COMPASS LEXECON

Анализ за Американската търговска камара в България

Варианти за декарбонизация на електроенергийния сектор в България

Окончателен доклад

26 януари 2022 г.

AMERICAN CHAMBER OF COMMERCE IN BULGARIA

Отказ от отговорност

- Настоящата презентация е изготвена от FTI France SAS ("FTI", с търговско наименования "Compass Lexecon") за Американската търговска камара, AmCham (в текста по-долу "Клиентът") съгласно условията на писмото за ангажимент на Клиента и FTI ("Договорът").

- Настоящата презентация е изготвена единствено в полза на Клиента във връзка с проучването на възможностите за декарбонизация на българския електроенергиен пазар. Никоя друга страна, освен Клиента, няма право да се позовава на тази презентация за каквато и да е цел.

- Настоящата презентация не може да бъде предоставяна на трети страни без предварителното писмено съгласие на FTI, като това може да бъде обвързано с условието всяка такава трета страна да подпише в полза на FTI писмо, съдържащо клаузи за отговорността при условия, договорени от FTI. FTI не поема никаква отговорност или задължение за полагане на грижи към което и да е лице (освен към Клиента съгласно съответните условия на Договора) за съдържанието на презентацията. Съответно FTI отхвърля всякаква отговорност за последиците от действия или бездействия на което и да е лице (различно от Клиента на горепосоченото основание), разчитащо на презентацията, или за всякакви взети или невзети решения, които се основават на такава презентация.

- Презентацията съдържа информация, получена или извлечена от различни източници. FTI не поема никаква отговорност за проверката или установяването на надеждността на тези източници или за проверката на така предоставената информация.

- Нищо в този материал не представлява инвестиционен, правен, счетоводен или данъчен съвет, нито изявление, че дадена инвестиция или стратегия е подходяща или уместна за индивидуалните обстоятелства на страната, за която материалът е предназначен, нито представлява или може да се тълкува като лична препоръка.

- FTI не дава никакви изявления или гаранции от какъвто и да е характер (изрични или по подразбиране) на никое лице (освен на Клиента съгласно приложимите условия на Договора) относно точността или пълнотата на представянето.

- Презентацията се основава на информацията, с която разполага FTI към момента на изготвяне на презентацията, и не взема предвид никаква нова информация, която ни е станала известна след датата на презентацията. Не поемаме отговорност за актуализиране на презентацията или за информиране на получателите на презентацията за нова информация, публикувана или станала известна по-късно.

- Настоящата презентация и нейното съдържание са поверителни и не могат да бъдат копирани или възпроизвеждани без предварителното писмено съгласие на FTI.

- Всички авторски и други права върху презентацията остават собственост на FTI и всички права са запазени.

© 2022 FTI France SAS. Всички права са запазени.

Contents

1	Резюме	3
2	Моделиране на варианти за декарбонизация на електроенергийния сектор в България	14
	Пазарен подход за моделиране и основни допускания	15
	Резултати от сценария с ангажименти (СА) към 2020 г.	26
	Резултати от сценария с повишена амбиция (СПА) на ЕС	34
	Резултати от сценария „Алтернативен път за прехода» (АПП)	42
	Сравнение между сценария с ангажименти (СА) към 2020 г., СПА на ЕС и АПП	50
3	Развитие на инвестиционна рамка в подкрепа на декарбонизацията	57
	Преход на електроенергийната система и развитие на дизайна на електроенергийния пазар в подкрепа на този преход	58
	Необходимост от инвестиционна рамка	66
	Необходимост от преходен механизъм за съществуващите мощности	77
A	Приложения	85
	Приложение А – Пазарно моделиране на почасовото диспечиране на електроенергия	86
	Приложение Б - Подробни допускания за пазарното моделиране на електроенергийния пазар	92
	Приложение В – Подробни резултати от анализа за чувствителност на сценария с повишена амбиция (СПА) на ЕС	105

1. Резюме

В контекста на Европейската зелена сделка и пакета "Подготвени за цел 55" и, за да ускори енергийния си преход, България ще трябва да актуализира пътната си карта до 2050 г.

Цели на Европейската зелена сделка:

- Постигане на климатична неутралност до 2050 г. (настоящата цел е намаляване на емисиите с 80% до 95% до 2050 г.).
- Повишаване на целта за намаляване на въглеродните емисии в ЕС от 40 % на 55 % до 2030 г. (спрямо нивата от 1990 г.)

- На 14 юли 2021 г. Европейската комисия („ЕК“) публикува пакета „Подготвени за цел 55“, който съдържа 13 законодателни предложения, целящи постигане на нови климатични цели, а именно намаляване на въглеродните емисии с 55% до 2030 г. и нулеви нетни емисии до 2050 г. Пакетът включва по-специално преразглеждане на Схемата за търговия с емисии („СТЕ“) на Европейския съюз („ЕС“), Регламента за разпределяне на усилията, Директивата за възобновяемите енергийни източници (нова цел от 40% ВЕИ през 2030 г. спрямо сегашната цел от 32%), Директивата за енергийната ефективност (нова цел от 36% спрямо сегашната цел от 32,5% през 2030 г.).
- ➢ България, както и останалите държави членки, ще трябва да даде своя принос за постигането на по-амбициозните цели в областта на климата и да актуализира настоящия си Национален план за енергетика и климат (НПЕК) и пътната карта за декарбонизация до 2050 г.
- ➢ В случая на България постигането на въглеродна неутралност и осигуряването на устойчив енергиен преход поражда значителни предизвикателства предвид структурата на енергийния сектор, който разчита на изкопаеми горива за производството на електроенергия и гарантиране на сигурността на доставките.

В този контекст Американската търговска камара възложи на Compass Lexecon да разработи фактологични данни чрез моделиране на различни варианти за декарбонизация на българския електроенергиен сектор и да изготви някои препоръки за разработването на инвестиционна рамка.

Проучването моделира различни възможни пътища за прехода на българския енергиен сектор и извежда препоръки за политики

Беше приложен двуетапен подход за: (i) идентифициране и моделиране на възможните пътища за преход към нисковъглеродна икономика за българския енергиен сектор; и (ii) извеждане на препоръки относно инвестиционната рамка в подкрепа на целта за декарбонизация

Фаза 1: Моделиране на електроенергийния сектор

- **Обхват**: енергиен сектор
- **Инструмент за моделиране**: вътрешен модел за диспечиране в енергийния сектор, разработен с помощта на инструмента Plexos
- **Цел**: разработване на сценарии за декарбонизация на българския електроенергиен сектор при гарантиране на сигурността на доставките чрез използването на многокритериален анализ
- **Методология**:
  - Разработване на три сценария и на набор от чувствителни фактори, съчетаващи потреблението, цени на суровините, технологичните разходи, структурата на инсталираната мощност.
    - Първият сценарий се основава на ангажиментите по НПЕК за 2020 г. и е използван като контрафактологичен сценарий
    - Вторият сценарий се основава на сценария за повишена амбиция (СПА) за декарбонизация въз основа на пакета „Подготвени за цел 55" и пълна декарбонизация до 2050 г.
    - Третият сценарий изследва алтернативен път за преход, като минимизира разходите за постигане на 55% намаление на въглеродните емисии в България до 2030 г. и достигане на пълна декарбонизация през 2050 г.
  - Ключови показатели за ефективност (КПЕ): Инсталирана мощност, производство, гъвкавост, емисии, инвестиции, разходи

Фаза 2: Препоръки относно инвестиционната рамка

- **Обхват**: енергиен сектор
- **Цел**: Определяне на съответната инвестиционна и преходна рамка в подкрепа на целта за декарбонизация
- **Методология**:
  - Оценка на подкрепата, необходима за конкурентоспособността на чистите технологии на пазара, въз основа на сценариите, определени във фаза 1.
  - Преглед на основните механизми за подкрепа, които биха позволили на България да постигне целите си за декарбонизация на енергийния сектор
  - Определяне на основните насоки за пазарна реформа за постигане на целите на България за декарбонизация, включително определяне на инвестиционна и преходна рамка

Проучването се фокусира върху 3 сценария и анализ на чувствителността, за да се определят пътищата за преход на българския енергиен сектор

Проучването се фокусира върху 3 сценария за определяне на вариантите за преход на българския енергиен сектор

"Сценарият за ангажименти към 2020 г." (***"СА 2020 г."***) се основава на НПЕК до 2020 г. и на проекта на Енергийната стратегия на България и служи като сценарий, спрямо който се сравняват другите сценарии за декарбонизация.

- В този сценарий са използвани прогнози за цените на суровините, включително допусканията за цените и технологичните разходи в рамките на СТЕ на ЕС за 2020 г., допълнени с конкретни данни за България от Комитет „Енергетика и минерални ресурси“ на AmCham и от браншови и бизнес организации. Този сценарий отразява еволюцията на производствения микс за постигане на целта за 40% намаление на емисиите на CO_2 в енергийния сектор до 2030 г., произтичаща от целта за 49% намаление на емисиите на CO_2 в рамките на цялата икономика спрямо 1990 г.

Вторият сценарий **"Сценарий с повишена амбиция на ЕС"** (***"СПА ЕС"***) разглежда набора от налични варианти за пълна декарбонизация до 2050 г. в съответствие с европейския пакет "Подготвени за цел 55".

- В този сценарий са използвани прогнозите за цените на суровините и допусканията за технологичните разходи от Референтния сценарий на ЕС за 2020 г., допълнени със специфични за България данни от Комитет „Енергетика и минерални ресурси“ на AmCham. Той използва и прогнозите за цените по СТЕ на ЕС от сценария на ЕС MIX "Подготвени за цел 55", съчетаващ икономически ефективно развитие на производствените мощности при набор от специфични за България технически и екологични ограничения, определени от Комитет „Енергетика и минерални ресурси“ на AmCham, и европейски ограничения за намаляване на емисиите на CO_2.

Третият сценарий **"Алтернативен път за прехода"** (***"АПП"***) тества вариантите, които биха свели до минимум разходите за постигане на общо намаление на емисиите на CO_2 в България с 55 % до 2030 г. (без да надхвърлят целта за намаляване на емисиите, за разлика от СПА на ЕС, но все пак над сценария "СА 2020 г."), както и за пълна декарбонизация до 2050 г.

- Този сценарий се основава на “СА 2020 г.”, като се използват прогнозите за цените на суровините, СТЕ на ЕС и разходите за технологии от Референтния сценарий на ЕС за 2020 г., както и прогнозната инсталирана мощност от проекта на Енергийната стратегия от 2020 г., но се допуска изграждането на допълнителни ВЕИ мощности. За разлика от "СА 2020 г.", моделът оптимизира диспечирането и изчислява имплицитната цена на CO_2 емисиите, за да се постигне общото им намаление с 55% до 2030 г. при най-ниски разходи.
- Използваният подход предвижда оптимално диспечиране, като същевременно идентифицира имплицитната цена на CO_2 емисии в допълнение към цената съгласно Референтния сценарий на ЕС, която би позволила плавен преход - т.е. цена на въглеродните емисии, която би била достатъчна, за да предизвика необходимото намаляване на емисиите на CO_2 за постигане на общо намаление на емисиите на CO_2 в България с 55% до 2030 г.

Забележка: Окончателният вариант на НПЕК за 2020 г. е публикуван в края на 2020 г., а референтният сценарий за ЕС за 2020 г. и сценарият за ЕС «Подготвени за цел 55» MIX са публикувани през юли 2021 г. Линк към Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham.

Моделирането предоставя подробна оценка на потреблението, инсталираните мощности, емисиите и разходите в енергийния сектор при трите сценария

Перспективи за инсталираните мощности и производството

- **Както в рамките на *АПП*, така и на *СПА на ЕС* се предвижда непостоянни ВЕИ и нисковъглеродни мощности да играят нарастваща роля за декарбонизацията както през 2030 г., така и през 2050 г., като в рамките на АПП до 2030 г. се предвижда да бъдат изградени минимум 7,5 GW вятърни и слънчеви мощности.**
- Това се изразява в увеличаване на дела на непостоянно производство на енергия от ВЕИ и в двата сценария от 7% през 2020 г. до 23% (респ. 36%) през 2030 г. в *АПП* (респ. *СПА на ЕС*) и 40 % (респ. 51%) през 2050 г. в АПП (респ. СПА на ЕС).
- По време на прехода *СПА на ЕС* се очаква да разчита в по-голяма степен на нови инвестиции в газови инсталации и да ускори закриването на въглищните централи от 2025 г. нататък в сравнение със сценария АПП. В съчетание с по-високата цена на въглеродни квоти в СПА на ЕС това води до ускорено намаляване на производството на електроенергия от лигнитни въглища от 2025 г. нататък, временно заменено с еквивалентно производство от газ в сравнение с АПП.
- **Тази взаимозависимост между лигнитните въглища и бъдещите гъвкави мощности показва решаващата роля на един организиран преход, при който се запазва значителна част от съществуващите топлоелектрически мощности, за да се гарантира сигурността на доставките по време на прехода, чрез организирано извеждане от експлоатация на централите на лигнитни въглища и нови инвестиции в газови или гъвкави мощности с ниски въглеродни емисии**.
- В допълнение към по-нататъшното декарбонизиране на българската електроенергийна система до 2050 г., развитието на допълнително нисковъглеродно гъвкаво производство под формата на нови ядрени мощности или системи за съхранение би спомогнало за постигането на пълна декарбонизация, като същевременно се гарантира сигурността на доставките.

Намаляване на въглеродните емисии и прогноза за разходите на електроенергийната система

- Докато АПП е замислен така, че да бъде постигнато общо намаление на емисиите на CO_2 в България с 55% до 2030 г. при най-ниски разходи и пълна декарбонизация до 2050 г., СПА на ЕС надхвърля потенциалната нова междинна цел на България за намаляване на емисиите до 2030 г., достигайки 88% намаление на емисиите на CO_2 в енергийния сектор до 2030 г., което се равнява на намаление на емисиите на CO_2 в цялата икономика с около 70% в сравнение с нивата от 1990 г.
- Това по-голямо намаление на емисиите в рамките на СПА на ЕС води до значително увеличение на разходите на електроенергийната система, особено през следващото десетилетие, в сравнение с АПП и съответно до ускоряване на инвестициите в нисковъглеродни технологии и до намаляване на използването на съществуващите мощности като предпазна мярка срещу нарастващите цени на въглеродните емисии.
- СПА на ЕС обаче показва как България може да въведе амбициозна стратегия за декарбонизация с бързо и значително намаляване на емисиите в енергийния сектор благодарение на новите технологии.

Основни констатации и препоръки относно политиките: необходимост от преходен механизъм и инвестиционна рамка в подкрепа на декарбонизацията

При всички сценарии декарбонизацията на енергийния сектор на България ще изисква значителни инвестиции в производството и енергийната инфраструктура.

- Някои/повечето от инвестициите, необходими за декарбонизиране на енергийния сектор на България, като същевременно се гарантира сигурността на доставките, не са рентабилни само въз основа на приходите от енергийния пазар.
- Настоящият незрял български пазар на електроенергия излага участниците на рискове и възпрепятства инвестициите.
- Целевият модел на ЕС няма да осигури достатъчна координация и инвестиционни стимули, за да се гарантира постигането на целите за декарбонизация, като същевременно се гарантира сигурността на доставките.

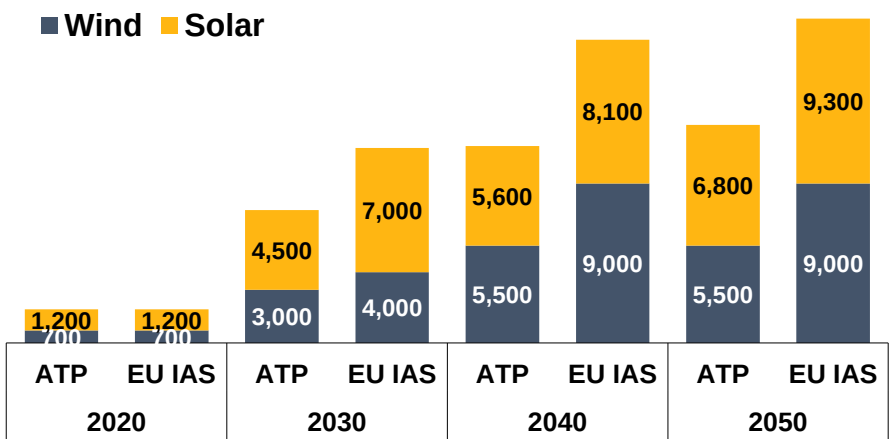
Бяха идентифицирани две ключови изисквания към пазарния дизайн за успешен преход:

- (1) инвестиционна рамка за нови мощности (финансиране и намаляване на риска), включително специфични инвестиционни рамки за мощности за производство на енергия от възобновяеми източници, ядрени мощности, гъвкави мощности и енергийни мрежи.
- (2) преходен механизъм, осигуряващ работата на мощностите, използващи лигнитни въглища в междинния период, както и постепенното им извеждане от експлоатация.

