area, 1 BPS Building 2A, 1715 Sofia
BG1000167	Portfolio of new cogeneration power stations for combined production of heat and electricity in District Heating Company Pleven and District Heating Company Veliko Tarnovo, Bulgaria	Miziya, Northern Bulgaria, Pleven city, Veliko Tarnovo city,
BG1000172	Sunflower and rape seed – bio diesel fuel production and use for transportation in Bulgaria	City of Slivo pole, Rousse Region, Municipality of Slivo pole, northern Bulgaria
BG1000177	Energy efficiency investment programme at Svilocell Pulp Mill	Svishtov city, Svishtov 52 53
BG1000187	Bulgarian Energy Efficiency and renewable Energy portfolio project	Gorna Oryahovitsa, Novi Iskar, Gotse Delchev and Alfatar cities, villages Bojkovo and Hrabrino, Lesitchevo
BG1000192	Vacha Cascade Joint Implementation Project	District Smolyan, Devin city, Mihalkovo
BG1000207	Biomass and Energy Efficiency Project in paper factory Stambolijski	Stambolijski, Plovdiv region
BG1000208	Cogeneration gas power stations AKB Fores	Polimeri - Devnya, Varna region, Yambol - Burgas region, Kazanlak, Kostenets - Sofia region
BG1000209	Reduction of greenhouse gases by gasification of Burgas Municipality	Burgas
BG1000210	Small Hydro Power Station Potochnitsa	near Kardjali, at river Arda valley, south eastern Bulgaria
BG1000292	Emission Reduction of Nitrous Oxide in Nitric Acid Production at Neochim PLC	Dimitrovgrad, Region Haskovo
BG1000308	Biomass Steam Boiler at Vinprom Peshtera	Katunitsa Village, Plovdiv District

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

BG1000501	Reduction of Greenhouse gases by gasification in the Zapad Region of Bulgaria	Zapad Region of Bulgaria
BG2000012	0063. Sreden Iskar Cascade HPP Portfolio Project	Sreden Iskar

<https://www.moew.government.bg/bg/guvkavi-pazarni-mehanizmi/>

Таблица 17: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение на български

Идент.	Име на проекта на български
BG1000149	Рехабилитация на топлопреносната система в гр. Перник
BG1000150	Намаляване на парниковите газове чрез газификация на градовете Велико Търново, Горна Оряховица и Лясковец
BG1000151	Намаляване на парниковите газове чрез газификация на Столична община
BG1000152	Намаляване на парниковите газове чрез газификация в община Варна
BG1000153	Нова когенерационна централа за комбинирано производство на електро и топлоенергия в Топлофикация Бургас ЕАД
BG1000154	Намаляване емисиите от азотен оксид в Агрополихим АД, гр. Девня
BG1000155	Ветроенергиен парк Калиакра
BG1000158	Български малки водноелектрически централи (МВЕЦ) портфолио
BG1000159	Рехабилитация на топлофикационната система на гр. София
BG1000163	Оползотворяване на биомаса в Свилоза АД
BG1000164	Когенерационна газова централа Биовет
BG1000166	Улавяне на биогаз и производство на електроенергия от пречиствателна станция за отпадъчни води, Кубратово, София, България
BG1000167	Портфолио от нови когенерационни инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в Топлофикация Плевен и Топлофикация Велико Търново, България
BG1000172	Производство на биодизелово гориво от слънчогледови и рапични семена за транспорта в България
BG1000177	Инвестиционна програма за енергийна ефективност в завод за целулоза Свилоцел ЕАД
BG1000187	Българско портфолио за енергийна ефективност и възобновяема енергия
BG1000192	Проект „съвместно изпълнение“ Каскада Въча
BG1000207	Проект за биомаса и енергийна ефективност в завод за хартия Стамболийски
BG1000208	Когенерационна газова централа АКБ Форес ФИК
BG1000209	Намаляване на парниковите газове чрез газификация на община Бургас
BG1000210	Малка ВЕЦ Поточница
BG1000292	Намаляване емисиите на диазотен оксид при производството на азотна киселина в Неохим АД
BG1000308	Парен котел с изгаряне на биомаса във Винпром Пещера
BG1000501	„Намаляване на парниковите газове чрез газификация на регион „Запад“ в България“ – краен срок за коментари: 17 август 2012 г.
BG2000012	ВЕЦ Каскада Среден Искър

- Определя се общото производство на електроенергия за дадената електроенергийна мрежа. Изключват се всички електроцентрали, реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. От така създадената група от електроцентрали се идентифицира групата от блокове на електроцентрали и електроцентрали, които са започнали да произвеждат електричество най-скоро и които общо произвеждат най-малко двадесет процента от общото количество електроенергия (изключвайки проектите СИ) за съответната година в съответната електроенергийна мрежа.

Общото нетно количество произведена електроенергия за 2016 г. е 41 038 GWh, както е видно от Таблица 18.

Таблица 18: Електропроизводство и потребление на горива по централи за 2016г.

Централа		2016 г.		
		Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	8,217.5	1,180.9	7,036.6
2	"Контур Глобал Оперейшънс България" АД	4,148.8	542.3	3,606.5
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	42.1	4.3	37.8
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	2,237.3	273.8	1,963.5
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	0.0	0.0	0.0
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	19.7	2.0	17.7
7	ТЕЦ "Ей и Ес-ЗС Марица-изток 1" ООД	3,380.4	479.7	2,900.8
Общо ТЕЦ		18,045.8	2,483.0	15,562.8
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	15,775.8	843.4	14,932.5
Общо АЕЦ		15,775.8	843.4	14,932.5
9	"Топлофикация София" ЕАД	846.0	150.2	695.8
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	309.3	11.2	298.1
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД	290.8	20.1	270.7
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0
13	"Топлофикация Перник" ЕАД	275.6	72.7	202.9
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	291.3	54.5	236.8
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД	149.8	37.0	112.7
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД	5.2	0.0	5.1