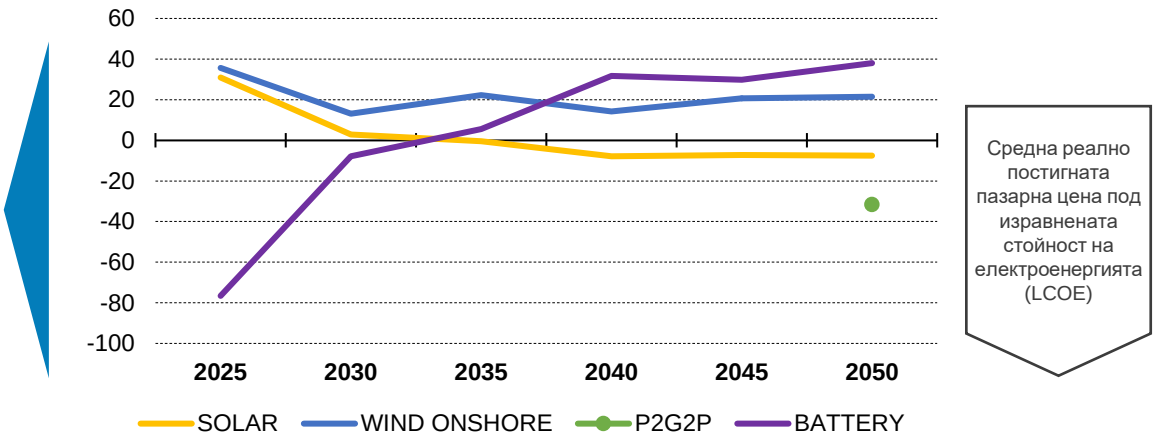
Източник: Анализ на Compass Lexecon

Постигането на амбициозните цели за възобновяемите енергийни източници ще изисква инвестиционна рамка за намаляване на риска, тъй като тяхната рентабилност намалява с нарастващото им навлизане на пазара

Еволюция на ВЕИ мощностите - СПА на ЕС и АПП [MW]



"Липсващи пари" за ВЕИ мощности [евро2020/kW/a] СПА НА ЕС (СПЦК = 5%)



- И в двата сценария (АПП и СПА на ЕС) се изисква значително увеличаване на мощностите на вятърна и слънчева енергия.
- Въпреки това рентабилността на инвестициите във възобновяеми енергийни източници намалява с нарастването на техния дял и намаляването на средните пазарни приходи.
- За някои ВЕИ и технологии за съхранение (напр. фотоволтаици и power-to-gas-to-power за сезонно съхранение на енергия) приходите от пазара няма да осигурят достатъчни инвестиционни стимули дори при ниска среднопретеглена цена на капитала (СПЦК) – което предполага, че са въведени някои механизми за намаляване на риска

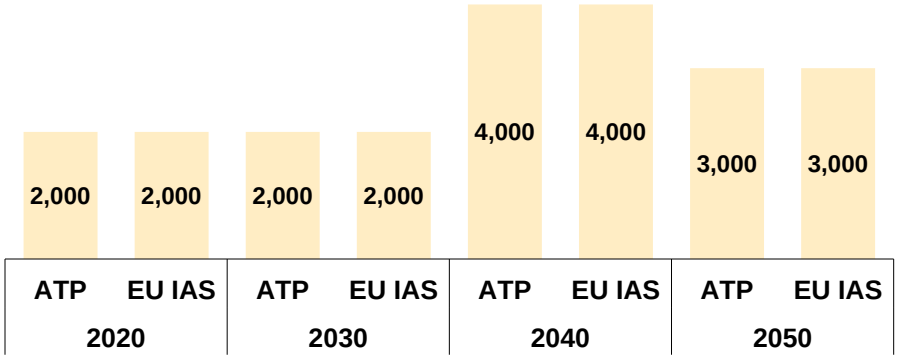
Договори за премии (ДПЦ)/ преференциални цени за изкупуване	▪ ДПЦ дават възможност на производителите на електроенергия да се възползват от допълнително възнаграждение в допълнение към възнаграждението, което получават при участието си на енергийния пазар. ▪ Те обаче не елиминират пазарните ценови рискове.
Договори за разлика (ДР)	▪ ДР позволяват да се осигурят стабилни приходи на оператора с ниска експозиция към цените на пазара на едро. ▪ ДР могат да се предоставят автоматично или чрез тръжни процедури.
Инвестиционна покдрепа	▪ Подкрепата чрез безвъзмездни средства (грантове) може да подпомогне изграждането на мощности, които в противен случай не биха били рентабилни. ▪ Преференциалните заеми намаляват разходите за финансиране.

Източник: *Compass Lexecon Analysis*

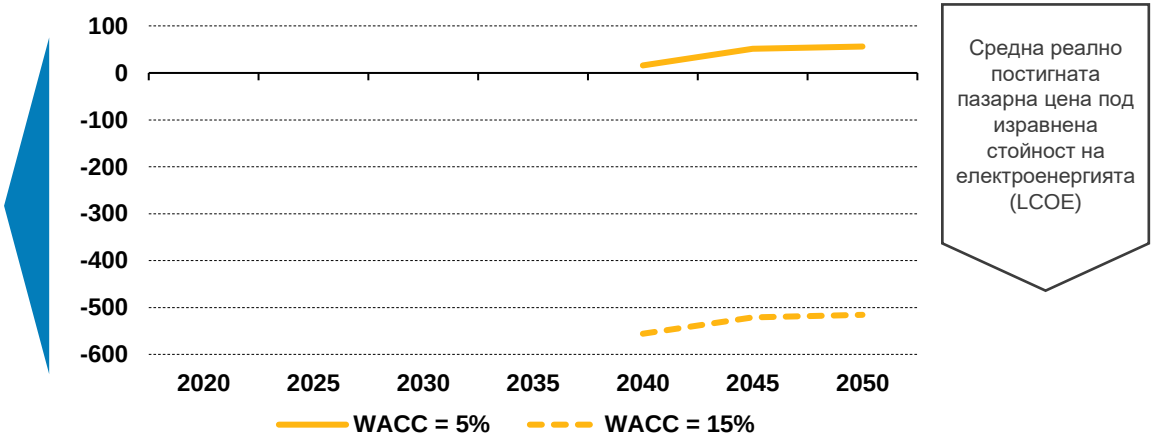
Съкращения: *АПП … Алтернативен път за прехода, СПА на ЕС… Сценарий с повишена амбиция на ЕС, LCOE … нормализирана стойност на електроенергията, ВЕИ … Възобновяем източник на енергия, Технология за съхранение на енергия power-to-gas-to-power (P2G2P), ФВ – фотоволтаична инсталация, СПЦК … среднопретеглена цена на капитала*

Рентабилността на новите ядрени мощности зависи до голяма степен от цената на финансирането и ще е необходима рамка за намаляване на риска, за да се подкрепят инвестициите

Еволюция на ядрените мощности - сценарии СПА на ЕС и АПП [MW]



"Липсващи пари" за ядрени мощности [евро2020/kW/a] СПА НА ЕС (СПЦК = 5%)



- И в двата сценария (АПП и СПА на ЕС) два допълнителни нови ядрени блока заменят съществуващата централа и осигуряват декарбонизирано базово производство.
- Икономическата обосновка на високо капиталоемките ядрени мощности зависи в значителна степен от търсената възвръщаемост (т.е. СПЦК), която от своя страна зависи, наред с другото, от рисковете на енергийния пазар, които инвеститорът трябва да поеме.
- Новите ядрени мощности ще изискват схема за цялостно намаляване на риска, за да бъдат икономически жизнеспособни.

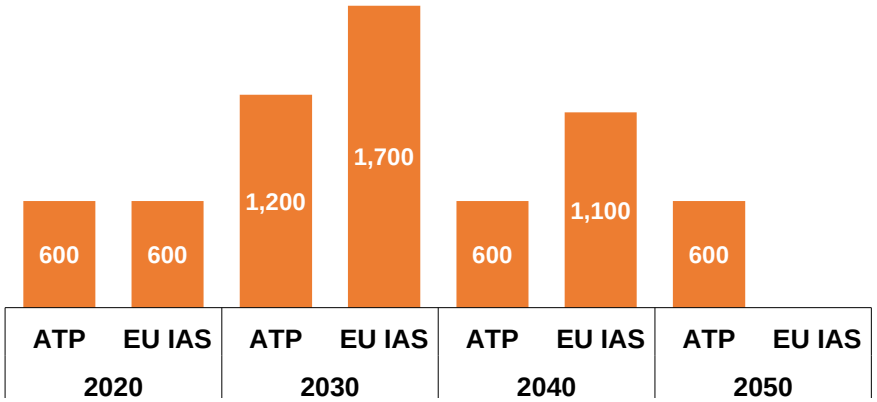
Вид подкрепа	Описание на наличните механизми за инвестиционна рамка - при условие, че бъде одобрена държавна помощ от ЕС
Пълна регулация	Пълната регулация се основава на осигуряването на разрешен приход въз основа на всички разходи, които се поддържат (напр. регулирана база от активи, възнаграждавана на нивото на регулирана СПЦК, амортизация и оперативни разходи, заплащани по себестойност)
Цена на изкупуване / **регулирана тарифа**	Определя се тарифа (обикновено от регулатора) въз основа на различните компоненти на разходите (оперативни разходи, реинвестиции, цена на капитала), а регулираните активи се възползват от тази тарифа за изкупуване.
Договор за разликите (ДР)	В зависимост от структурата си, ДР могат да осигурят (по-стабилни) приходи на оператора, като намалят/елиминират експозицията към цените на пазара на едро.
Инвестиционна подкрепа	Инвестиционна подкрепа може да бъде предоставена например от Модернизационния фонд в рамките на СТЕ на ЕС, който не изключва инвестиции в ядрена енергия, въпреки че това не е приоритетна инвестиция.[1]

Източник: Compass Lexecon Analysis

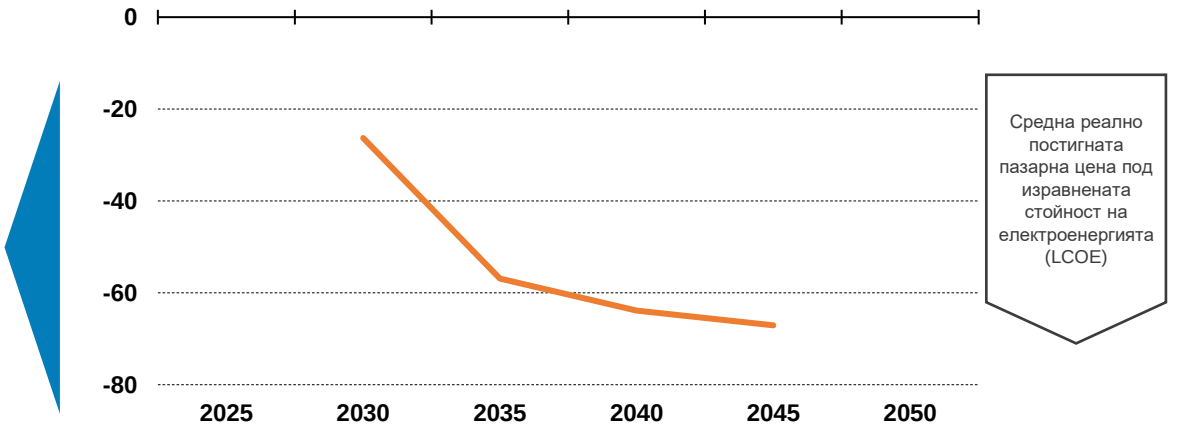
Съкращения: АПП … Алтернативен път за прехода, СПА на ЕС… Сценарий с повишена амбиция на ЕС, LCOE … нормализирана стойност на електроенергията, СПЦК … среднопретеглена цена на капитала

Новите газови мощности биха могли да осигурят гъвкавост при прехода, но ще е необходима рамка за подкрепа, за да бъдат рентабилни

Еволюция на парогазовите мощности (CCGT) СПА на ЕС и АПП [MW]



"Липсващи пари" за парогазовите мощности [евро/2020/kW/a] СПА НА ЕС (WACC=5%)



- И в двата сценария (АПП и СПА на ЕС) се развиват нови парогазови мощности (CCGT), за да се балансират непостоянните ВЕИ мощности.
- Въпреки това рентабилността на инвестициите не е гарантирана и намалява с течение на времето, тъй като коефициентите на натоварване на съоръженията намаляват.
- Отпадането на риска (и свързаният с него ниска СПЦК) не е достатъчно, за да се създаде икономическа обосновка – парогазовите централи се нуждаят от подкрепа, за да привлекат инвестиции.

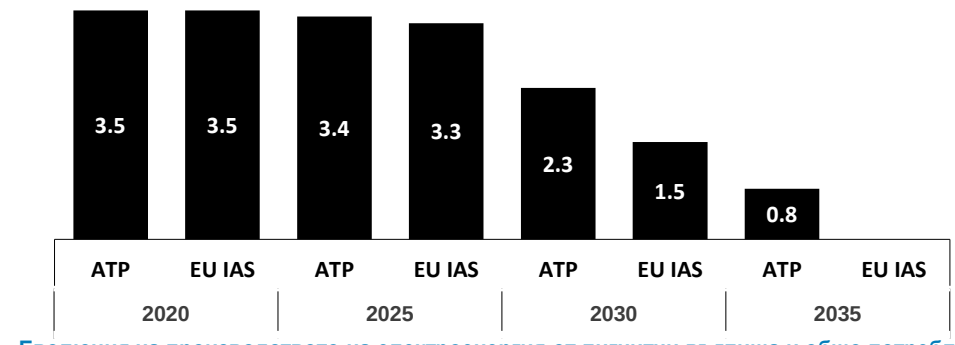
Вид подкрепа	Описание на наличните механизми за инвестиционна рамка - при условие, че бъде одобрена от ЕС
Механизми за осигуряването на капацитет (МЗОК)	МЗОК могат да предоставят допълнително заплащане за гъвкави мощности, което да компенсира ""липсващите пари" от работа на енергийния пазар.
Инвестиционна подкрепа	Инвестиционна подкрепа може да бъде предоставена за инвестиции в гъвкави мощности под формата на безвъзмездни средства или заеми, по-специално чрез Механизма за възстановяване и устойчивост, Модернизационния фонд и фонда InvestEU (въпреки че последният няма партньор за изпълнение в България) - при спазване на определени ограничения на емисиите.
Безплатно разпределение на CO_2 квоти	Новите проекти за гъвкави мощности (вкл. парогазова централа), които заместват лигнитните въглища, биха могли да се възползват от безплатни квоти по СТЕ (ако България упражни съответното си право по чл. 10в от Директивата за СТЕ на ЕС).

Източник: *Анализ на Compass Lexecon*

Съкращения: *С/ОСGT … Парогазови турбини (газови турбини с комбиниран цикъл), СТЕ … Схема за търговия с емисии, LCOE … нормализирана стойност на електроенергията, ВЕИ … Възстановяеми източници на енергия, СПЦК … среднопретеглена цена на капитала*

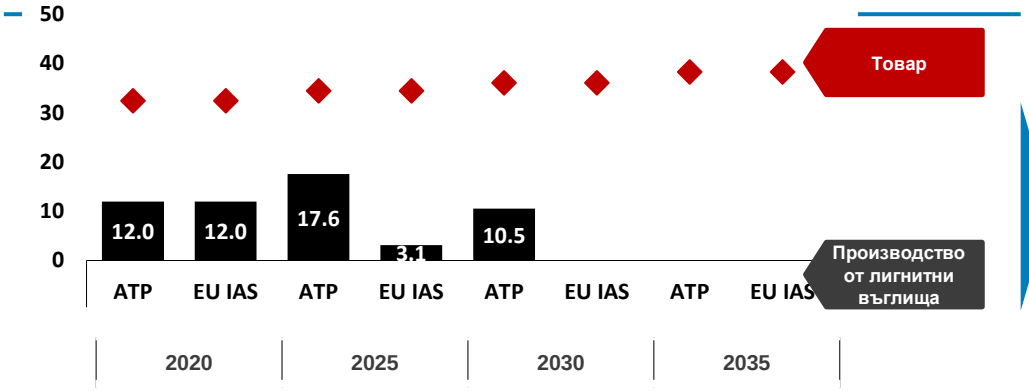
Централите на лигнитни въглища могат да действат като преходна технология за гарантиране на сигурността на доставките, но междувременно ще е необходим преходен механизъм

Еволюция на инсталираните мощности на лигнитни въглища в сценариите за постигане на пълна декарбонизация на енергийния сектор до 2050 г. (GW)



- И в двата сценария (АПП и СПА на ЕС) за постигане на целта за намаляване на емисиите с 55% до 2030 г. и за пълна декарбонизация до 2050 г., за да се гарантира сигурността на доставките и стабилността на системата централите, работещи с лигнитни въглища, и мини, са необходими до 2030/2035 г.

Еволюция на производството на електроенергия от лигнитни въглища и общо потребление на електроенергия в сценариите за постигане на пълна декарбонизация на енергийния сектор до 2050 г. (TWh)



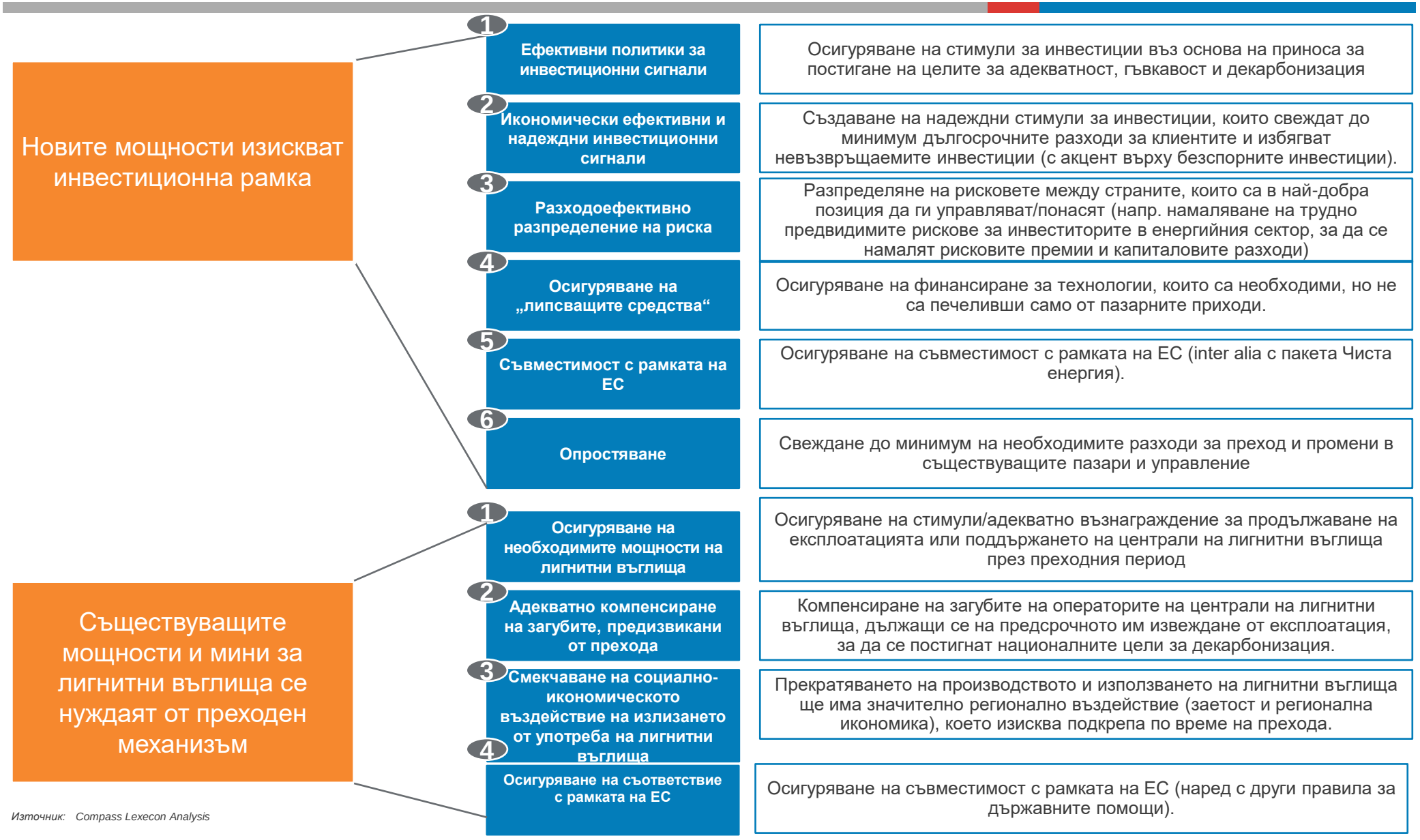
- И в двата сценария (АПП и СПА на ЕС) за постигане на целите за намаляване на емисиите до 2030 г. (Подготвени за цел 55) и за пълна декарбонизация до 2050 г. е необходимо производство на електроенергия от лигнитни въглища до 2025/30 г., докато се изграждат други мощности, за да се осигури достатъчно електроенергия.
- Въпреки че мощностите за производство на електроенергия от лигнитни въглища са необходими до 2030/2035 г. за осигуряване сигурността на доставките (вж. по-горе), те произвеждат електроенергия най-късно до 2030 г. Това не е търговски жизнеспособно без подкрепа.

- Необходима е подкрепа, за да се осигурят разполагаеми мощности, работещи на лигнитни въглища, за поддържане сигурността на доставките докато в действителност се произвежда малко електроенергия.
- Също така, последващото извеждане от експлоатация на мощностите, използващи лигнитни въглища и затварянето на мините преди изтичането на техническия им срок на експлоатация изисква подкрепа за смекчаване на търговското и социално-икономическото въздействие на това ранно извеждане от експлоатация.
- Механизмът за преход трябва да е в съответствие с регламентите на ЕС за държавните помощи - има няколко примера за одобрени от ЕК национални схеми.

Източник: Compass Lexecon Analysis

Съкращения: АПП … Алтернативен път за преход, ЕК … Европейска комисия, СПА на ЕС… Сценарий с повишена амбиция на ЕС

Както инвестиционната рамка, така и преходният механизъм трябва да балансират широк набор от изисквания



Източник: Compass Lexecon Analysis

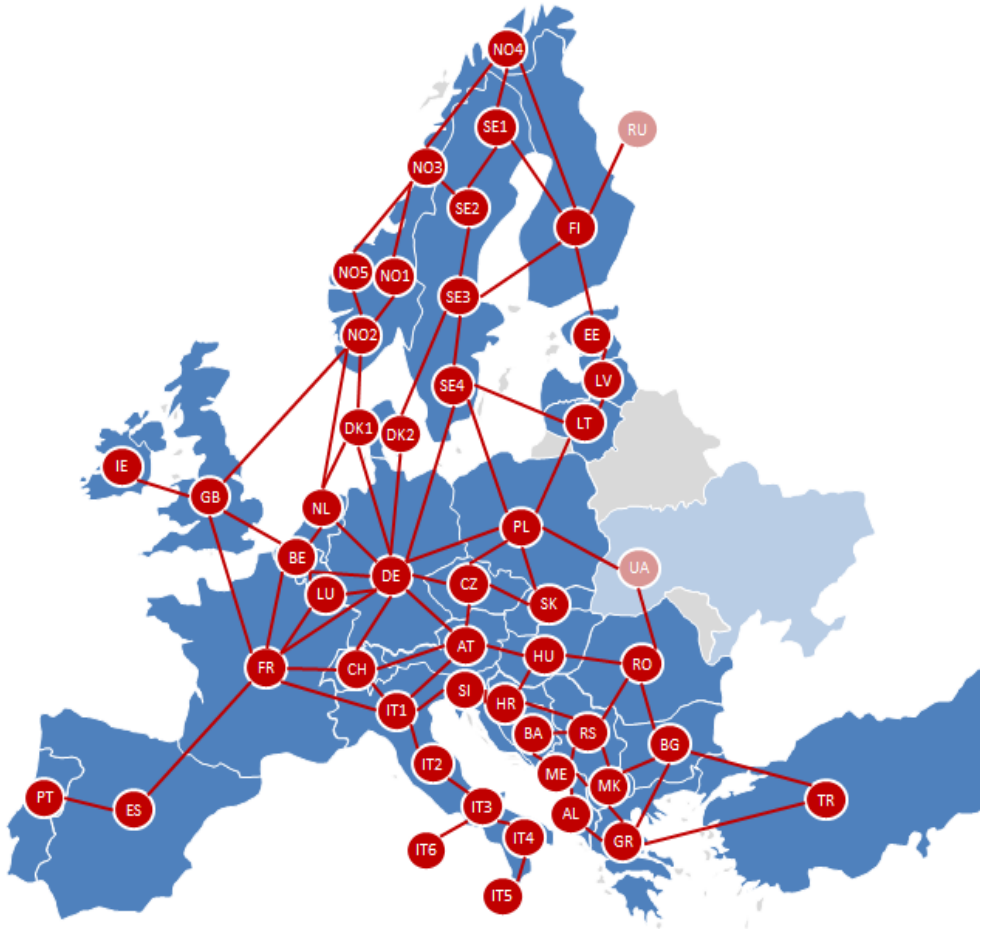
2. Моделиране на варианти за декарбонизация на електроенергийния сектор в България

2.1 - Подход за моделиране на пазара и основни допускания

Моделът на европейския пазар на електроенергия на Compass Lexecon обхваща пазарите на електроенергия в ЕС-27+ с висока степен на детайлизация.

- Моделът на електроенерийния пазар на Compass Lexecon обхваща 27-те страни от ЕС, както и Обединеното кралство, Швейцария, Норвегия, Балканите и Турция.
  - Страните извън този географски обхват се моделират на агрегирано ниво.
  - Моделът е разработен с помощта на търговската платформа за моделиране Plexos®, като се използват набор данни и допускания, съставени от Compass Lexecon за потреблението, предлагането, цените на суровините и междусистемна свързаност.
- Моделът на електроенергийния пазар на Compass Lexecon конструира предлагането във всяка ценова зона на базата на агрегирани централи и симулира пазара с почасова резолюция.
  - База данни за европейските електроцентрали, съдържаща техническите параметри на всички европейски топлоелектрически централи.
  - Зоналните цени се определят като пределна стойност на енергията, като се отчитат стратегиите за предлагане на производителите.
  - Моделът взема предвид трансграничния пренос и междусистемните връзки и ограниченията на производствените блокове.
- Моделът на пазара на електроенергия на Compass Lexecon използва паневропейската база данни за климата на ENTSOE (PECD) за почасови динамични редове за производството на вятърна и слънчева енергия, притока на вода и модела на потреблението.

Географски обхват на модела



Източник: Compass Lexecon

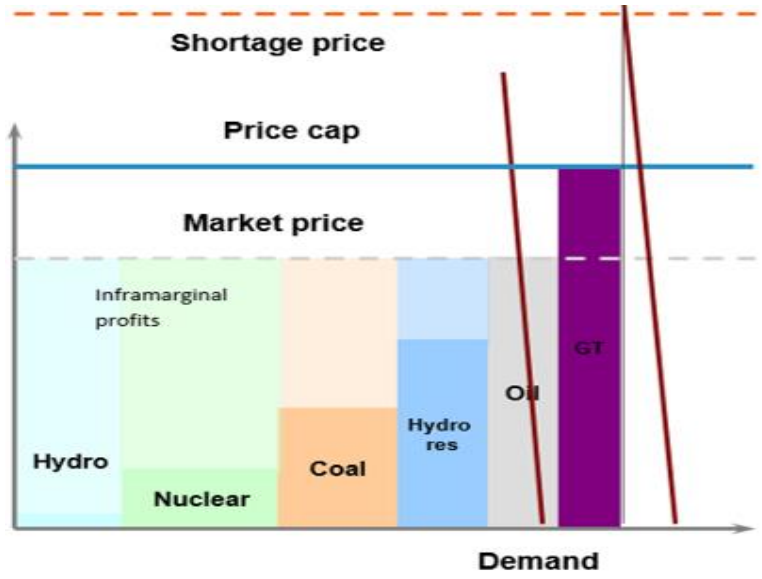
Моделът на европейския пазар на електроенергия на Compass Lexecon се основава на софтуер за оптимизиране на диспечирането, прилаган към краткосрочни и дългосрочни сценарии за инсталираните мощности

Дългосрочни сценарии за инсталираните мощности

- **Дългосрочните сценарии за инсталираните мощности могат да бъдат изведени чрез два различни подхода:**
  - Динамична дългосрочна оптимизация: Въз основа на предположения за намаляване на разходите, миксът от мощности се оптимизира, за да се минимизират разходите на системата, като същевременно се спазват редица ограничения, като например сигурност на доставките или целта за намаляване на емисиите на CO_2.
  - Дългосрочни сценарии за инсталираните мощности, основани на енергийни политики и регулиране: Прогнозите се основават на националните и европейските енергийни политики и регулации, които биха структурирали еволюцията на микса от мощности (политики за затваряне на въглищни мощности, ядрени политики, политики за възобновяеми източници, ...)
- Нашият подход за моделиране съчетава както дългосрочни сценарии за инсталираните мощности, основани на енергийни политики и регулации, така и динамична дългосрочна оптимизация чрез:
- **Моделиране на потреблението на електроенергия:**
  - **Прогнозиране на бъдещото потребление с възможности за оптимизация**
  - **Сигурност на доставките на националната енергийна система чрез осигурен минимален резерв**
- **Моделиране на перспективите за инсталираните мощности**
  - **Развитие на възобновяемите енергийни източници в рамките на НПЕК до 2030 г.**
  - **Постепенно намаляване на използването на въглища и планове за ядрена енергия до 2050 г.**
  - **Намаляване на европейските емисии до нула до 2050 г.**
  - **Намаляване на капиталовите разходи до 2050 г.**

Краткосрочно оптимизиране на диспечирането

- **Моделът конструира почасово предлагане във всяка ценова зона въз основа на агрегираните ограничения на производствените блокове:**
  - База данни за европейските електроцентрали, съдържаща техническите параметри на всички европейски топлоелектрически централи
  - Моделът взема предвид трансграничния пренос и междусистемните връзки
- **Зоналните цени се определят като пределна стойност на енергията въз основа на стратегиите за оферирање на краткосрочни пределни разходи (SRMC).**
- **Резултати от почасовото диспечиране на произведените количества енергия въз основа на SRMC**



Източник: Compass Lexecon

Подход за моделиране на пазара и основни допускания - Обобщена таблица

Моделът на европейския пазар на електроенергия на Compass Lexecon е създаден с редица входни данни, получени от последните доклади на операторите на преносни системи, регулаторните органи и участниците на пазара

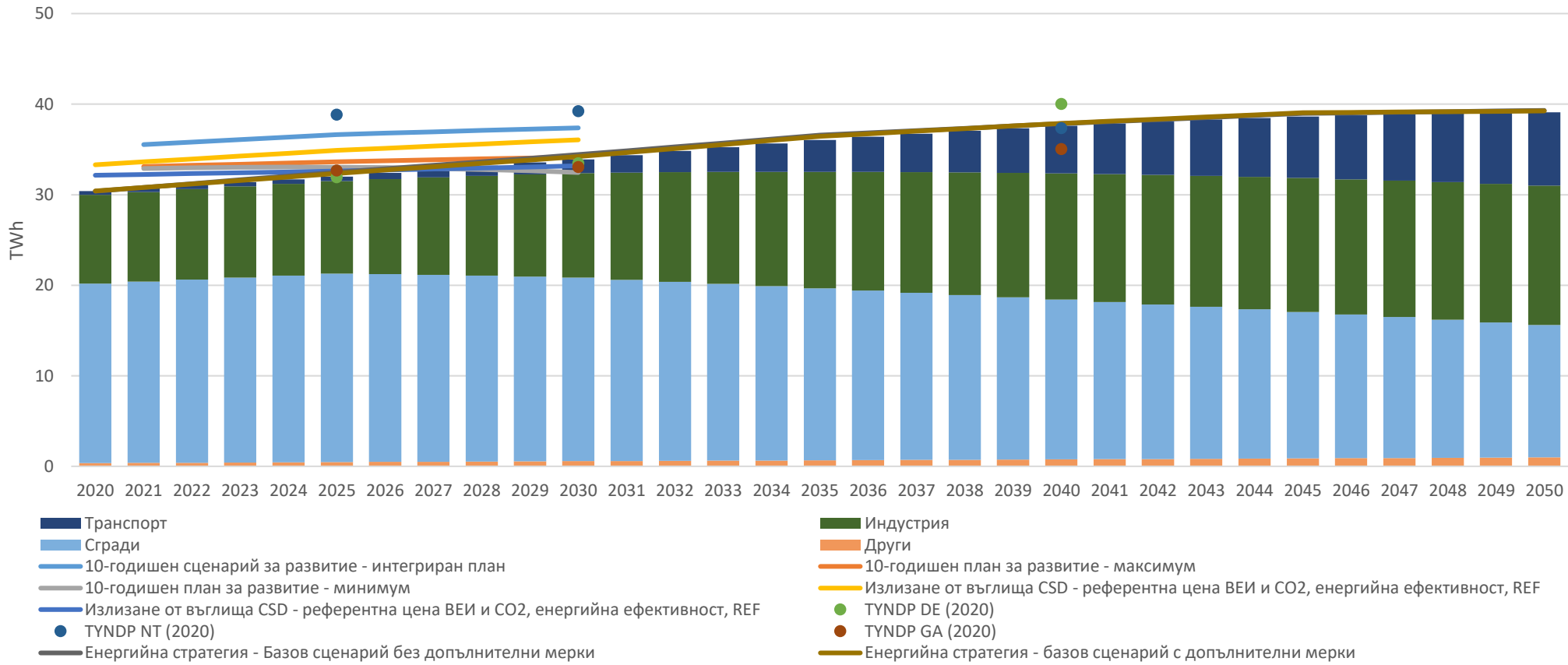
Основен двигател на цената на електроенергията	Източници	Оптимизация
Потребление		
потребление на енергия	■ Дългосрочна електрификация въз основа на проекта на проекта на Енергийната стратегия на България и сценария на ЕС за декарбонизация	■ Зададено като потребление, което трябва да бъде удовлетворено
Предлагане		
ВЕИ мощности	■ Минимална стойност, определена в НПЕК, и потенциал за достигане на 60-65% дял на ВЕИ в целия ЕС до 2030 г. в съответствие с пакета «Подготвени за цел 55". ■ Потенциал до 2050 г. въз основа на националните преносни оператори, ENTSOE ■ Прогнози за капиталовите и оперативните разходи въз основа на последните данни от Референтния сценарий на ЕК 2020 (към юли 2021 г.)	■ Инсталираните мощности на ЕС и България се оптимизират динамично след това въз основа на NPV на очакваните разходи и приходи
Ядрени мощности	■ Последни национални планове за поетапно намаляване или извеждане от експлоатация ■ Последни съобщения за удължаване на живота на централите и нови проекти	■ Оптимизиране на диспечирането чрез модел за почасово диспечиране. Оптимизиране на инсталираните мощности в България
Термични мощности	■ Последни съобщения от операторите и национални планове за поетапно спиране или преминаване към биомаса ■ В България - моделиране на варианти за рехабилитация, модернизация или преобразуване на ТЕЦ ■ Прогнози за капиталовите и оперативните разходи въз основа на последните данни от Референтния сценарий на ЕК 2020 г. (към юли 2021 г.)	■ Динамично оптимизиране на инсталираните мощности на ЕС и България в дългосрочен план въз основа на NPV на очакваните разходи и приходи ■ Оптимизиране на диспечирането чрез модел за почасово диспечиране
Технологии за съхранение	■ Прогнози за капиталовите и оперативните разходи въз основа на последните данни от Референтния сценарий на ЕК 2020 (към юли 2021 г.) и BNEF 2020 за батерии за съхранение	
Цени на суровините		
Газ	■ Форуърди до 2023 г., достигайки Референтния сценарий на ЕС за 2020 г. до 2025 г.	■ Зададени като входящи данни (вж. приложението)
Въглища ARA CIF	■ Форуърди до 2023 г., достигайки Референтния сценарий на ЕС за 2020 г. до 2025 г.	■ Зададени като входящи данни (вж. приложението)
CO_2 EUA	■ Форуърди до 2023 г., достигайки Референтния сценарий на ЕС за 2020 г. или сценария EU MIX до 2025 г.	■ Зададени като входящи данни (вж. приложението)
Междусистемни връзки		
Интерконектори	■ Прогноза на ENTSO-E TYNDP 2020 / MAF 2020 за нови и съществуващи междусистемни връзки	■ Зададени като входящи данни (вж. приложението)

Забележка: Допълнителни подробности са представени в приложенията.
(1) MAF: Средносрочна прогноза за адекватност; (2) TYNDP: Десетгодишен план за развитие на мрежата;

Прогнозите за потреблението на електроенергия до 2050 г. произтичат от проекта на Енергийната стратегия на България, която предвижда повишаване на електрификацията и енергийната ефективност на икономиката

- Очаква се в периода между 2020 г. и 2050 г. потреблението на електроенергия да се увеличи с около 30% в резултат на електрифицирането на транспорта (85% до 2050 г.), промишлеността (с 60% до 2050 г.) и сградите (с 65% до 2050 г.), което ще бъде частично компенсирано от разгръщането на мерки за енергийна ефективност (достигащи 2.5% до 2050 г.).
- Макар в сравнение с други референтни показатели в краткосрочен план, потреблението на електроенергия остава в съответствие с прогнозата за потреблението на електроенергия до 2050 г. в проекта на Енергийната стратегия.