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	0.0	0.0	0.0
18	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	58.3	1.7	56.5
19	"Топлофикация Враца" ЕАД	59.7	4.3	55.4
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД	105.5	6.1	99.4
21	"Топлофикация Разград" ЕАД	15.7	1.2	14.5
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.1	1.9	19.2
	Общо ТФЕЦ	2,428.2	361.0	2,067.2
23	"Брикел" ЕАД	558.4	171.8	386.7
24	"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	211.9	46.4	165.5
25	"З-Пауър" ООД	8.5	0.2	8.4
26	"Девен" АД	293.4	101.7	191.7
27	"ТЕЦ Свищов" АД	13.5	1.8	11.7
28	"Свилоцел" ЕАД	42.4	13.5	28.9
29	"Видахим" АД	0.0	0.0	0.0
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	6.9	2.3	4.6
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив	1.80	0.1	1.65
32	"Биовет" АД гр. Пещера	6.7	0.1	6.6
33	"Алт Ко" АД	0.00	0.0	0.000
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	3.55	0.0	3.55
35	"Зебра" АД	0.00	0.0	0.00
36	"Овердрайв" АД	0.91	0.0	0.91
37	"Софиягаз" ЕАД	0.00	0.0	0.00
38	"БЕЛЛА БЪЛГАРИЯ" АД	6.68	0.0	6.64
39	МБАЛ -Търговище АД	0.25	0.1	0.15
40	ЧЗП "Румяна Величкова"	9.11	0.6	8.50
41	"Декотекс" АД	0.00	0.00	0.00
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич" ООД	2.72	0.0	2.72
43	"Когрийн" ООД	29.58	1.3	28.25
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	32.79	0.0	32.79
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	19.24	0.0	19.24
46	"Оранжерии Гимел II " ЕООД	7.63	0.0	7.63

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

47	"Овергаз Мрежи" АД	1.14	0.0	1.13
48	"Доверие Енергетика" АД	0.00	0.0	0.00
	Общо ЗТФЕЦ	1,257.2	340.1	917.1
49	ВИ	6,534.4	35.8	6,498.6
	Ел. енергия от ВИ, постъпила в електропрен. мрежа	3,780.6	25.6	3,755.0
	Системорегулиращи ВЕЦ	2,023.7	20.0	2,003.7
	от ВЕЦ	560.0	5.5	554.4
	от ВяЦ	727.4	0.0	727.4
	от ФЕЦ	367.0	0.0	367.0
	от БЕЦ	102.5	0.0	102.5
	Ел. енергия от ВИ, от производители, присъединени към разпр. Мрежа в т.ч.	2,753.9	10.2	2,743.7
	от ВЕЦ	838.4	8.3	830.1
	от ВяЦ	699.3	0.0	699.3
	от ФТЕЦ	1025.4	0.0	1025.4
	от БЕЦ	72.2	0.7	71.5
	от Ц на биогаз	118.7	1.2	117.5
50	ПАВЕЦ в генераторен режим	1,070.4	10.6	1,059.8
	Брутно производство	45,112.0	4,073.9	41,038.1

Сумата на произведената електроенергия от всички проекти Съвместно изпълнение (въведени в експлоатация преди края на 2016 г.) е 1 518 GWh.

Таблица 19: Списък на проектите Съвместно изпълнение (за електропроизводство), въведени в експлоатация преди края на 2016г.

Произв. Ел. 2016г., MWh	Наименование	Община	Населено място	Инсталирана мощност, MW	Дата на въвеждане в експлоатация
65986	ВТЕЦ "Калиакра"	Каварна	с. Българево	35.0	26.5.2008
8589	МВЕЦ "Лесичово"	Лесичово	с. Лесичово	3.0	11.2.2005
7401	ВЕЦ "Тъмръш"	Родопи	с. Храбрино	5.0	21.12.2007
2437	МВЕЦ "Черна Места"	Якоруда	Якоруда	0.65	22.5.2007

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

2674	МВЕЦ "Бяла Места"	Якоруда	Якоруда	0.65	22.5.2007
17919	МВЕЦ "Лозята"	Родопи	с. Брестовица	5.0	27.9.2007
2792	МВЕЦ "Лозята 2"	Родопи	с. Брестовица	1.28	29.6.2010
11177	МВЕЦ "Лакатник"	Своге	с. Лакатник и с. Миланово	3.025	2.7.2008
13619	МВЕЦ "Свражен"	Своге	с. Лакатник и с. Миланово	3.5	16.5.2009
4995	МВЕЦ "Лесичово - Разширение"	Лесичово	с. Лесичово	1.245	9.8.2010
11186	МВЕЦ "Церово"	Своге	с. Церово и с. Желен	3	20.4.2012
41800	ТЕЦ "Монди Стамболийски"	Стамболийски	Стамболийски	17.2	23.4.2012
373	Пречиствателна станция "Кубратово"	Столична	с. Кубратово	3.189	10.6.2011
140347	ВЕЦ "Тешел"	Девин	0	60	1972
117261	ВЕЦ "Девин"	Девин	Девин	88	1984
186368	ВЕЦ "Цанков камък"	Девин	с. Михалково	86.3	1.1.2012
201216	ПАВЕЦ "Орфей"	Кричим	0	160	1975
213023	ВЕЦ "Кричим"	Кричим	Кричим	80	1973
4877	ВЕЦ "Прокопаник"	Своге	Землище на гр. Своге и с. Редина	3.25	10.6.2013
274	МВЕЦ "Оплетня"	Своге	с. Оплетня, с. Миланово, с. Лакатник	3	2.7.2013
362365	"Свилоза" АД				1.7.2011

Следователно цялото количество електроенергия произведена в ЕЕС минус електроенергията произведена от централи, реализирани като проекти СИ е равно на 39 520 GWh. 20% от това количество е 7 904 GWh.

Следващата стъпка е да се намери периода, в който в въведен микса от централи и блокове, произвели не по-малко от 20% от общото количество енергия (изключвайки

проектите Съвместно изпълнение) през 2016г. Периодът е между 2011г. и края на 2016г. В този период са въведени в експлоатация централи, които през 2016 г. са произвели 8 694 GWh. През 2011г. са пуснати в експлоатация два от рехабилитираните и модернизираните блокове на ТЕЦ Марица изток 2 – блок 6 и 8 (блок 6 не се взема предвид). Също така се взема предвид и пускането на ТЕЦ "Ей и Ес-ЗС Марица-изток 1". Таблицата със списъка от централи и тяхното производство за 2016 г. може да бъде намерена в приложенията към настоящия документ.

От така направения микс от централи, ВЕИ централите имат нулев емисионен фактор. По тази причина за изчислението на общото количество парникови емисии на микса ще бъдат нужни само емисиите на ПГ на ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ.

Таблица 20: Таблица за изчисление на емисиите на ПГ на нововъведените централи

Централа и блок	Мощност, MW/%	Обща мощност, MW/%	Общо производство, GWh	П-во на блока, GWh	ЕФ, kgCO ₂ e/MWh	Емисии на ПГ, tCO ₂ e
ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 5	232	1620	7036.6	1007.7	1336.069	1346378.068
ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 7	232	1620	7036.6	1007.7	1336.069	1346378.068
ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 8	232	1620	7036.6	1007.7	1336.069	1346378.068
ТЕЦ "Ей и Ес-ЗС Марица-изток 1" ООД	100%	100%	2900.8	2900.8	1228.711	3564195.473
"Топлофикация Перник" ЕАД**	100%	100%	202.9	202.9	1055.676	214209.8451
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	100%	100%	298.1	298.1	319.4378	95223.94507
"Свилоцел" ЕАД	100%	100%	28.9	28.9	0	0
"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	100%	100%	32.8	32.8	499.678	16385.28161
"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	100%	100%	19.2	19.2	511.6252	9846.102249
"Доверие Енергетика" АД	100%	100%	0.0	0.0	0	0

Допълнително е изчислен и приносът на всички нововъведени ВЕИ централи от началото на 2012г. за производството през 2016г. Направената таблица е много обширна (около 12 000 записа) и е приложена в електронния вариант на доклада. Така изчисленият принос на нововъведени ВЕИ централи е 2 188 GWh за 2016г.

Списъкът от конвенционални нововъведени и рехабилитирани централи от 2011г до 2016г. дава принос от 6 506 GWh произведени през 2016г. С това общият процент производство от нововъведени централи достига 22% и надскача исканите 20% поради големите дискретни стойности на най-старите рехабилитирани централи/блокове в списъка. Блок 8 на ТЕЦ Марица Изток 2 отговаря за последните 3% от цялостното производство.

Таблица 21: Изчисление на пределния емисионен фактор на нововъведените централи

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

Общо производство 2016г.	41,038.1
Производство СИ проекти 2016г.	1,518.0
ОП - СИ --> 2016г	39,520.1
20% от ОП-СИ	7,904.0
ВЕИ	2,188.4
ТЕЦ-ове	6,505.9
Общо нововъведени ТЕЦ и ВЕИ	8,694.3
Производство на избраните централи като процент от ОП-СИ	22%
Пределен емисионен фактор на нововъведените централи	913.1

По този начин се получава стойността на пределния емисионен фактор на нововъведените централи. Той е равен на 0.913 t CO₂/MWh.

* Произведеното количество електроенергия от ТЕЦ Марица изток 2 за 2016г. не е дадено по блокове на централата. От друга страна обаче методологията изисква изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи да се изчисли на базата и на рехабилитирани блокове от централи. Тъй като случаят с ТЕЦ Марица Изток 2 е точно такъв, за емисионен фактор на всеки един от блоковете се взема осредненият емисионен фактор на централата, а производството на централата се разпределя по блокове според номиналната мощност.

** Топлофикация Перник влиза в микса на нововъведените централи заради рехабилитацията на един от котлите в ТЕЦ-а и смяната на горивната база от въглища на природен газ. Тези дейности са приети за рехабилитация на блок от централата. За негов емисионен фактор се взема така изчисленият за 2016г.

3. За по-нататъшните изчисления се избира измежду групите определени в точка 1 и точка 2. Групата, която има по-голямо електропроизводство през съответната година, се използва в следващите изчисления. Ако никой от блоковете от избраната група не е започнал производство преди повече от 10 години от годината на анализа, следващите точки се пренебрегват. Ако някой от блоковете е започнал работа повече от 10 години преди годината на анализа, тогава се пристъпва към следващите точки от процедурата.

Групата по точка 1 (5-те най-наскоро въведени централи) има общо електропроизводство по-малко от 100 MWh, тъй като това са малки ВЕИ мощности (в приложена таблица в електронния формат на доклада).

Групата по точка 2 има общо електропроизводство от 8 694 GWh. Никой от блоковете/централите от групата по точка 2 не е бил въведен в експлоатация повече от 10 години преди края на годината, за която се прави анализът.

Поради тези причини, следващите точки от процедурата не се извършват.

4. От групата избрана в предната точка се изключват блоковете, започнали производство 10 години или повече преди годината на анализа. Към така направената група се прибавят проектите „Съвместно изпълнение“, стартирайки с тези които са започнали производство най-скоро. Прибавянето се прави, докато произведената електроенергия на групата не нарасне до 20 процента. Ако новата група достигне 20 процента електропроизводство, тогава това количество електроенергия се използва за по-нататъшните сметки.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

5. Ако и след прибавянето на централите по проекти „Съвместно изпълнение“ електропроизводството на групата не достига 20% от общото за електроенергийната мрежа, тогава се прибавят и блокове и електроцентрали, които са започнали производство повече от 10 години преди годината на анализа. Това се прави, докато не се достигнат 20% електропроизводство като част от общото за електроенергийната мрежа.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

6. За целите на изчислението се използва резултатът от точка 3, 4 или 5 в този ред на приоритетност.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

5. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи

Резултатите за емисионните фактори досега са следните:

- Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата = 1.168 t CO₂/MWh
- Пределен емисионен фактор на нововъведените централи = 0.913 t CO₂/MWh

За да се изчисли комбинирания пределен емисионен фактор на мрежата е нужно да се дадат тегла на горепосочените фактори.

За ВЕИ проекти, свързани с утилизация на енергия от вятър и слънцегреене, съответните фактори, които да се използват са 0.75 за оперативния фактор и 0.25 за фактора на нововъведените централи за първия кредитен период, както и за следващите такива.

За всички други проекти следва да се използват факторите 0.50 и 0.50 за оперативния фактор и за фактора на нововъведените централи за първия кредитен период, а за следващи кредитни периоди да се използва 0.25 за оперативния фактор и 0.75 за фактора на нововъведените централи.

Има възможност да се използват и алтернативни фактори, стига да са обосновани и сборът на пределния оперативен и пределния фактор на нововъведените централи да бъде равен на единица.

6. Изчисление на комбинирания емисионен фактор на мрежата

Комбинираните пределни емисионни фактори на мрежата, които се получават от стойностите в предните стъпки от изчислението са дадени в таблицата долу:

Таблица 22: Изчисление на комбинирания пределен емисионен фактор

Тегло на пред. оп. ф-р	Тегло на пред. ф-р на нов. централи	Комбиниран пределен фактор
0.75	0.25	1.104 t CO ₂ /MWh
0.50	0.50	1.041 t CO ₂ /MWh
0.25	0.75	0.977 t CO ₂ /MWh

7. Изчисление на средни референтни стойности на емисионния фактор на мрежата

Стойностите, дадени в тази част, показват какви са средните емисионни фактори на мрежата по типове централи, както и общо за цялата мрежа. Използваните данни за изчисленията са от три годишен исторически период, обхващащ 2014, 2015 и 2016г.