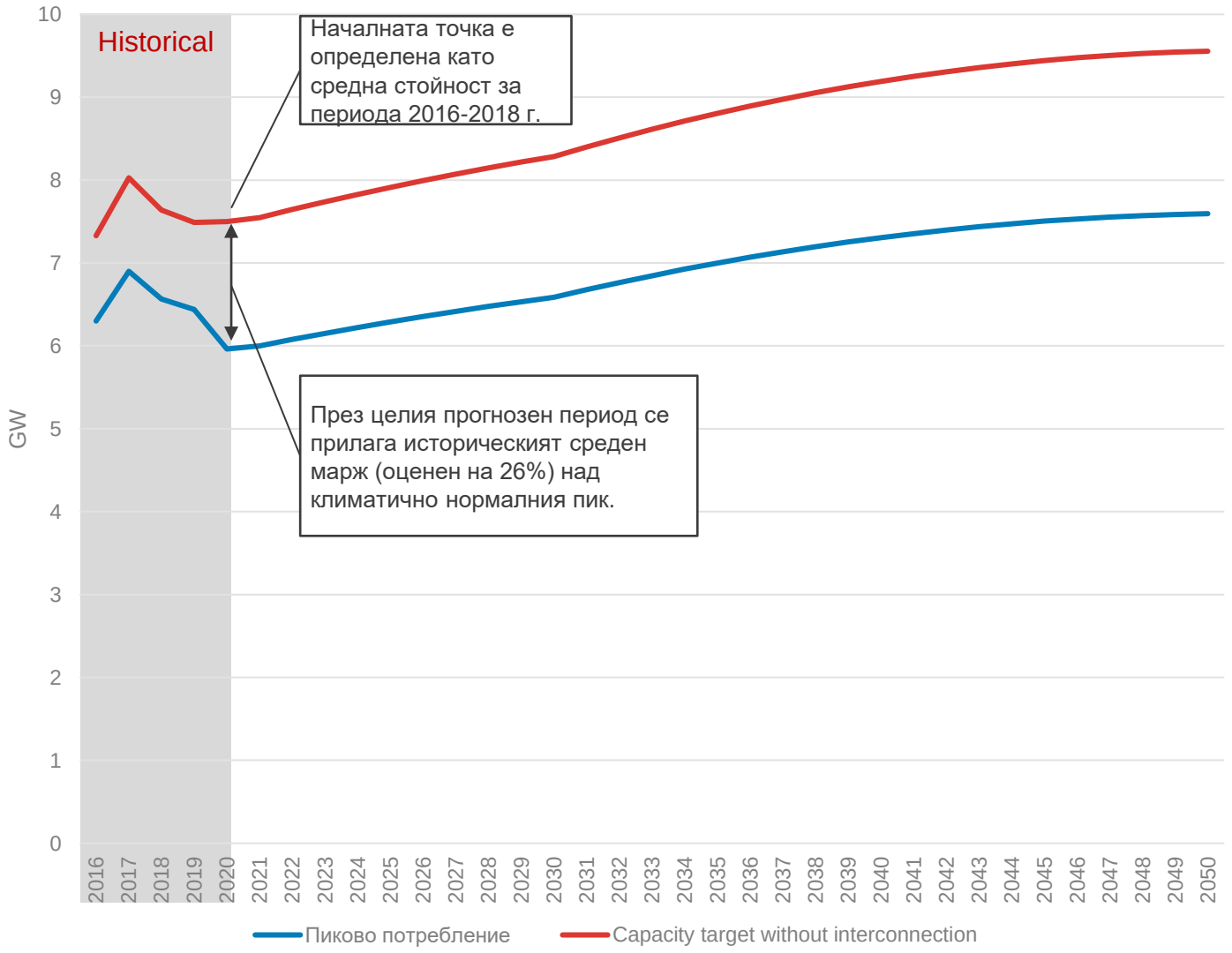
Сравнителен анализ на прогнозата за крайното потребление на електроенергия (нето) в България



Източник: Общо потребление, съобразено с проекта на Енергийната стратегия на България, и секторно потребление по анализ на Compass Lexecon и данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham

За да се гарантира сигурността на доставките, през целия хоризонт трябва да се поддържа минимален резерв инсталирана мощност, определен на историческото средно ниво

Целева нетна инсталирана мощност (MW)

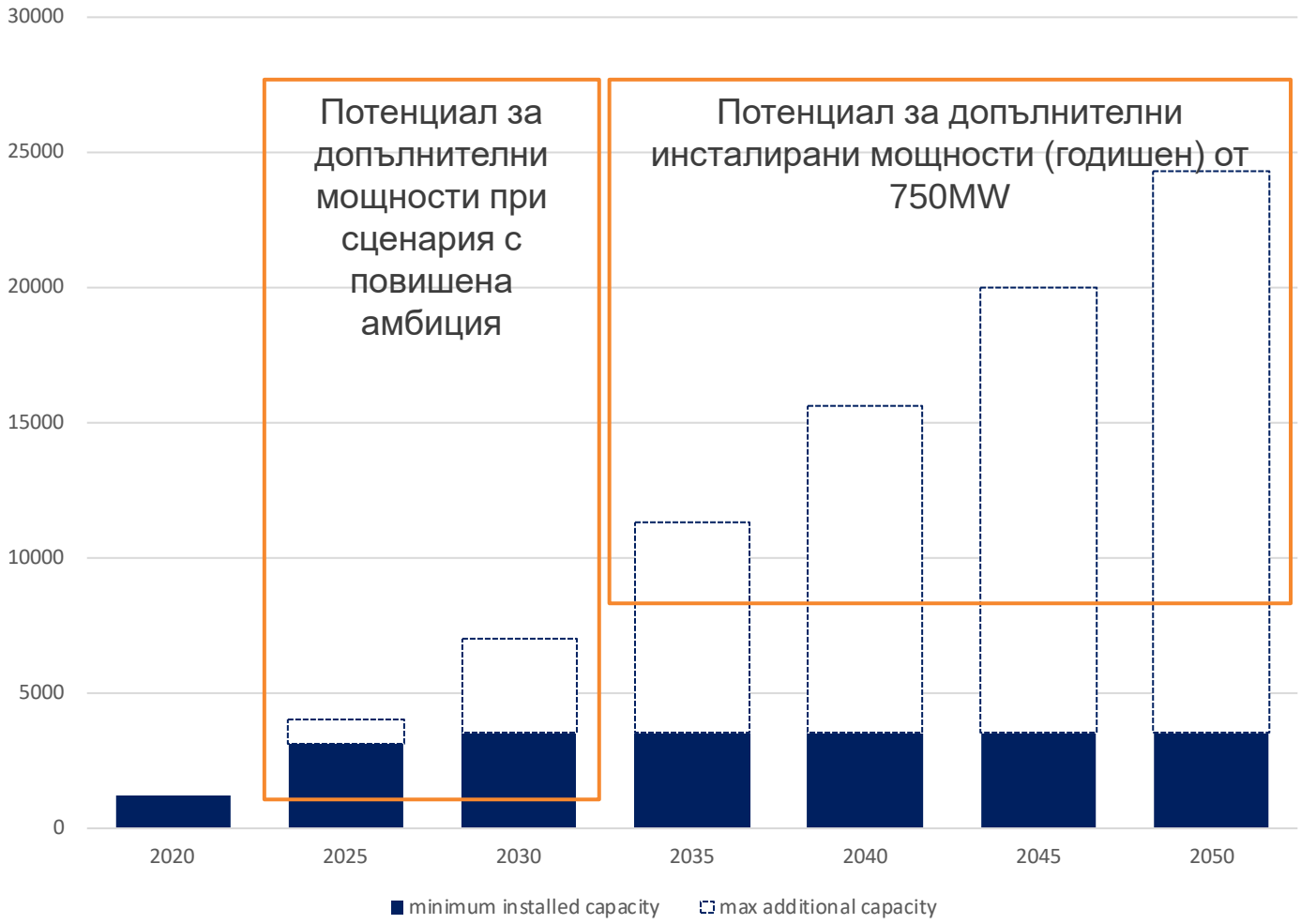


- За да се гарантира сигурността на доставките, за целите на моделирането е прието, че през целия хоризонт трябва да се поддържа минимален резерв инсталирана мощност, определен на историческото средно ниво.
- Маржът на инсталираната мощност се оценява на 26% от нормалното пиково потребление при обичайни климатични условия. Това съответства на поддържане на съответствие с изискванията за системни услуги и буфер за отклонения в потреблението, за да се покрият екстремни пикове в потреблението в допълнение към наблюдаваното върхово потребление.
- Този марж отразява също така съвпадението на пиковите стойности на регионалните пазари на електроенергия в регион с "дефицит на мощност", като по този начин предполага, че България може да разчита само в ограничена степен на внос по време на недостиг.

Източник: Входни данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham и анализ на Compass Lexecon

Слънчева фотоволтаична енергия: Отвъд целите на НПЕК, моделирането предполага максимален потенциал от 7GW през 2030 г. и последващо изграждане на мощности с годишен максимум от 750MW

Фотоволтаици – минимална инсталирана мощност и потенциал (MW)

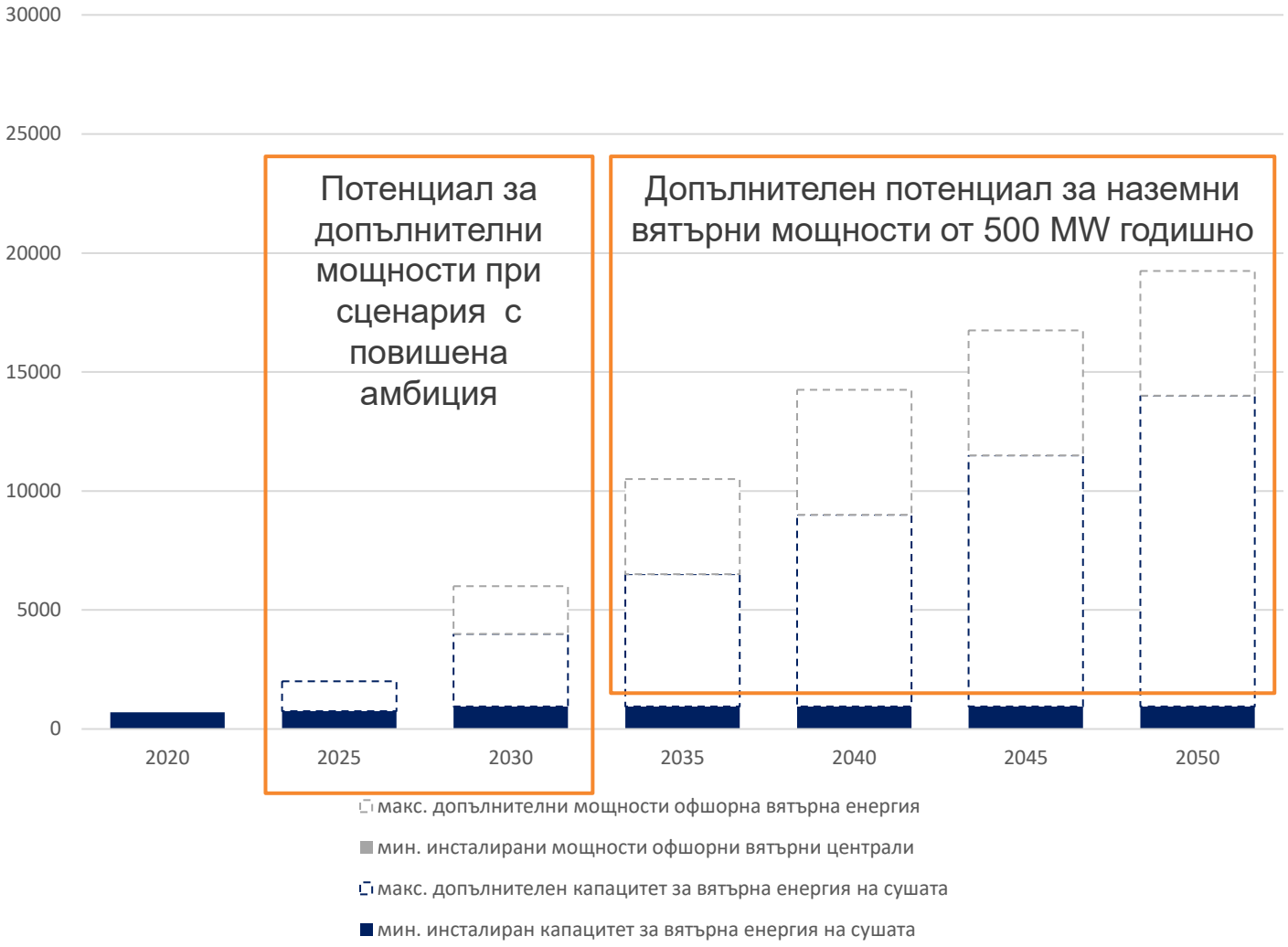


- Инсталираната мощност на фотоволтаичните централи е оптимизирана от 2025 г. нататък, като се има предвид, че минималната инсталирана мощност ще достигне целта на НПЕК до 2030 г., и минимално увеличение на покривните фотоволтаици до 2050 г.
- Докато в СА 2020 г. не се предполага допълнителен потенциал за мощности преди 2030 г., в СПА на ЕС се приема, че допълнителният потенциал за мощности е 3500 MW през 2030 г., което отразява допълнителния капацитет на веригата за доставки за осигуряване на нови мощности над целите, определени в НПЕК.
- След 2030 г. потенциалът на фотоволтаичните централи се моделира, като се приемат максимални допълнителни мощности от 750 MW годишно след 2030 г. за общ потенциал от под 25 GW до 2050 г. Това отразява потенциалната бъдеща способност на веригата за доставки да предоставя стабилни нови мощности.

Източник: Данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham и анализ на Compass Lexecon

Вятърна енергия: Отвъд целите на НПЕК, моделирането предполага наземен потенциал от 4GW през 2030 г. и около 15GW до 2050 г. и офшорен потенциал от около 5GW до 2050 г.

Вятърна енергия – минимална инсталирана мощност и потенциал (MW)

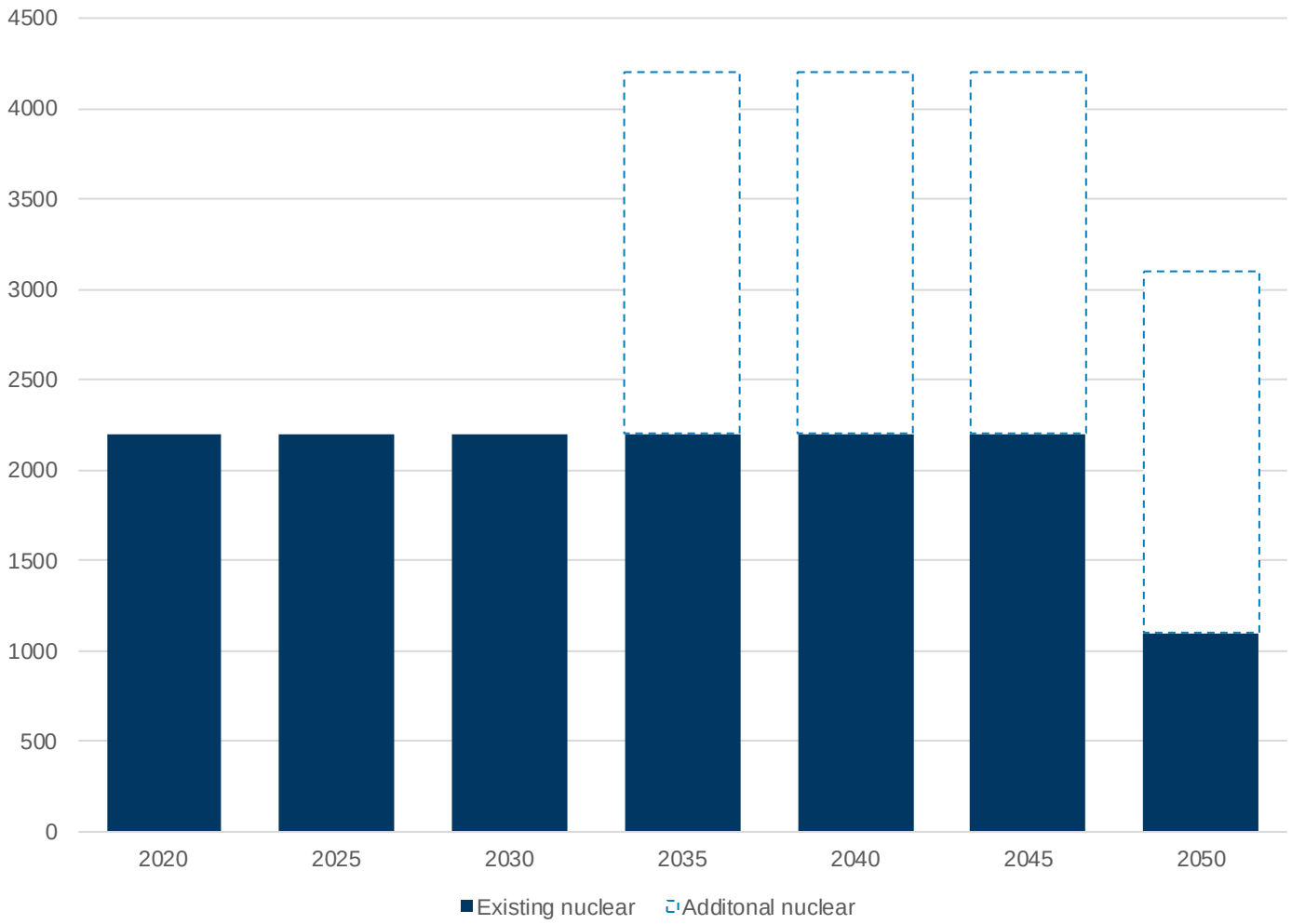


- Инсталираната мощност на вятърните електроцентрали се оптимизира от 2025 г. нататък, като се има предвид, че минималната инсталирана мощност трябва да достигне целта на НПЕК до 2030 г.
- Докато в СА 2020 г. не се приема допълнителен потенциал за инсталирани мощности преди 2030 г., в СПА на ЕС се приема, че има такъв от 3050 MW през 2030 г., което отразява допълнителния капацитет на веригата за доставки за осигуряване на нови мощности над целите на НПЕК.
- След 2030 г. потенциалът на наземните вятърни мощности се моделира, като се приема максимални допълнителни мощности от 500 MW годишно след 2030 г. за общ потенциал от под 15 GW до 2050 г. Това отразява възможната бъдеща способност на веригата за доставки да осигури стабилни нови мощности.
- Инсталираните мощности офшорна вятърна енергия може да достигнат общо до 5 GW.

Източник: Данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham и анализ на Compass Lexecon

Ядрени мощности: Освен съществуващите ядрени блокове, моделирането позволява потенциално изграждане на до 2GW нови ядрени мощности

Прогноза за ядрените мощности (MW)

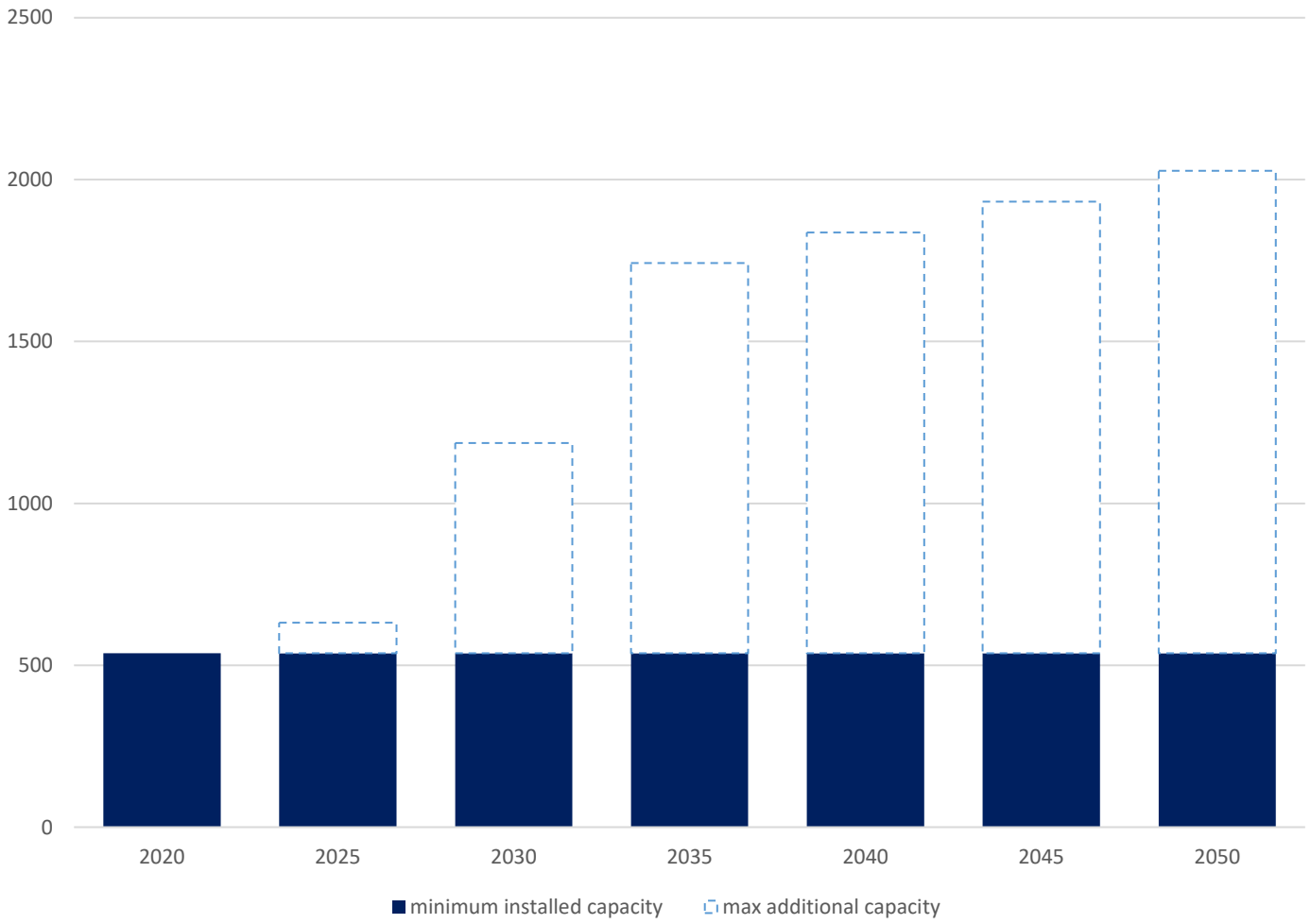


- **Предполага се, че срокът на експлоатация на съществуващите ядрени блокове ще бъде удължен до 60 години** :
  - Козлодуй 5 (1100 MW) ще бъде изведен от експлоатация през 2047 г.
  - Козлодуй 6 (1100 MW) ще бъде изведен от експлоатация след 2050 г
- **Новите ядрени мощности се моделират ендогенно след 2030 г. до 2 GW, като се приема прогноза за инвестиционните разходи въз основа на производството на ядрена енергия от трето поколение, включително икономии от мащаба на Референтния сценарий ЕС 2020 г. Технологични пътища**.
  - Предполагаме, че разходите ще бъдат намалени с 25% в сравнение с текущите оценки на инвестиционните разходи.

Източник: Входни данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham

Водноелектрически централи: В допълнение към съществуващите руслови водни електроцентрали моделът оптимизира нови мощности до 1,5 GW до 2050 г. и разширяване на капацитета на помпено-акумулиращите резервоари

Прогноза за капацитета на русловите ВЕЦ (MW)

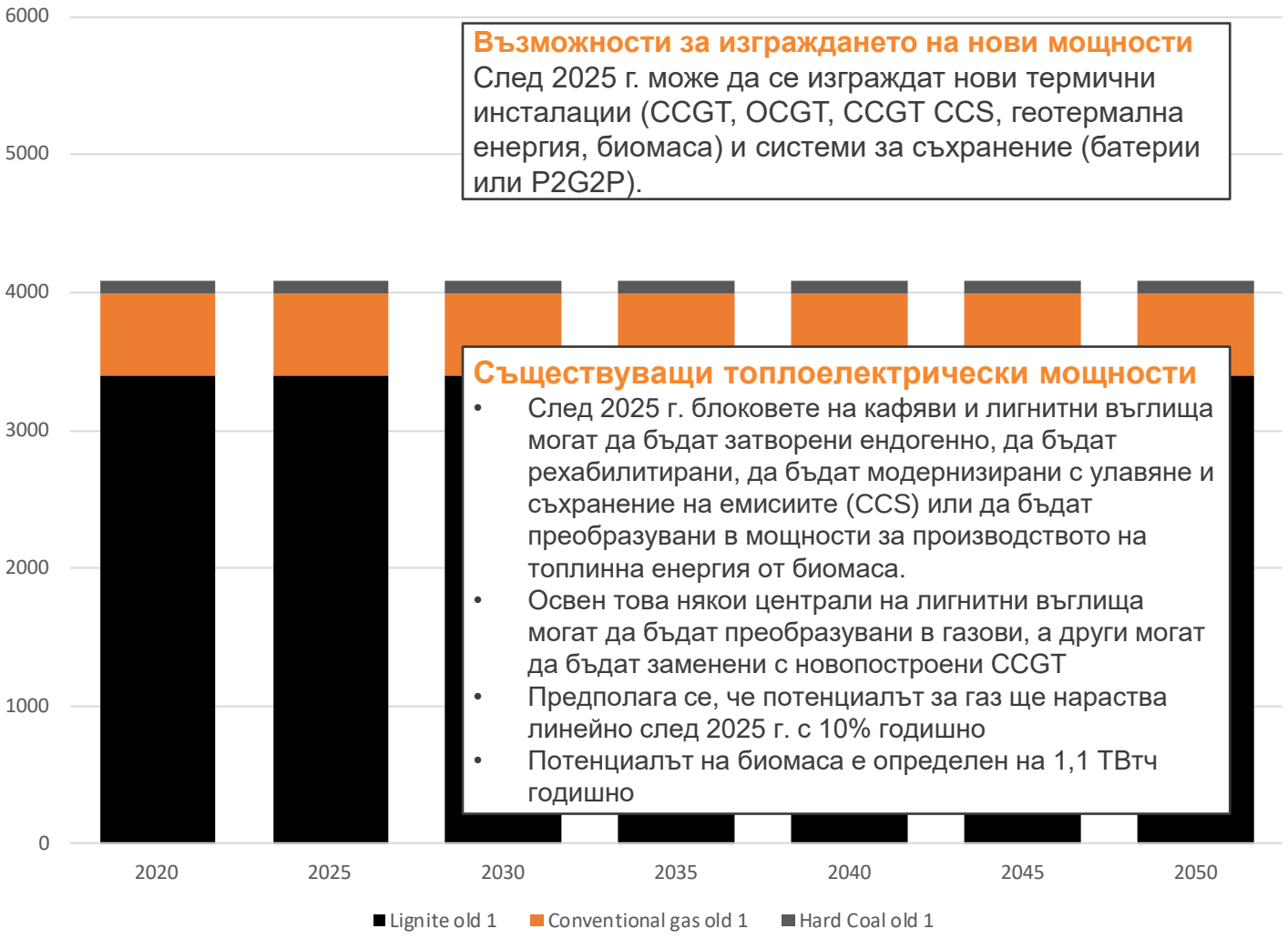


- Съществуващата мощност руслови ВЕЦ в момента е около 500 MW
- Новите мощности руслови ВЕЦ се моделират ендогенно след 2025 г. за допълнителна мощност до 1,5 GW до 2050 г.
- Разширяването на възможностите за съхранение на енергия чрез помпено-акумулиращи резервоари (от 8 на 24 часа) също е включено в моделирането и изглежда е опция, която би се вписала успешно в различни сценарии и в сценарии, отчитащи различните чувствителни фактори за периода след 2030 г.

Източник: Входни данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham

Моделът оптимизира развитието на съществуващите топлоелектрически централи и изграждането на нови мощности след 2025 г., за да се гарантира сигурността на доставките

Прогноза за инсталираните мощности на топлоелектрическите централи (MW)



- **Съществуващите термични мощности първоначално се определят въз основа на съществуващите производствени блокове, като след това се оптимизират с помощта на модела чрез**:
  - Извеждане от експлоатация на съществуващи централи
  - Рехабилитация на съществуващи централи
  - Модернизиране със CCS (освен блоковете в Бобов дол)
  - Преустройство на съществуващи централи
- **Новите термични мощности и системи за съхранение** се определят ендогенно с помощта на модела чрез набор от предварително определени ограничения, включително увеличение на потенциала на газ с 10% годишно от начален потенциал от около 3-3,5 GW и потенциал на биомаса от 1,1 TBтч годишно.
- **Използваните допускания за цените на** суровините се основават на референтния сценарий на ЕС за 2020 г. и сценария EU MIX (вж. приложението**).**

Източник: Данни на Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham и анализ на Compass Lexecon
Забележки: P2G2P съответства на използването на водород за балансиране на енергийната система.

2.2 - 2020 Резултати от сценария с ангажименти (CA)

Сценарият с ангажименти (СА 2020 г.) се базира на НПЕК 2020 г. и проекта на Енергийната стратегия на България и за целите на изследването е използван като контрафактологичен сценарий

Сценарият с ангажименти („СА 2020 г.“) се базира на НПЕК 2020 г. и проекта на Енергийна стратегия на България.

- Този сценарий използва прогнозите за цените на суровините, включително прогнозите за цените в рамките на СТЕ на ЕС, и допусканията за технологичните разходи от Референтния сценарий на ЕС за 2020 г., допълнени със специфични за България данни, предоставени от Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham, и отразява развитието на производствения микс, за да се постигне 40% намаление на емисиите на CO2 в енергийния сектор до 2030 г., което се предполага от общото намаление на емисиите на CO_2 с 49% в сравнение с нивата от 1990 г.
- Той е използван като контрафактологичен сценарий, който да позволи сравнение с другите сценарии, включващи потенциални по-нататъшни действия на България за преход към нисковъглеродна икономика.

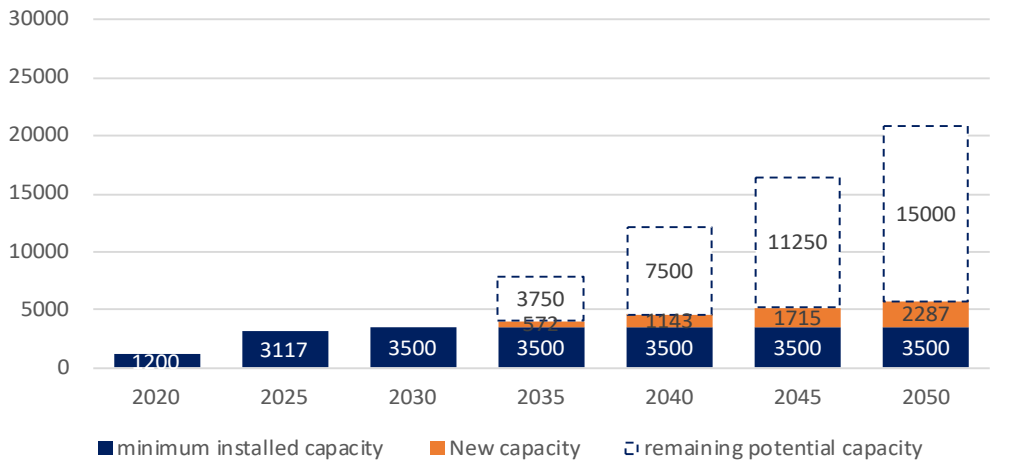
A Сценарий с ангажименти 2020 г.

- СА 2020 г.-

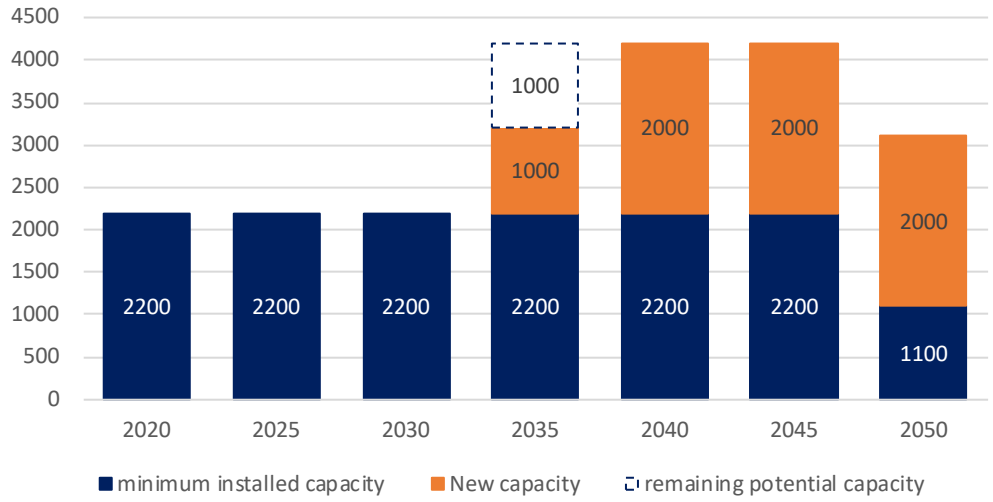
- **Прогнози за инсталираните мощности и производството на електроенергия** в рамките на проекта на Енергийната стратегия на България до 2035 г., удължени до 2050 г. с икономически ефективно развитие на производствените мощности с технически ограничения
- **Цел на НПЕК:** Намаляване на емисиите с 49% до 2030 г. в сравнение с 1990 г. и цел за 27% дял на ВЕИ през 2030 г.
- **Без допълнителна цел за намаляване на емисиите до 2050 г.,** освен намаляване на квотите в рамките на СТЕ (~300 млн. т CO_2 от енергийния сектор на ЕС през 2050 г.)
- **Перспективи за цените на суровините и СТЕ на ЕС** съгласно Референтния сценарий на ЕС за 2020 г.

В съответствие с проекта на Енергийната стратегия от 2020 г. лигнитните въглища и ядрените електроцентрали преобладават в микса въпреки ръста на инсталираните мощности ВЕИ до 2050 г.