Таблица 23: Изчисление на референтните стойности на емисионния фактор на мрежата

Група централи	Нетно к-во ел. енергия, GWh	Общо емисии на ПГ, tCO ₂	Емисионен фактор, tCO ₂ /MWh
ТЕЦ	49,821.7	63,923,978.4	1283.054
ТФЕЦ	6,452.6	3,423,654.7	530.5857
ЗТФЕЦ	3,613.3	2,606,479.9	721.353
ВЕИ	21,603.1	0.0	0
АЕЦ	44,474.5	0.0	0
ПАВЕЦ	2,843.6	0.0	0
Общо	128,808.8	69,954,113.0	543.0849

8. Изчисление-прогноза за средната референтна стойност на емисионния фактор на електроенергийната мрежа за периода 2019-2025г.

В този раздел ще бъде изчислен средния емисионен фактор на мрежата за периода до 2025г. Тези калкулации са основани върху прогнозните производство и потребление по видове централи, направено в „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2019-2028г.“ и цитирани и по-нагоре в настоящия доклад.

В модела влизат всички предположения, залегнали в посочения план, както и следните предположения и допускания:

- В таблицата отдолу са дадени възможните нетни генерирани количества електроенергия за всяка една от по-големите централи, както и за групите централи по видове.
- Дадени са крайните резултати за изчисленията на аварийността на всички централи и тази аварийност се разпределя в съотношението на теглото на производството на дадената централа или група централи от общото производство.
- Използва се брутният капацитет за производство и от него се изваждат брутното потребление, брутната аварийност на централите, енергията за изпомпване на водата от ПАВЕЦ в акумулационен режим, за да се получи неоползотворения капацитет за производство.

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

- Този капацитет се използва за изчислението на фактор на натоварване на големите ТЕЦ-ове.
- Фактора на натоварване (оползотворяване) се изчислява само за ТЕЦ-овете, тъй като производството от АЕЦ е с най-ниска цена, ВЕИ централите са с приоритет при генериращи мощности, ТФЕЦ зависят от зимните натоварвания на мрежата, т.е. от нуждата от топлоенергия и следователно не са балансо-поддържащи, повечето заводски ТЕЦ-ове са частни и нуждите не се определят от общите нужди на системата. Видовете централи, които са най-замърсяващи, генериращи относително по-скъп ток и служещи за резерв за баланс на мрежата, са големите ТЕЦ. Затова и така изчисленият фактор на натоварването се прилага върху тяхното производство.

Таблица 24: Прогноза за производството и потреблението на електроенергия до 2025г.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	4,885,000	4,902,000	5,779,000	5,779,000	5,316,000	5,332,000	5,779,000
ТЕЦ "Марица изток 2"	12,694,000	12,686,000	12,646,000	12,643,000	12,643,000	12,732,000	12,708,000
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	7,409,000	7,431,000	7,409,000	7,409,000	7,409,000	7,431,000	7,409,000
ТЕЦ "Марица 3"	804,000	806,000	804,000	804,000	804,000	806,000	804,000
"Топлофикация Русе" - кондензационна част	884,000	887,000	884,000	884,000	884,000	887,000	884,000
ТЕЦ "Бобов дол"	4,583,000	4,596,000	4,583,000	4,583,000	4,583,000	4,596,000	4,583,000
ТЕЦ "Варна"	3,578,000	5,332,000	7,056,000	6,955,000	8,795,000	8,719,000	10,534,000
АЕЦ "Козлодуй"	16,068,000	16,509,000	16,458,000	16,458,000	16,458,000	16,509,000	16,458,000
Общо топлофикационни ЕЦ	2,470,000	2,495,000	2,520,000	2,545,000	2,570,000	2,595,000	2,620,000
Общо заводски ЕЦ	1,500,000	1,550,000	1,600,000	1,600,000	1,700,000	1,700,000	1,900,000
ВЕЦ и ПАВЕЦ (без оборотна вода)	3,654,000	3,636,000	3,619,000	3,601,000	3,584,000	3,566,000	3,637,000
Други ВЕИ, в т.ч.:	3,043,000	3,142,000	3,327,000	3,499,000	3,526,000	3,532,000	3,549,000
Електропроизводство на ПАВЕЦ от оборотна вода	641,000	650,000	676,000	693,000	711,000	728,000	746,000
Общо	62,213,000	64,622,000	67,361,000	67,453,000	68,983,000	69,133,000	71,611,000
Прогнозирано брутно електропотребление	39,370,000	39,560,000	39,730,000	39,890,000	40,040,000	40,170,000	40,300,000
Вероятностна брутна аварийност	1,983,000	2,080,000	2,205,000	2,200,000	2,269,000	2,273,000	2,382,000
Помпи ПАВЕЦ	915,000	940,000	965,000	990,000	1,015,000	1,040,000	1,065,000
Неоползотворен капацитет за производство	20,860,000	22,982,000	25,426,000	25,363,000	26,674,000	26,690,000	28,929,000
Общо ТЕЦ	34,837,000	36,640,000	39,161,000	39,057,000	40,434,000	40,503,000	42,701,000
Оползотворяване	0.40	0.37	0.35	0.35	0.34	0.34	0.32

- Емисионните фактори на ТЕЦ-овете са последните известни и изчислени в доклада, т.е. от 2016г. За ТЕЦ Варна, тъй като не съществува информация за използваните горива и изпуснатите емисии на ПГ, се използва средният емисионен фактор на всички ТЕЦ.

Таблица 25: Прогнозно изчисление на средния референтен емисионен фактор на мрежата

ЕФ'2016	Емисии на ПГ, kg CO ₂ e						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1228.7	2408172688	2245198752	2490447706	2489625240	2222831493	2234296486	2290137218
1336.1	6804570860	6318083784	5925937931	5922575560	5748451816	5801315437	5476022259
1250.9	3718418224	3465008690	3250572888	3249499392	3153964098	3170103960	2989124378

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

1453.8	468943665.4	436775323	409941935.8	409806553.2	397758239	399601647.4	376969683.8
1127.1	399731850.3	372647777.5	349438238.7	349322837.3	339052744.6	340931957.4	321332390.9
1315.8	2419410208	2254229341	2115003949	2114305472	2052144884	2062373286	1944890972
1293.8	1857312891	2571540119	3201879494	3155005322	3872390010	3847149095	4395657061
0.0	0	0	0	0	0	0	0
555.0	1370733980	1384607806	1398481632	1412355457	1426229283	1440103109	1453976935
759.5	1139267955	1177243553	1215219152	1215219152	1291170349	1291170349	1443072743
0.0	0	0	0	0	0	0	0
0.0	0	0	0	0	0	0	0
0.0	0	0	0	0	0	0	0
Изчислени емисии на ПГ по години	20586562321	20225335147	20356922926	20317714986	20503992917	20587045326	20691183640
Изчислено потребление по години	39370000	39560000	39730000	39890000	40040000	40170000	40300000
Емисионен фактор на ЕЕ мрежа	522.9	511.3	512.4	509.3	512.1	512.5	513.4