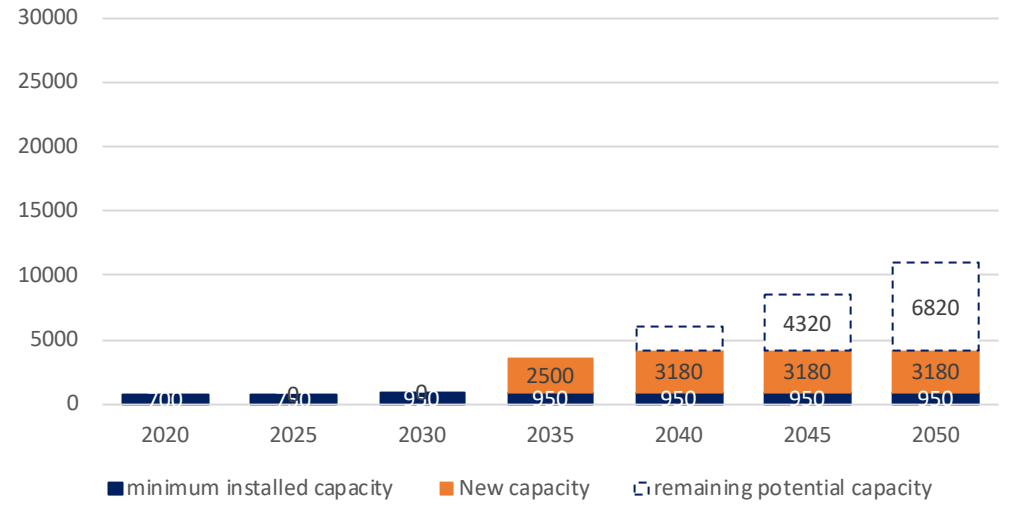
Фотоволтаични централи – минимални мощности, новоизградени и оставащ потенциал (MW)



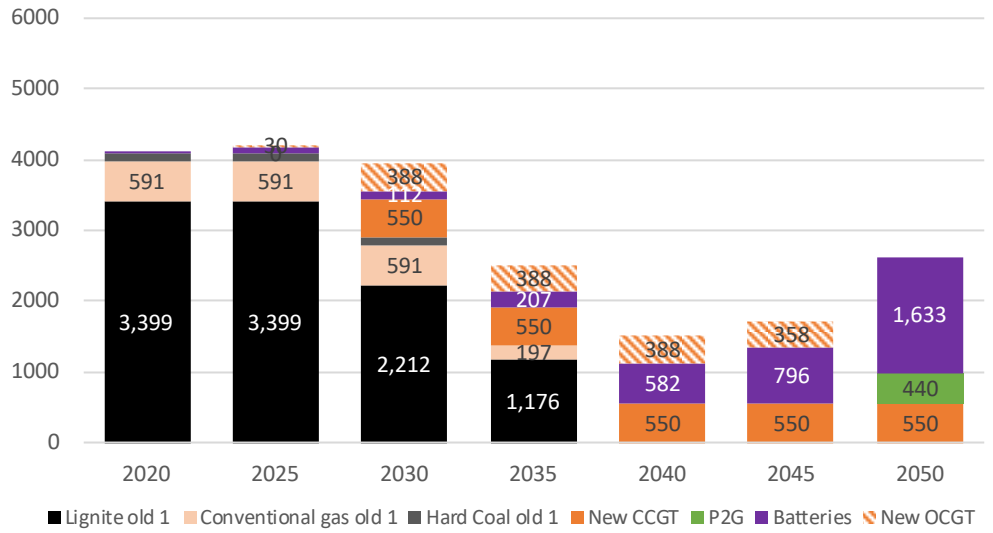
Ядрена енергия – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



Вятърна енергия – минимални мощности, новоизградени и оставащ потенциал (MW)



Прогнозни инсталирани мощности - топлоелектрически централи (MW)

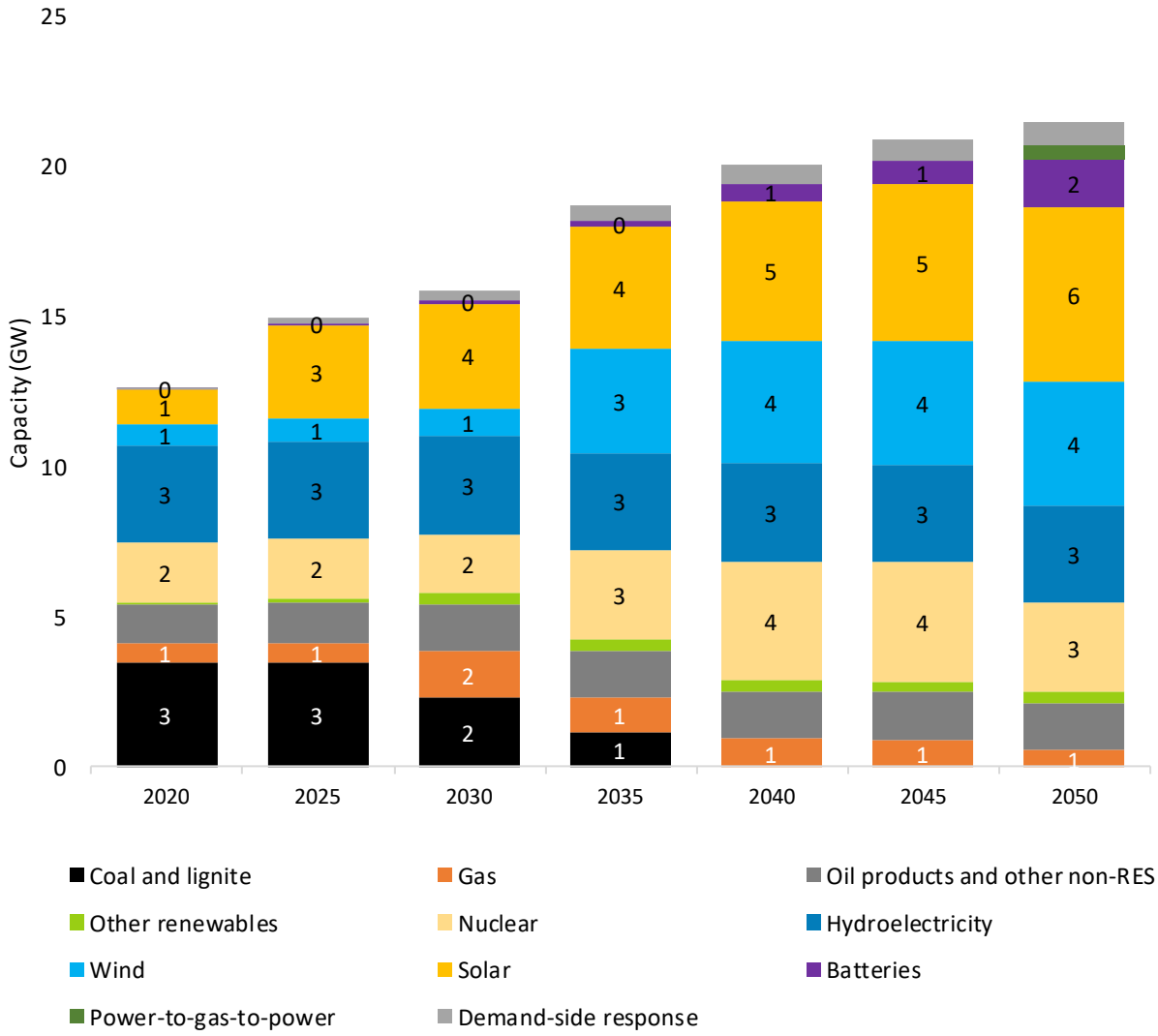


Източник: Compass Lexecon

Забележка: В допълнение при моделирането е разработено разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

България преминава от лигнитните въглища към нисковъглеродни мощности в средата на 2030-те години и във все по-голяма степен разчита на нисковъглеродни мощности през целия прогнозен период

Инсталирана мощност (GW)



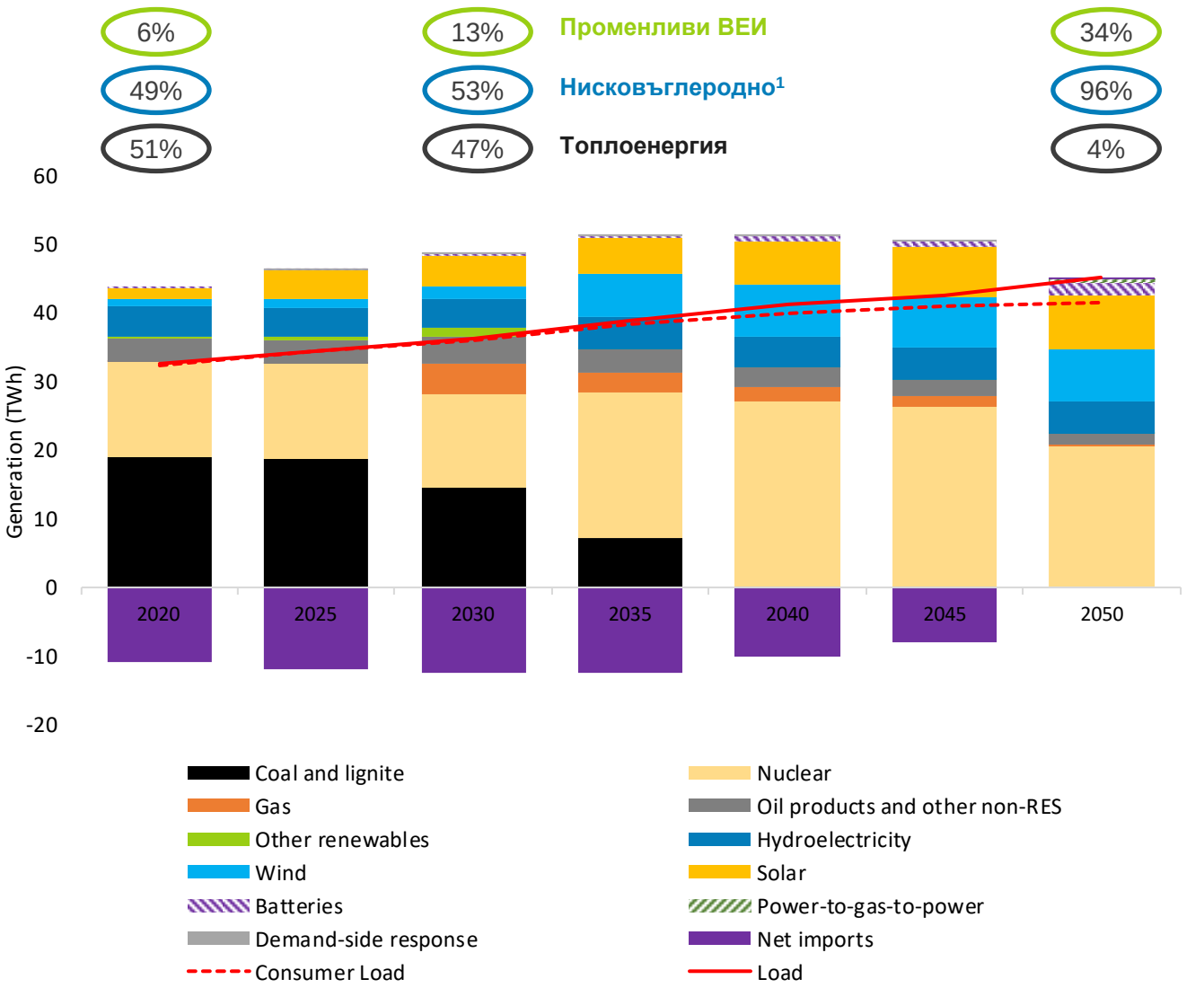
След 2030 г. централите на лигнитни въглища постепенно се заменят с нови газови мощности, което позволява да се гарантира сигурността на доставките в средносрочен план.

- След 2035 г. ще бъдат пуснати в експлоатация нови ядрени блокове с обща инсталирана мощност 2 GW, които ще осигурят както нисковъглеродна електроенергия, така и сигурност на доставките.
- Като цяло инсталираните мощности се увеличават с 9 GW до 2050 г. в сравнение със сегашните. Това увеличение се дължи основно на ръста на ВЕИ, като инсталираните мощности на наземна вятърна и слънчева енергия достигат съответно 4,1 GW и 5,8 GW.
- Нарастването на ВЕИ в микса е съпроводено и с увеличаване на капацитета на батерии за съхранение с мощност около 1,6 GW до 2050 г., както и на реакция на потреблението (Demand Side Response - DSR) и power-to-gas-to-power (P2G2P).

Източник: Compass Lexecon

Въпреки бавната промяна в краткосрочен план, CA 2020 г. предвижда силен ръст на производството на енергия с ниски въглеродни емисии до 2050 г., като използването на лигнитни въглища постепенно ще бъде преустановено до 2035 г.

Производство (TWh)

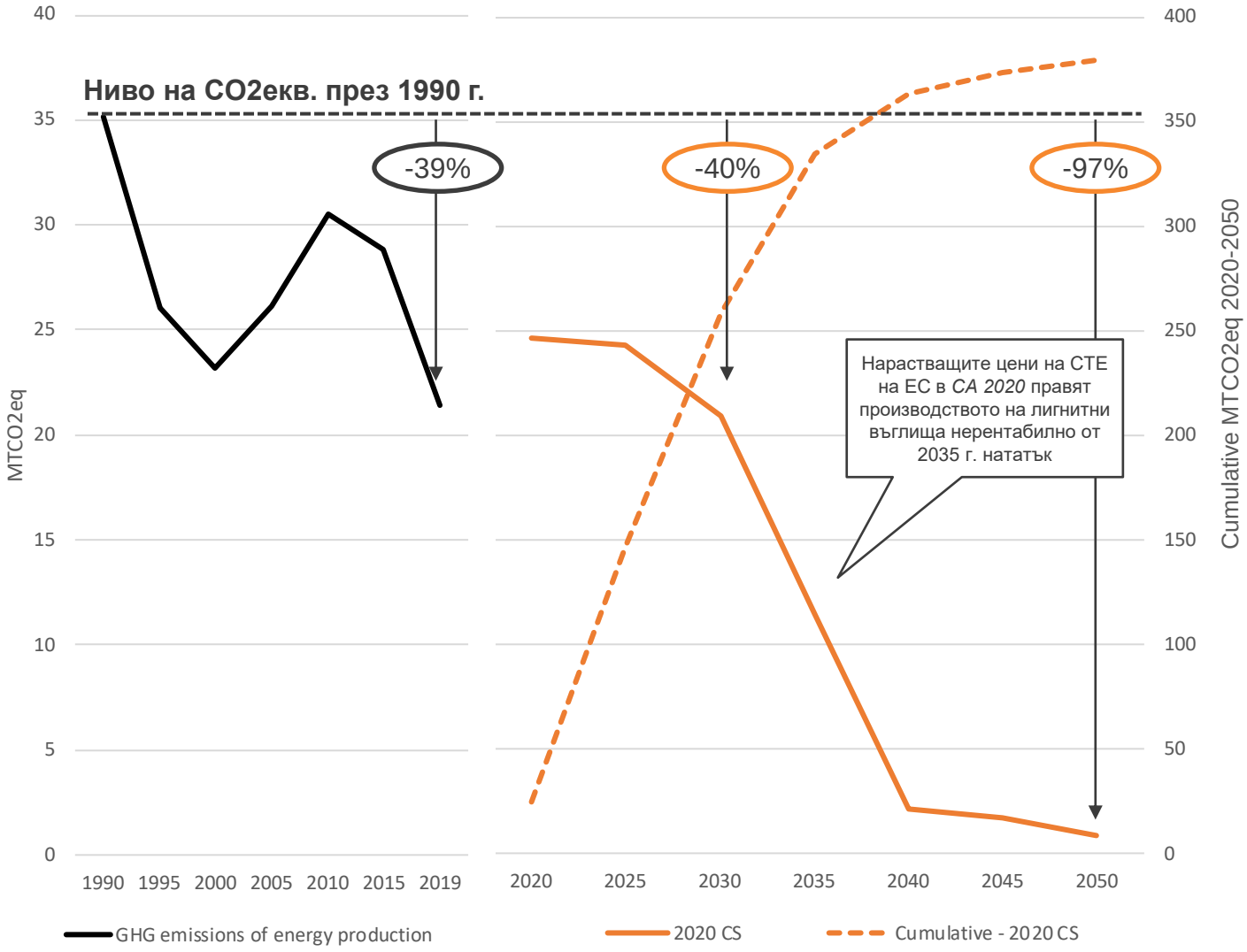


- През 2020 г. България все още разчита в голяма степен на производството на електроенергия от лигнитни въглища, преди да премине на газ през 2030-те г. и на ядрена енергия и възобновяеми енергийни източници през 2040-те г.
- Като цяло балансът на износа на България остава положителен през по-голямата част от прогнозния период, преди да достигне равновесие към 2050 г.
- През прогнозния хоризонт производството на слънчева енергия се увеличава петкратно, а производството на наземна вятърна енергия - шесткратно, като делът на гъвкави ВЕИ мощности в производството нараства от 6% през 2020 г. до 34% през 2050 г.
- В комбинация с ядреното производство, делът на нисковъглеродното производство почти се удвоява от 49% през 2020 г. до 96% през 2050 г.

Източник: Compass Lexecon
Бележка: 1. Включва ядрена енергетика, хидроенергетика, гъвкави ВЕИ, съхранение и DSR

В съответствие с проекта на Енергийната стратегия емисиите в енергийния сектор ще намалеят с 40% до 2030 г., а до 2050 г. ще продължат да намаляват до постигането на пълна декарбонизация

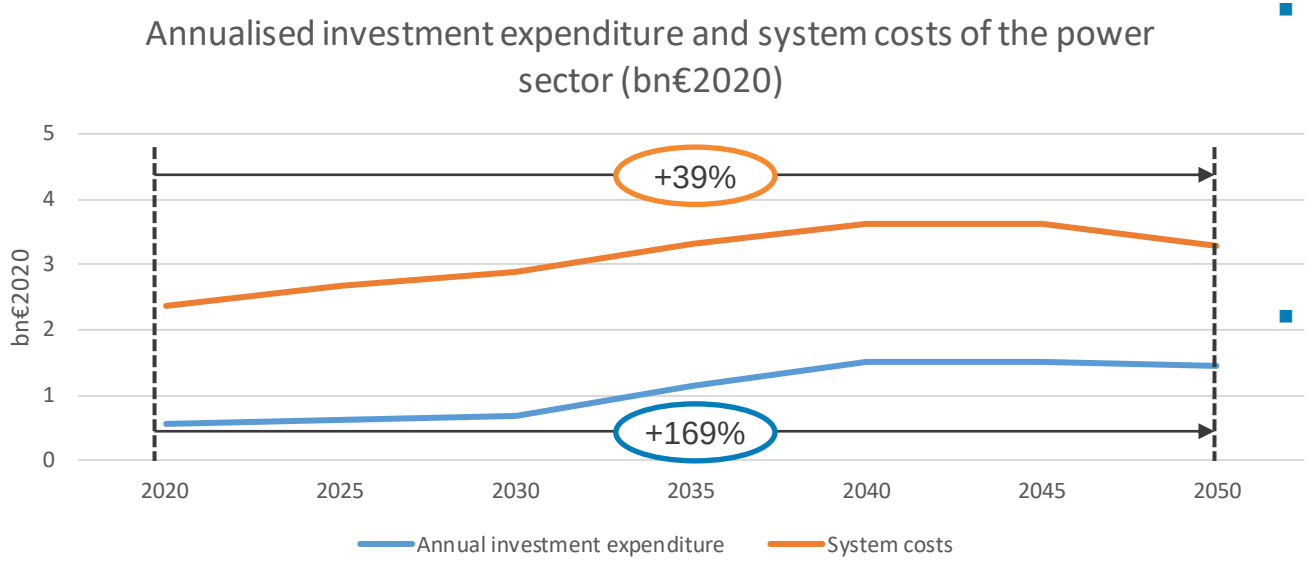
Емисии парникови газове от сектора на енергетиката

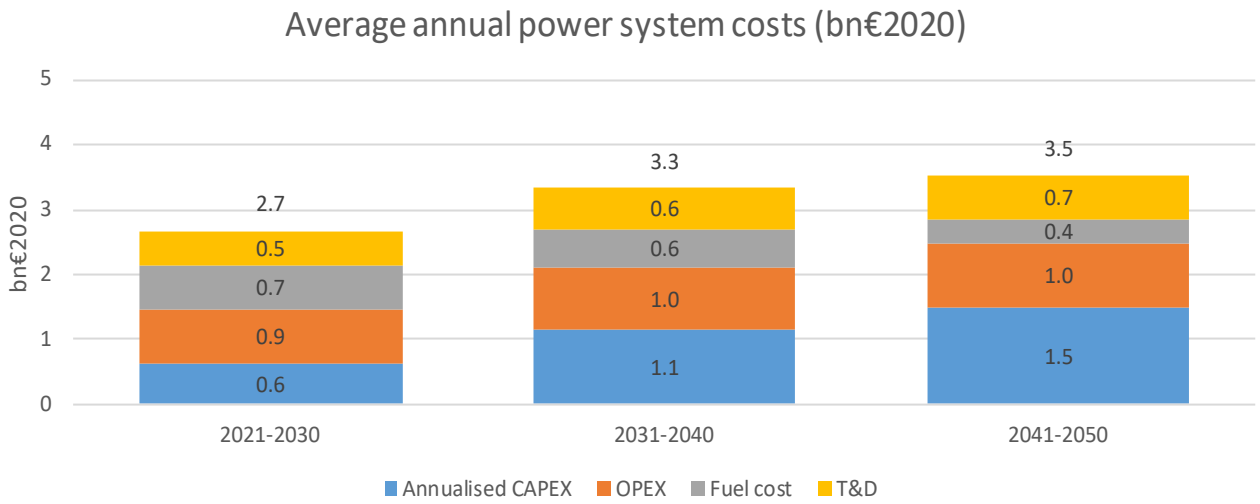


- Целта за намаляване на емисиите на CO_2 с 49% до 2020 г., заложена в НПЕК, се изразява в намаляване на емисиите в енергийния сектор с около 40% спрямо 1990 г., или на около 21 млн. тона $CO2_{екв.}$ през 2030 г.
- Като се има предвид, че емисиите на CO_2 от енергийния сектор вече са намалели с 39% за периода 1990-2019 г., допълнителните усилия, необходими за постигане на целта на НПЕК, са по-скоро ограничени.
- Така в рамките на СА 2020 основната част от намаляването на емисиите се очаква след 2030 г., когато производството на лигнитни въглища спадне значително.
- С все по-широкото навлизане на нисковъглеродното производство в българския енергиен микс и намаляването на производството от лигнитни въглища, емисиите се понижават значително до 2050 г., достигайки намаление от 97%.

Източник: Compass Lexecon
Забележка: Исторически емисии от националния доклад за инвентаризация на България за 2021 г..

С развитието на нисковъглеродни мощности капиталовите разходи в енергийния сектор се увеличават





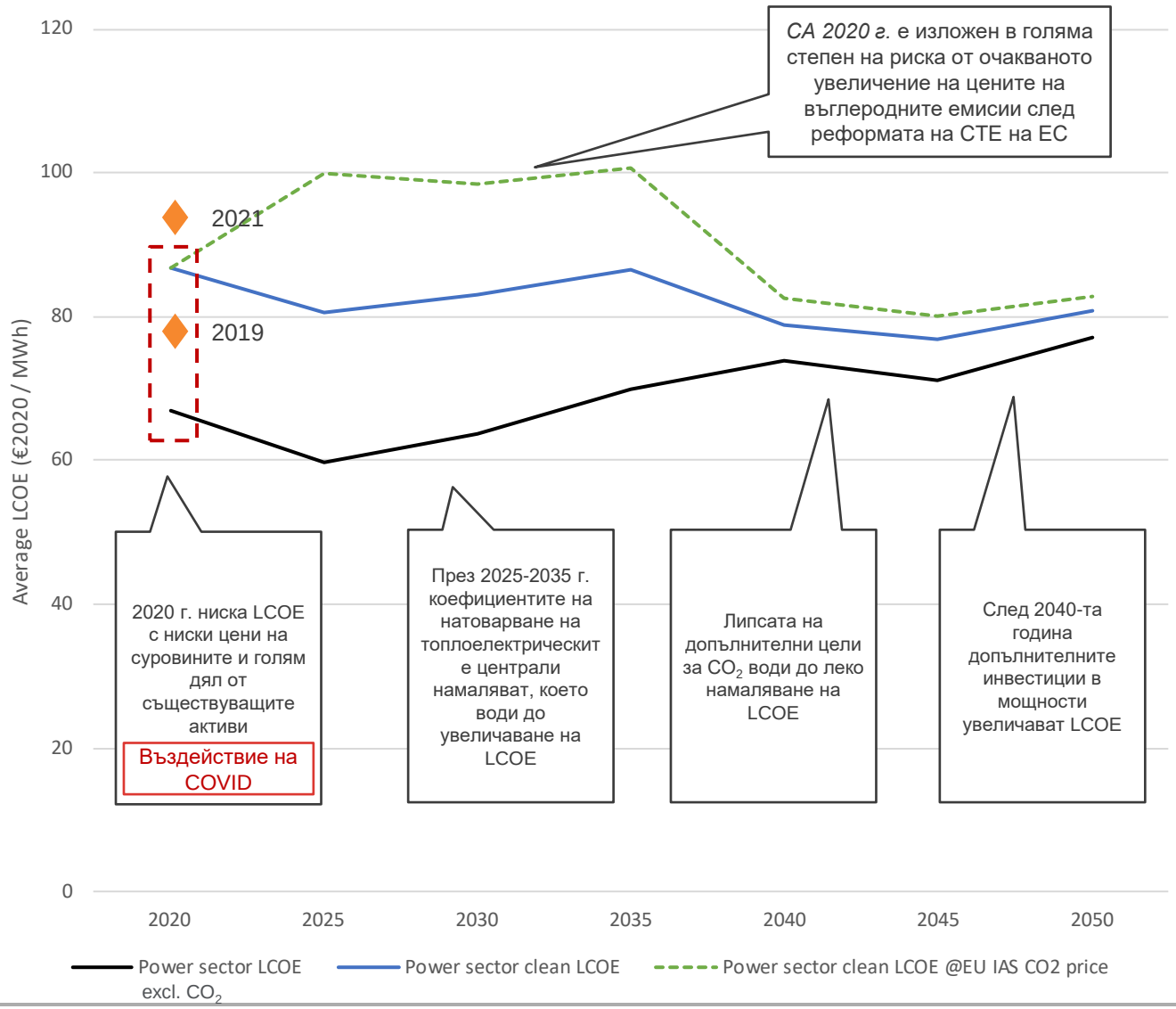
- С течение на времето капиталовата интензивност на енергийния сектор се повишава.
  - За целите на декарбонизация на българската енергийна система, инвестициите в нисковъглеродни мощности нарастват органично спрямо текущите нива.
- В рамките на СА 2020 разходите за електроенергийната система се увеличават с около 40% между 2020 и 2050 г. Това се дължи главно на капиталовите разходи за нови мощности, които се увеличават с около 170% между 2020 г. и 2050 г., като това частично се компенсира от намаляването на разходите за гориво.

- **Бележка 1:** Капиталовите разходи се отчитат в системните разходи като анюитетни плащания. За изчисляване на годишните капиталови разходи се прилага дисконт от 5%. Разходите за енергийната система не включват разходите за емисии.
- **Бележка 2:** Разходите за електроенергийната система включват съществуващите разходи за пренос и разпределение, както и допълнителните разходи за пренос и разпределение от навлизането на ВЕИ и увеличаването на пиковото потребление въз основа на референтните стойности на ЕС. Подробната оценка на специфичните за България разходи за пренос и разпределение изисква отделен анализ.
- **Бележка 3:** Разходите за електроенергийната система не включват разходите, свързани с експлоатацията или закриването на миниите и централите на лигнитни въглища, нито разходите, свързани с газовата мрежа.

Source: Compass Lexecon

Докато изравнената цена на електроенергията (LCOE) се увеличава в съответствие с ръста на системните разходи, чистата LCOE остава стабилна през целия прогнозен период

Изравенена стойност на електроенергията (LCOE)



- Изравнената стойност на електроенергията (Levelized cost of electricity - LCOE) в енергийния сектор се увеличава с течение на времето, тъй като коефициентите на натоварване на топлоелектрическите централи намаляват, а между 2025 г. и 2040 г. се въвеждат в експлоатация нови мощности с цел по-нататъшно намаляване на въглеродните емисии.
- За разлика от нарастващата LCOE без разходите за емисии, чистата LCOE остава относително стабилна с течение на времето, с изключение на увеличението през 2035 г., предизвикано от все още значителното производство на енергия от централи на лигнитни въглища.

Забележка: LCOE в енергийния сектор съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чиста LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозната цена на СТЕ на ЕС.

Източник: Compass Lexecon

2.3 – Резултати от сценария с повишена амбиция (СПА) на ЕС

Сценарият с повишена амбиция на ЕС разглежда набора от възможности за постигане на пълна декарбонизация до 2050 г. в съответствие с пакета "Подготвени за цел 55" на ЕС

Вторият сценарий, а именно „***Сценарият с повишена амбиция на ЕС***" разглежда набор от варианти за постигане на пълна декарбонизация през 2050 г., в съответствие с пакет "Подготвени за цел 55" през 2030 г.

- В този сценарий са използвани допусканията за цените на суровините и технологичните разходи от Референтния сценарий на ЕС за 2020 г., допълнени с конкретни данни за България от Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham. Сценарият използва също така прогнозите за цените в рамките на СТЕ на ЕС от сценария на ЕС Подготвени за цел 55 MIX и съчетава икономически ефективно развитие на производствените мощности при набор от български технически и екологични ограничения, определени от Комитета по енергетика и минерални ресурси на AmCham, и европейските ограничения за намаляване на емисиите на CO_2.

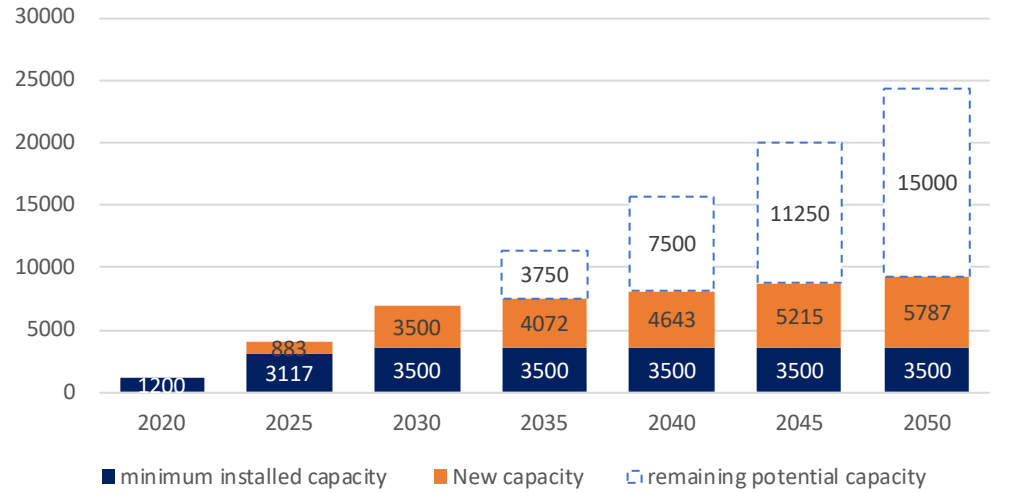
B Сценарий с повишена амбиция на ЕС

- СПА на ЕС-

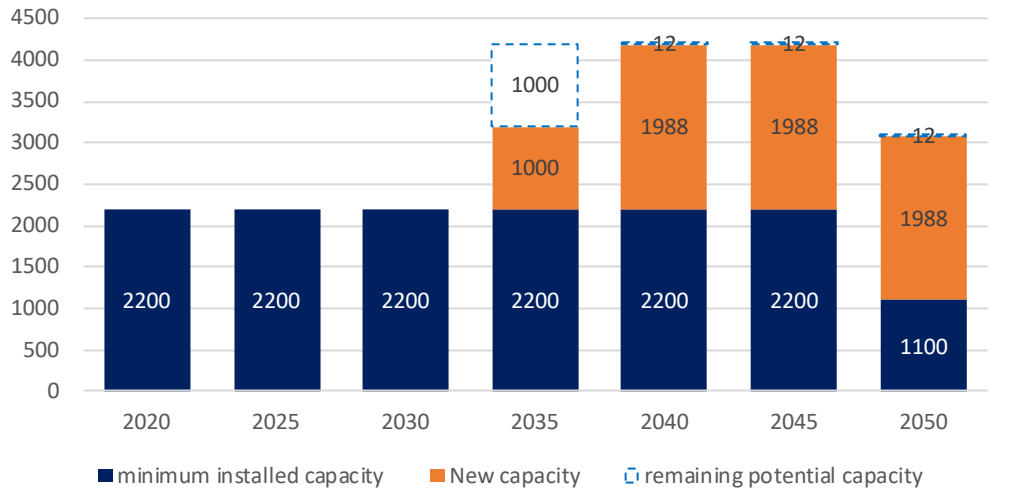
- Разходоефективно развитие на производствените мощности с редица технически ограничения и изграждане на допълнителни ВЕИ мощности в сравнение с целта, определена в НПЕК.
- Повишена цел на ЕС за постигане на 55% намаление на емисиите до 2030 г. в сравнение с 1990 г.
- Пълна декарбонизация на енергийния сектор до 2050 г.
- Цена на СТЕ на ЕС в съответствие със сценария MIX от оценката на въздействието на пакета "Подготвени за цел 55" през 2030 г. и достигане на 250 евро/тCO_2 до 2050 г. (долната граница на пътната карта на ЕК за 2050 г. от 2018 г.)

СПА на ЕС предвижда преход от лигнитни въглища към газ в края на 2020-те години, за да се запази сигурността на доставките, и значително увеличаване на нисковъглеродните мощности до 2050 г.

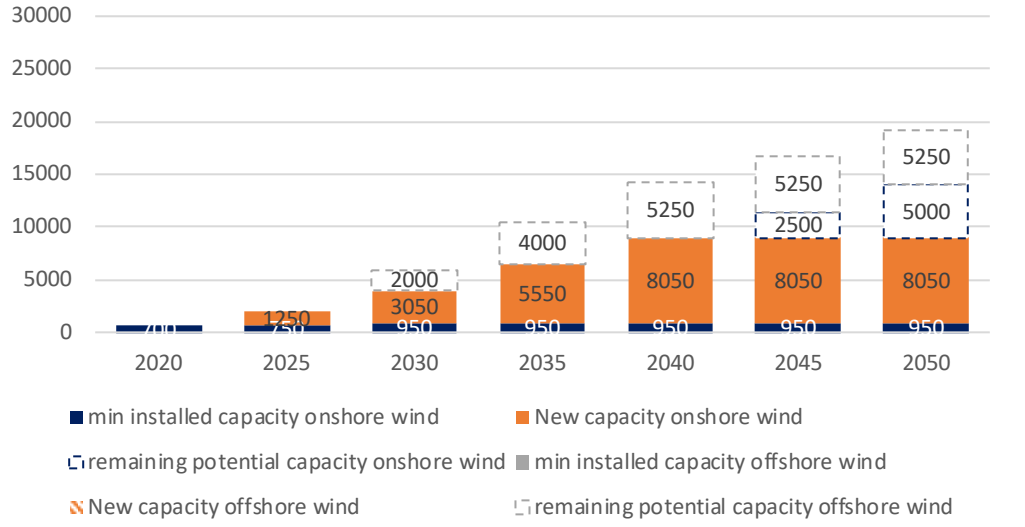
Фотоволтаични централи – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



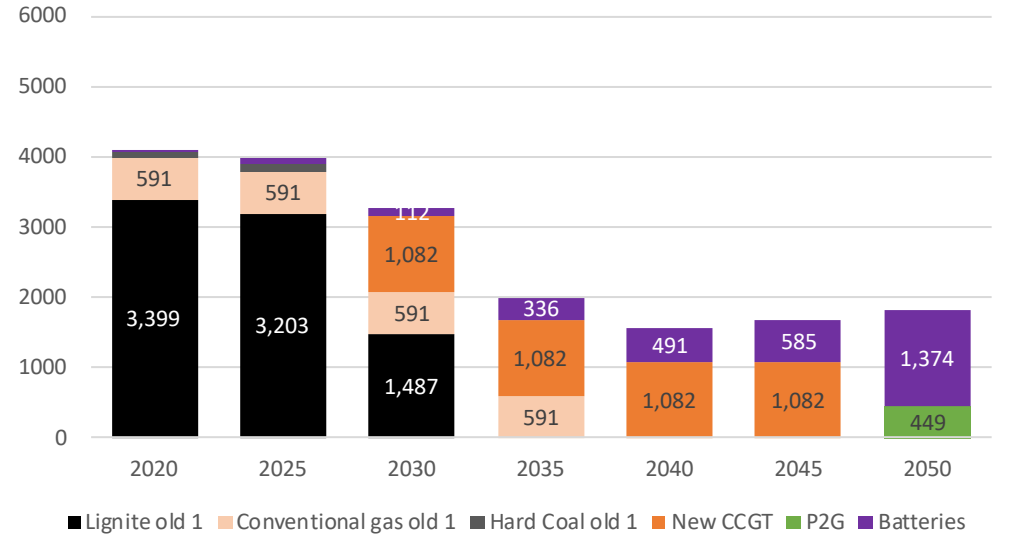
Ядрени мощности – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