V. Използвана литература

1. Трети национален план за действие по изменение на климата за периода 2013-2020 г. София, май 2012 г., МОСВ с финансовата подкрепа на правителството на Норвегия чрез Норвежката програма за сътрудничество за икономически растеж и устойчиво развитие в България
 - Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. и нейната актуализация;
 - Национален план за инвестиции;
 - Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници;
 -
 - Стратегия за участието на България в Четвъртата индустриална революция;
 - Иновационна стратегия за интелигентна специализация;
 - Национален план за действие по енергийна ефективност 2014 – 2020 г.;
 - Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018 –2027 г.;
 - Национална стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България и План за действие (проект);
- 2.
3. Прогнозен гориво-енергиен баланс на Република България за периода до 2030 г. – за всяка година , и с хоризонт до 2050 година – през период от 5 години, Черноморски изследователски енергиен център, 2014 г.
4. Прогноза на електроенергийния баланс на Р България 2025, Лаборатория по оценка на риска, НБУ, 2014
5. План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2013 – 2022 г., ЕСО ЕАД, 2013.
6. Сулаков. С., Прогноза за развитието на електропотреблението в България до 2050 г. с отчитане на демографските промени и усъвършенстване на технологиите, World Energy Council, 2012.
7. Заявление за разпределение на безплатни квоти на емисии за периода 2013 г. до 2020 г. по чл.10 в от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, изменена с Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с оглед подобряване и разширяване на схемата за търговия с квоти за емисии на парникови газове на Общността Разработено от Министерство на икономиката, енергетиката и туризма, Септември 2011

8. Национален план за инвестиции, МЕ
9. Годишен доклад за Европейската комисия на Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), България, юли 2014 г
10. Схема на участниците на регулирания пазар, <http://www.novabulgaria.bg/>
11. Methodological “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (v4.0), UNFCCC
12. Издадени гаранции за произход на електрическа енергия за 2012, 2013 и 2014г., Агенция за устойчиво енергийно развитие
13. Публичен регистър на разрешенията за ползване, издадени от ДНСК, Дирекция за национален строителен контрол
14. Регистър на проектите Съвместно изпълнение в България, официална страница на UNFCCC

VI. Приложения

2. Производство на електрическа енергия в страната през 2014г.

Брутно производство на електрическа енергия в страната през 2014 г.

Централа		2014 г.					
		Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии на ПГ, т. CO ₂ e	Емисионен фактор на производство, кг. CO ₂ e/МВтч
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	8,803.4	1,261.8	7,541.6	3,285.3	10,078,993.5	1,336.5
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"	3,747.1	486.3	3,260.7	1,299.8	3,960,006.9	1,214.4
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	366.5	44.7	321.7	159.7	479,765.5	1,491.3
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	2,071.1	234.4	1,836.6	784.9	2,301,467.0	1,253.1
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	943.7	72.1	871.6	344.6	967,235.1	1,109.7
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	8.4	0.9	7.4	3.4	8,892.0	1,193.8
7	ТЕЦ "Ей и Ес-ЗС Марица-изток 1" ООД	2,761.9	383.4	2,378.5	915.7	2,912,669.6	1,224.6
Общо ТЕЦ		18,701.9	2,483.7	16,218.2	6,793.5	20,709,029.5	1,276.9
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	15,866.7	852.7	15,014.0	5,781.0	0.0	0.0
Общо АЕЦ		15,866.7	852.7	15,014.0	5,781.0	0.0	0.0
9	"Топлофикация София" ЕАД	972.2	158.3	813.9	210.8	341,136.7	419.1
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	274.2	10.7	263.5	52.8	84,924.5	322.3
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД	323.9	20.7	303.2	67.2	108,709.6	358.6
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	"Топлофикация Перник" ЕАД	327.8	74.9	252.8	151.4	3,782.6	15.0
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	457.2	66.6	390.6	189.4	478,821.7	1,226.0
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД	182.4	34.1	148.2	62.9	298.5	2.0
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД	6.4	0.0	6.3	2.4	6,837.8	1,077.6

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	"Далкия Варна" ЕАД	73.7	1.3	72.4	14.0	22,705.7	313.8
19	"Топлофикация Враца" ЕАД	61.0	4.5	56.5	12.5	20,178.5	356.9
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД	124.6	6.4	118.2	20.6	33,263.5	281.5
21	"Топлофикация Разград" ЕАД	19.9	1.6	18.3	3.0	4,841.4	264.9
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	20.8	1.7	19.1	3.4	5,435.4	284.4
	Общо ТФЕЦ	2,843.8	380.8	2,463.0	790.3	1,110,935.7	451.0
23	"Брикел" ЕАД	756.0	208.9	547.1	132.4	388,418.9	710.0
24	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД	135.3	38.4	97.0	35.2	60,036.5	619.1
25	"Скът" ЕООД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	"Девен" АД	406.8	112.4	294.4	118.9	365,234.1	1,240.8
27	"Свилоса" АД	346.9	42.7	304.3	152.6	421,148.4	1,384.2
28	"Свилоцел" ЕАД	39.6	15.0	24.6	12.7	0.0	0.0
29	"Видахим" АД	334.1	65.7	268.4	70.9	199,899.0	744.8
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	7.4	3.5	4.0	2.3	6,431.7	1,621.7
31	"Юлико - Евотрейд" ЕООД Пловдив	1.8	0.1	1.7	0.2	375.3	225.4
32	"Биовет" АД гр. Пещера	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33	"Алт Ко" АД	9.1	1.5	7.6	1.5	2,396.0	317.3
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	2.9	2.5	0.4	0.4	699.8	1,646.6
35	"Зебра" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36	"Овердрайв" АД	0.6	0.4	0.3	0.1	188.9	670.4
37	"Софиягаз" ЕАД	1.0	0.1	0.9	0.2	322.0	342.3
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	5.2	0.9	4.3	0.8	1,284.2	302.1
39	МБАЛ -Търговище АД	0.4	0.2	0.1	0.0	76.8	551.1
40	ЧЗП "Румяна Величкова"	7.2	0.5	6.7	1.3	2,146.6	321.0
41	"Декотекс" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич" ООД	29.1	2.3	26.8	4.4	7,132.9	266.2
43	"Когрийн" ООД	21.0	0.9	20.1	3.4	5,470.2	271.8
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	29.6	1.4	28.2	6.0	9,784.3	347.4

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

45	"Оранжеви Гимел - 500 дка" АД	22.3	1.2	21.1	4.6	7,473.0	353.9
46	"Оранжеви Гимел " ЕООД	11.8	0.7	11.1	2.5	4,005.4	359.9
47	"Доверие Енергетика" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Общо ЗТФЕЦ	2,168.0	499.2	1,668.8	550.6	1,482,523.9	888.4
	ВИ	7,173.9	44.9	7,129.0	876.9	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, постъпила в електропрен. мрежа	4,579.1	34.4	4,544.7	559.0	0.0	0.0
	Системорегулиращи ВЕЦ	2,950.6	29.2	2,921.4	359.3	0.0	0.0
	ВЕЦ	525.3	5.2	520.1	64.0	0.0	0.0
	От ВяЦ	718.6	0.0	718.6	88.4	0.0	0.0
	От ФЕЦ	334.9	0.0	334.9	41.2	0.0	0.0
	От БЕЦ	49.7	0.0	49.7	6.1	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, от производители, присъединени към разпр. мрежа	2,594.8	10.5	2,584.3	317.9	0.0	0.0
	в т.ч. От ВЕЦ	1,005.5	10.0	995.5	122.4	0.0	0.0
	От ВяЦ	613.1	0.0	613.1	75.4	0.0	0.0
	От ФтЕЦ	921.7	0.0	921.7	113.4	0.0	0.0
	От БЕЦ	25.4	0.3	25.2	3.1	0.0	0.0
	От Ц на биогаз	29.1	0.3	28.8	3.5	0.0	0.0
	ПАВЕЦ в генераторен режим	643.4	6.4	637.1	78.4	0.0	0.0
	Брутно производство	47,397.8	4,267.7	43,130.1	14,870.6	23,302,489.1	540.3

3. Производство на електрическа енергия в страната през 2015г.

Централа		2015 г.					
		Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии на ПГ, т. CO ₂ e	Емисионен фактор на производство, кг. CO ₂ e/МВтч
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	9,523.8	1,354.7	8,169.0	3,594.1	11,026,633.6	1,349.8
2	"Контур Глобал	5,165.5	649.1	4,516.4	1,818.1	5,544,365.2	1,227.6

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

	Оперейшънс България"						
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	14.8	1.5	13.4	6.4	19,457.8	1,457.4
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	2,252.9	263.0	1,989.8	830.3	2,458,510.3	1,235.5
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	22.4	2.2	20.2	9.1	24,697.6	1,223.3
7	ТЕЦ "Ей и Ес-3С Марица-изток 1" ООД	3,867.8	536.0	3,331.8	1,302.2	4,005,894.4	1,202.3
	Общо ТЕЦ	20,847.2	2,806.5	18,040.7	7,560.3	23,079,558.9	1,279.3
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	15,379.1	851.1	14,528.0	5,588.6	0.0	0.0
	Общо АЕЦ	15,379.1	851.1	14,528.0	5,588.6	0.0	0.0
9	"Топлофикация София" ЕАД	799.8	151.4	648.5	167.5	271,865.4	419.3
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	290.8	10.2	280.6	55.4	89,891.2	320.3
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД	236.5	18.0	218.5	50.0	81,139.2	371.3
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	"Топлофикация Перник" ЕАД	210.9	60.6	150.4	83.3	215,707.0	1,434.6
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	298.8	56.0	242.7	102.7	287,293.5	1,183.6
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД	157.7	34.2	123.5	49.8	140,184.4	1,135.3
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД	6.5	0.1	6.4	2.2	5,166.5	804.1
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	62.7	1.0	61.8	11.4	18,451.9	298.8
19	"Топлофикация Враца" ЕАД	59.7	4.6	55.2	12.1	19,585.5	355.0
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД	110.6	6.2	104.4	17.6	28,514.2	273.2
21	"Топлофикация Разград" ЕАД	13.4	0.0	13.4	2.0	3,237.3	241.0
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	17.2	0.1	17.1	2.8	4,481.4	262.7
	Общо ТФЕЦ	2,264.6	342.2	1,922.4	556.7	1,165,517.4	606.3
23	"Брикел" ЕАД	614.7	188.5	426.2	108.3	317,093.7	744.0
24	"Лукойл Нефтохим Бургас" ЕООД	167.8	43.0	124.8	44.3	73,151.9	586.1
25	"Скът" ЕООД	0.7	0.0	0.7	0.1	177.4	252.9

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

26	"Девен" АД	338.1	103.8	234.3	101.6	394.2	1.7
27	"ТЕЦ Свилоза" АД	45.2	5.2	40.0	20.9	481.0	12.0
28	"Свилоцел" ЕАД	40.7	14.5	26.2	13.7	0.0	0.0
29	"Видахим" АД	94.6	19.2	75.4	20.1	89.3	1.2
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	13.5	3.8	9.7	4.3	343.1	35.4
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив	2.24	0.2	2.02	0.2	389.4	192.9
32	"Биовет" АД гр. Пещера	1.4	0.1	1.4	0.5	892.2	658.5
33	"Алт Ко" АД	6.08	0.0	6.076	1.1	1,793.4	295.2
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	3.63	0.0	3.63	0.5	870.2	239.8
35	"Зебра" АД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
36	"Овердрайв" АД	0.90	0.0	0.90	0.2	280.0	312.2
37	"Софиягаз" ЕАД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	4.91	0.2	4.74	0.8	1,220.5	257.5
39	МБАЛ -Търговище АД	0.29	0.1	0.18	0.0	65.7	368.8
40	ЧЗП "Румяна Величкова"	7.93	0.5	7.40	1.5	2,353.0	318.1
41	"Декотекс" АД	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
42	"В & ВГД Оранжерии Петрич" ООД	2.72	0.0	2.72	0.4	645.4	237.1
43	"Когрийн" ООД	21.68	0.4	21.32	3.9	6,394.5	299.9
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	18.80	1.0	17.80	5.8	9,457.0	531.3
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	13.20	0.0	13.20	4.2	6,833.5	517.7
46	"Оранжерии Гимел II " ЕООД	8.65	0.0	8.65	2.7	4,423.1	511.6
47	"Овергаз Мрежи" АД	0.11	0.0	0.10	0.02	34.42	345.30
48	"Доверие Енергетика" АД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
	Общо ЗТФЕЦ	1,407.8	380.5	1,027.3	335.2	427,382.8	416.0
49	ВИ	8,025.7	50.2	7,975.4	981.0	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, постъпила в електропрен. мрежа	5,234.9	39.6	5,195.2	639.0	0.0	0.0
	Системорегулиращи ВЕЦ	3,417.2	33.8	3,383.4	416.2	0.0	0.0
	ВЕЦ	587.4	5.8	581.6	71.5	0.0	0.0
	От ВяЦ	771.4	0.0	771.4	94.9	0.0	0.0

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

	От ФЕЦ	367.5	0.0	367.5	45.2	0.0	0.0
	От БЕЦ	91.3	0.0	91.3	11.2	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, от производители, присъединени към разпр. мрежа	2790.8	10.6	2780.2	342.0	0.0	0.0
	в т.ч. От ВЕЦ	955.8	9.5	946.4	116.4	0.0	0.0
	От ВяЦ	696.9	0.0	696.9	85.7	0.0	0.0
	От ФтЕЦ	1023.9	0.0	1023.9	125.9	0.0	0.0
	От БЕЦ	36.5	0.4	36.1	4.4	0.0	0.0

	От Ц на биогаз	77.8	0.8	77.0	9.5	0.0	0.0
50	ПАВЕЦ в генераторен режим	1,158.2	11.5	1,146.7	141.0	0.0	0.0
	Брутно производство	49,082.5	4,442.0	44,640.6	15,162.8	24,672,459.2	552.7

4. Производство на електрическа енергия в страната през 2016г.

Централа		2016 г.					
		Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии на ПГ, т. CO ₂ e	Емисионен фактор на производство, кг. CO ₂ e/МВтч
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	8,217.5	1,180.9	7,036.6	3,073.8	9,401,433.1	1,336.1
2	"Контур Глобал Оперейшънс България" АД	4,148.8	542.3	3,606.5	1,477.8	4,511,414.0	1,250.9
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	42.1	4.3	37.8	18.4	54,901.0	1,453.8
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	2,237.3	273.8	1,963.5	890.5	2,583,497.3	1,315.8
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	19.7	2.0	17.7	7.9	19,949.0	1,127.1
7	ТЕЦ "Ей и Ес-3С Марица-изток 1" ООД	3,380.4	479.7	2,900.8	1,131.8	3,564,195.5	1,228.7
	Общо ТЕЦ	18,045.8	2,483.0	15,562.8	6,600.2	20,135,389.9	1,293.8
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	15,775.8	843.4	14,932.5	5,729.8	0.0	0.0

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

	Общо АЕЦ	15,775.8	843.4	14,932.5	5,729.8	0.0	0.0
9	"Топлофикация София" ЕАД	846.0	150.2	695.8	170.3	274,128.8	394.0
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	309.3	11.2	298.1	59.2	95,223.9	319.4
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД	290.8	20.1	270.7	58.2	93,739.3	346.3
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	"Топлофикация Перник" ЕАД	275.6	72.7	202.9	71.7	214,209.8	1,055.7
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	291.3	54.5	236.8	108.2	292,280.4	1,234.2
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД	149.8	37.0	112.7	35.1	104,972.9	931.1
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД	5.2	0.0	5.1	2.3	1,903.2	370.3
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	58.3	1.7	56.5	9.9	15,863.5	280.7
19	"Топлофикация Враца" ЕАД	59.7	4.3	55.4	12.0	19,314.9	348.8
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД	105.5	6.1	99.4	16.4	26,329.9	265.0
21	"Топлофикация Разград" ЕАД	15.7	1.2	14.5	2.3	3,753.3	258.6
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.1	1.9	19.2	3.4	5,481.6	285.4
	Общо ТФЕЦ	2,428.2	361.0	2,067.2	548.8	1,147,201.5	555.0
23	"Брикел" ЕАД	558.4	171.8	386.7	97.4	276,596.9	715.4
24	"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	211.9	46.4	165.5	61.6	100,264.7	606.0
25	"З-Пауър" ООД	8.5	0.2	8.4	1.2	1,988.0	237.9
26	"Девен" АД	293.4	101.7	191.7	89.1	242,418.9	1,264.9
27	"ТЕЦ Свищов" АД	13.5	1.8	11.7	6.8	19,338.2	1,650.5
28	"Свилоцел" ЕАД	42.4	13.5	28.9	10.7	0.0	0.0
29	"Видахим" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	6.9	2.3	4.6	2.4	6,640.8	1,445.6
31	"Юлико - Евотрейд" ЕООД Пловдив	1.80	0.1	1.65	0.2	391.8	237.5
32	"Биовет" АД гр. Пещера	6.7	0.1	6.6	2.4	3,877.7	588.8
33	"Алт Ко" АД	0.00	0.0	0.000	0.0	0.0	0.0

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	3.55	0.0	3.55	0.5	848.4	238.8
35	"Зебра" АД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
36	"Овердрайв" АД	0.91	0.0	0.91	0.2	267.6	293.8
37	"Софиягаз" ЕАД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
38	"БЕЛЛА БЪЛГАРИЯ" АД	6.68	0.0	6.64	1.1	1,713.4	258.0
39	МБАЛ -Търговище АД	0.25	0.1	0.15	0.0	55.9	370.9
40	ЧЗП "Румяна Величкова"	9.11	0.6	8.50	1.7	2,695.2	316.9
41	"Декотекс" АД	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич" ООД	2.72	0.0	2.72	0.4	640.2	235.2
43	"Когрийн" ООД	29.58	1.3	28.25	5.2	8,393.1	297.2
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	32.79	0.0	32.79	10.2	16,385.3	499.7
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	19.24	0.0	19.24	6.1	9,846.1	511.6
46	"Оранжерии Гимел II" ЕООД	7.63	0.0	7.63	2.4	3,852.2	504.8
47	"Овергаз Мрежи" АД	1.14	0.0	1.13	0.22	358.73	317.1
48	"Доверие Енергетика" АД	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
	Общо ЗТФЕЦ	1,257.2	340.1	917.1	299.9	696,573.2	759.5
49	ВИ	6,534.4	35.8	6,498.6	799.3	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, постъпила в електропрен. мрежа	3,780.6	25.6	3,755.0	461.9	0.0	0.0
	Системорегулиращи ВЕЦ	2,023.7	20.0	2,003.7	246.4	0.0	0.0
	от ВЕЦ	560.0	5.5	554.4	68.2	0.0	0.0
	от ВяЦ	727.4	0.0	727.4	89.5	0.0	0.0
	от ФЕЦ	367.0	0.0	367.0	45.1	0.0	0.0
	от БЕЦ	102.5	0.0	102.5	12.6	0.0	0.0
	Ел. енергия от ВИ, от производители, присъединени към разпр. Мрежа в т.ч.	2,753.9	10.2	2,743.7	337.5	0.0	0.0
	от ВЕЦ	838.4	8.3	830.1	102.1	0.0	0.0
	от ВяЦ	699.3	0.0	699.3	86.0	0.0	0.0
	от ФтЕЦ	1025.4	0.0	1025.4	126.1	0.0	0.0
	от БЕЦ	72.2	0.7	71.5	8.8	0.0	0.0
	от Ц на биогаз	118.7	1.2	117.5	14.5	0.0	0.0

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

50	ПАВЕЦ в генераторен режим	1,070.4	10.6	1,059.8	130.4	0.0	0.0
	Брутно производство	45,112.0	4,073.9	41,038.1	14,108.4	21,979,164.7	535.6

7. Горива за производство на електрическа енергия през 2016г.

ГОРИВА	Гориво 1	Гориво 2	Гориво 3	Гориво 4	Общ емисии на CO ₂ , т. CO ₂ e	Електрическа енергия, МВт.ч	Общ емисии на CO ₂ , т. CO ₂ e						Общ емисии на CO ₂ , т. CO ₂ e						Общ емисии на CO ₂ , т. CO ₂ e
							Собствени емисии	Емисии от разпределителна мрежа	Емисии от износители	Емисии от консуматори	Емисии от износители	Емисии от разпределителна мрежа	Емисии от консуматори	Емисии от износители	Емисии от разпределителна мрежа	Емисии от консуматори			
...
Итого							275,812,8	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082	2,921,082

8. Прогноза за средния емисионен фактор на електроенергичната мрежа 2019-2025г.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ТЕЦ "ЕЙ и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	4,885,000	4,902,000	5,779,000	5,779,000	5,316,000	5,332,000	5,779,000
ТЕЦ "Марица изток 2"	12,694,000	12,686,000	12,646,000	12,643,000	12,643,000	12,732,000	12,708,000
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	7,409,000	7,431,000	7,409,000	7,409,000	7,409,000	7,431,000	7,409,000
ТЕЦ "Марица 3"	804,000	806,000	804,000	804,000	804,000	806,000	804,000
"Топлофикация Русе" - кондензационна част	884,000	887,000	884,000	884,000	884,000	887,000	884,000
ТЕЦ "Бобов дол"	4,583,000	4,596,000	4,583,000	4,583,000	4,583,000	4,596,000	4,583,000
ТЕЦ "Варна"	3,578,000	5,332,000	7,056,000	6,955,000	8,795,000	8,719,000	10,534,000
АЕЦ "Козлодуй"	16,068,000	16,509,000	16,458,000	16,458,000	16,458,000	16,509,000	16,458,000
Общо топлофикационни ЕЦ	2,470,000	2,495,000	2,520,000	2,545,000	2,570,000	2,595,000	2,620,000
Общо заводски ЕЦ	1,500,000	1,550,000	1,600,000	1,600,000	1,700,000	1,700,000	1,900,000
ВЕЦ и ПАВЕЦ (без оборотна вода)	3,654,000	3,636,000	3,619,000	3,601,000	3,584,000	3,566,000	3,637,000

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

Други ВЕИ, в т.ч.:	3,043,000	3,142,000	3,327,000	3,499,000	3,526,000	3,532,000	3,549,000
Електропроизводство на ПАВЕЦ от оборотна вода	641,000	650,000	676,000	693,000	711,000	728,000	746,000
Общо	62,213,000	64,622,000	67,361,000	67,453,000	68,983,000	69,133,000	71,611,000
Прогнозирано брутно електропотребление	39,370,000	39,560,000	39,730,000	39,890,000	40,040,000	40,170,000	40,300,000
Вероятностна брутна аварийност	1,983,000	2,080,000	2,205,000	2,200,000	2,269,000	2,273,000	2,382,000
Помпи ПАВЕЦ	915,000	940,000	965,000	990,000	1,015,000	1,040,000	1,065,000
Неоползотворен капацитет за производство	20,860,000	22,982,000	25,426,000	25,363,000	26,674,000	26,690,000	28,929,000
Общо ТЕЦ	34,837,000	36,640,000	39,161,000	39,057,000	40,434,000	40,503,000	42,701,000
Оползотворяване	0.40	0.37	0.35	0.35	0.34	0.34	0.32

Вид/Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ВЕЦ	4,295,000	4,294,000	4,295,000	4,294,000	4,295,000	4,294,000	4,383,000
ПАВЕЦ	641,000	658,000	676,000	693,000	711,000	728,000	746,000
ВяЕЦ	1,403,000	1,483,000	1,483,000	1,615,000	1,615,000	1,615,000	1,625,000
ФЕЦ	1,360,000	1,369,000	1,494,000	1,520,000	1,533,000	1,533,000	1,533,000
Биомаса	280,000	290,000	350,000	364,000	378,000	384,000	391,000
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6,697,000	6,778,000	6,946,000	7,100,000	7,110,000	7,098,000	7,186,000
Прогнозирано брутно електропотребление с помпи	40,285,000	40,500,000	40,695,000	40,880,000	41,055,000	41,210,000	41,365,000
Дял на ВЕИ, %	16.62%	16.74%	17.07%	17.37%	17.32%	17.22%	17.37%

ЕФ'2016
1228.7
1336.1
1250.9

Емисии на ПГ, kg CO _{2e}						
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2408172688	2245198752	2490447706	2489625240	2222831493	2234296486	2290137218
6804570860	6318083784	5925937931	5922575560	5748451816	5801315437	5476022259
3718418224	3465008690	3250572888	3249499392	3153964098	3170103960	2989124378

Изчисление и прогноза за въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор за периода 2017 – 2025г.

1453.8	468943665.4	436775323	409941935.8	409806553.2	397758239	399601647.4	376969683.8
1127.1	399731850.3	372647777.5	349438238.7	349322837.3	339052744.6	340931957.4	321332390.9
1315.8	2419410208	2254229341	2115003949	2114305472	2052144884	2062373286	1944890972
1293.8	1857312891	2571540119	3201879494	3155005322	3872390010	3847149095	4395657061
0.0	0	0	0	0	0	0	0
555.0	1370733980	1384607806	1398481632	1412355457	1426229283	1440103109	1453976935
759.5	1139267955	1177243553	1215219152	1215219152	1291170349	1291170349	1443072743
0.0	0	0	0	0	0	0	0
0.0	0	0	0	0	0	0	0
0.0	0	0	0	0	0	0	0
	20586562321	20225335147	20356922926	20317714986	20503992917	20587045326	20691183640
	39370000	39560000	39730000	39890000	40040000	40170000	40300000
Емисионен фактор на ЕЕ мрежа	522.9	511.3	512.4	509.3	512.1	512.5	513.4