Вятърни паркове – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



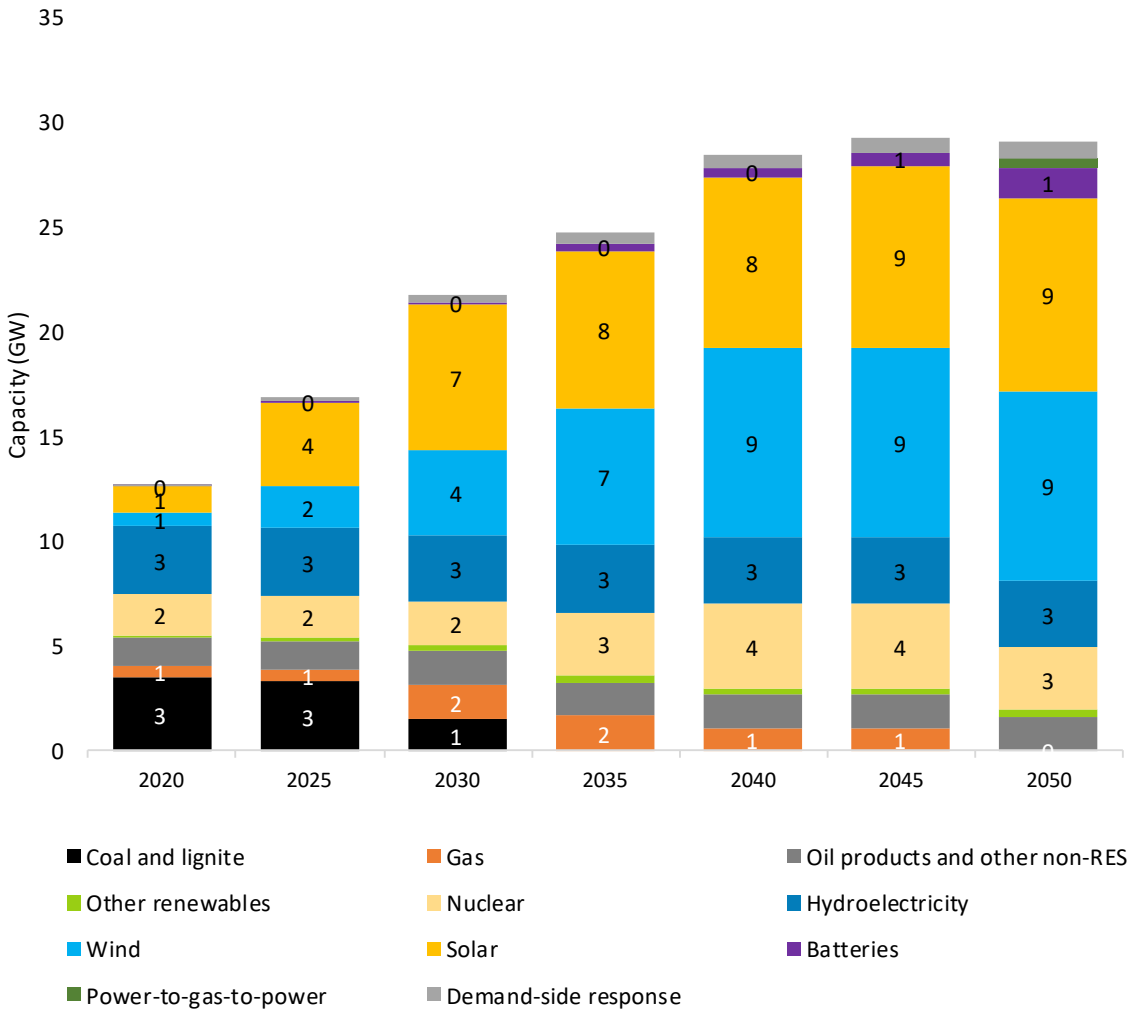
Прогнозни топлоелектрическите мощности (MW)



Източник: Compass Lexecon
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

В рамките на *СПА на ЕС* лигнитните въглища излизат от експлоатация в началото на 2030-те години, съчетано с бърз растеж на нисковъглеродните мощности от 2025 до 2050 г.

Инсталирана мощност (GW)

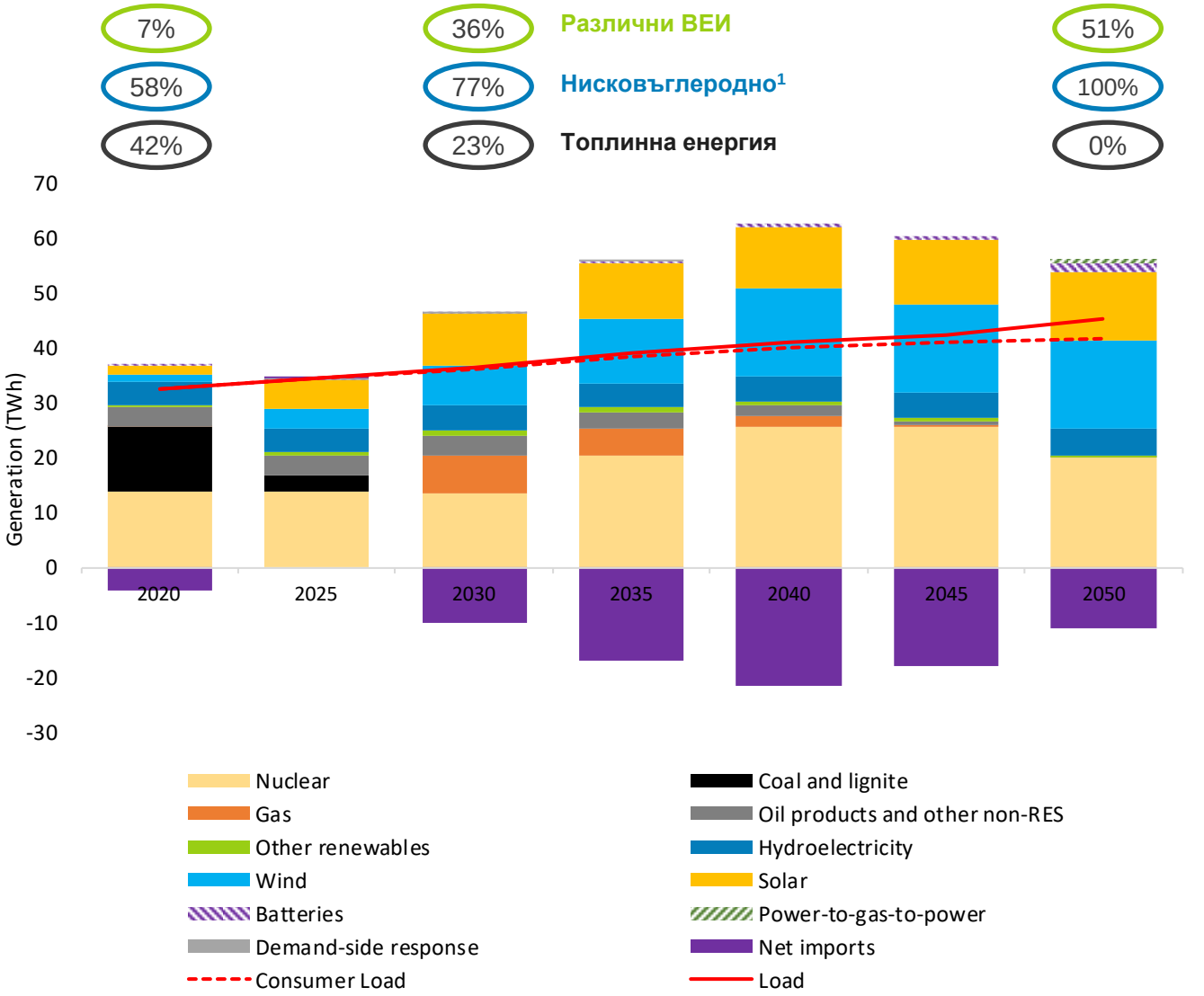


- След 2025 г. централите на лигнитни въглища се заменят с нови газови мощности, което позволява да се гарантира сигурността на доставките в средносрочен план.
- След 2035 г. влизат в експлоатация нови ядрени блокове с обща инсталирана мощност 2 GW, които ще осигуряват нисковъглеродна електроенергия и ще гарантират сигурността на доставките.
- Като цяло инсталираните мощности се увеличават с 16,4 GW до 2050 г. в сравнение със сегашните. Това увеличение се дължи главно на ръста на ВЕИ, като до 2050 г. инсталираните наземни вятърни и фотоволтаични мощности достигат 9 GW.
- Ръстът на възобновяемите енергийни източници е съпроводен и с увеличаване на капацитета на батериите за съхранение, като до 2050 г. ще бъдат инсталирани около 1,4 GW, както и DSR и P2G2P.

Източник: Compass Lexecon

СПА на ЕС предвижда силен ръст на производството на електроенергия с ниски въглеродни емисии, като до 2030 г. производството от централи на лигнитни въглища постепенно се преустановява

Производство (TWh)

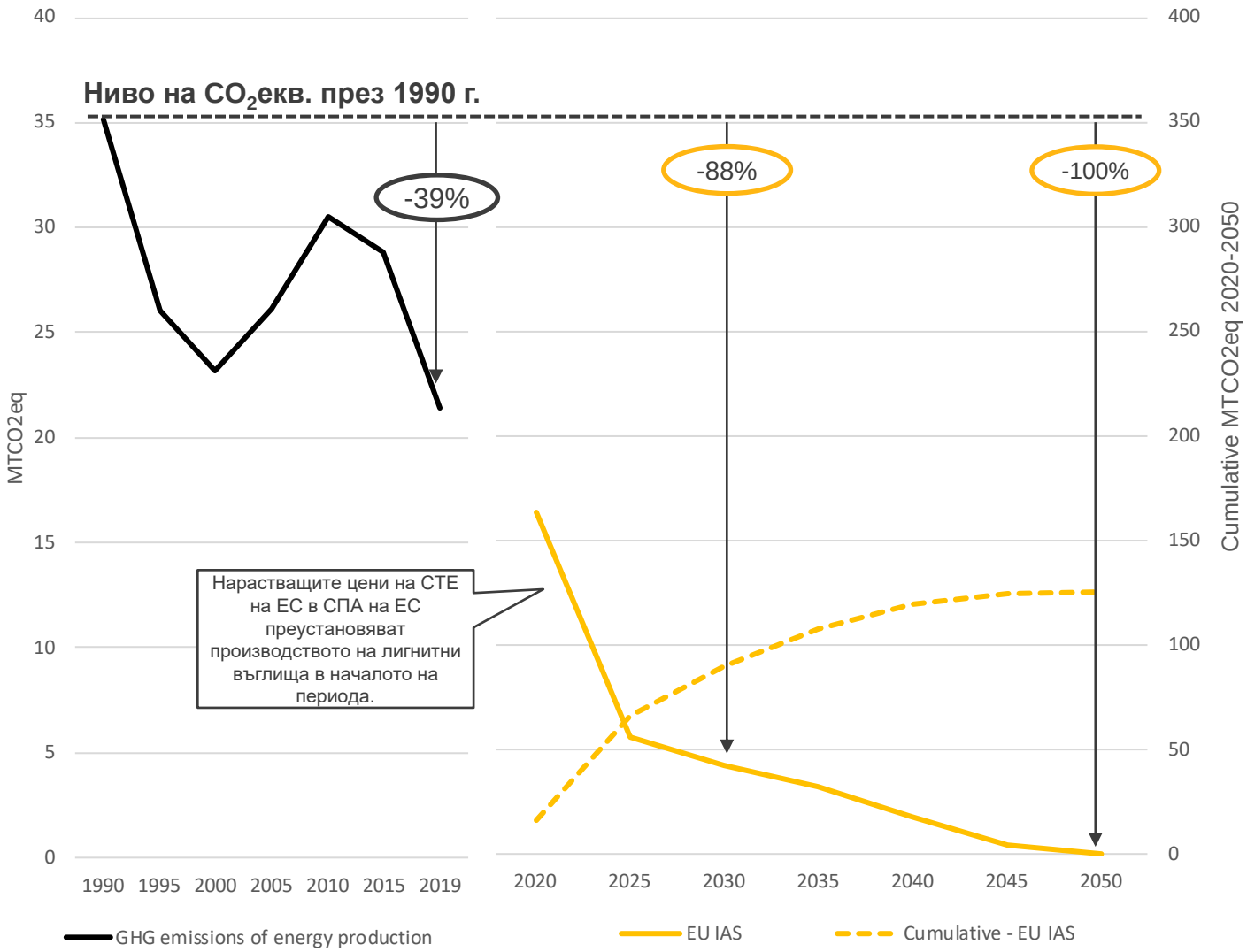


- До 2025 г. България ще продължи да разчита във висока степен на производството на електроенергия от лигнитни въглища, след което в средносрочен план ще премине на газ, а през 2040-те г. - на ядрена енергия и възобновяеми енергийни източници.
- Като цяло през по-голямата част от прогнозния период балансът на износа на България остава положителен.
- Производство на енергия от непостоянни възобновяеми мощности нараства значително през периода 2020-2050 г., като до 2050 г. достига дял от 51% в производствения микс.
- В комбинация с ядреното производство делът на нисковъглеродното производство почти се удвоява - от 58% през 2020 г. до 100% през 2050 г.

Източник: Compass Lexecon
Бележка: 1. Включва ядрена енергия, хидроенергия, гъвкави ВЕИ, мощности съхранение и отговор на потреблението

С намаляването на производството от термични централи през първото десетилетие емисиите намаляват с 88% до 2030 г. до достигане на пълна декарбонизация до 2050 г.

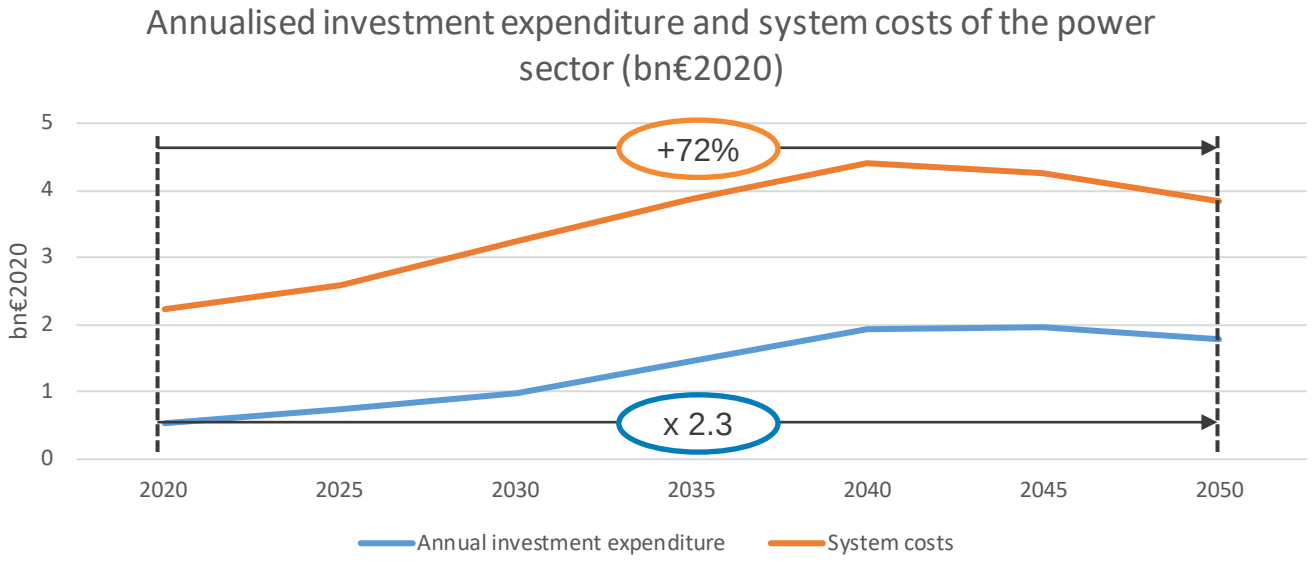
Емисии парникови газове от сектора на енергетиката

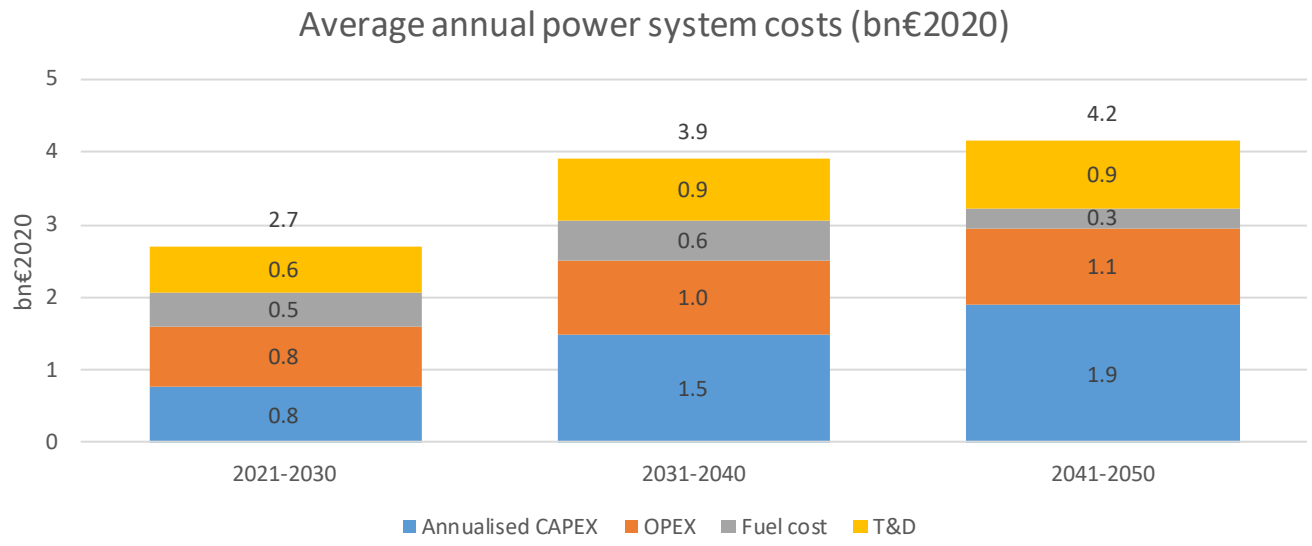


- В съответствие с намаляването на производството от термични централи, обусловено от повишаването на цените на въглеродните емисии с реформата на СТЕ на ЕС като част от европейския пакет “Готови за цел 55", емисиите в енергийния сектор намаляват с 88% до 2030 г., което се равнява на общо намаление на емисиите в България с около 70%.
- По този начин, в рамките на СПА на ЕС основната част от намалението на емисиите се осъществява до 2025 г., когато производството на лигнитни въглища спада значително.
- С все по-широкото навлизане на нисковъглеродното производство в българския енергиен микс и намаляването на производството на енергия от лигнитни въглища, емисиите намаляват значително до 2050 г. до достигане на пълна декарбонизация.

Източник: Compass Lexecon
Забележка: Исторически емисии от националния доклад за инвентаризация на България за 2021 г.

В рамките на СПА на ЕС разходите на електроенергийната система се увеличават с около 75 % през прогнозния период, а годишните инвестиционни разходи нарастват 2,3 пъти





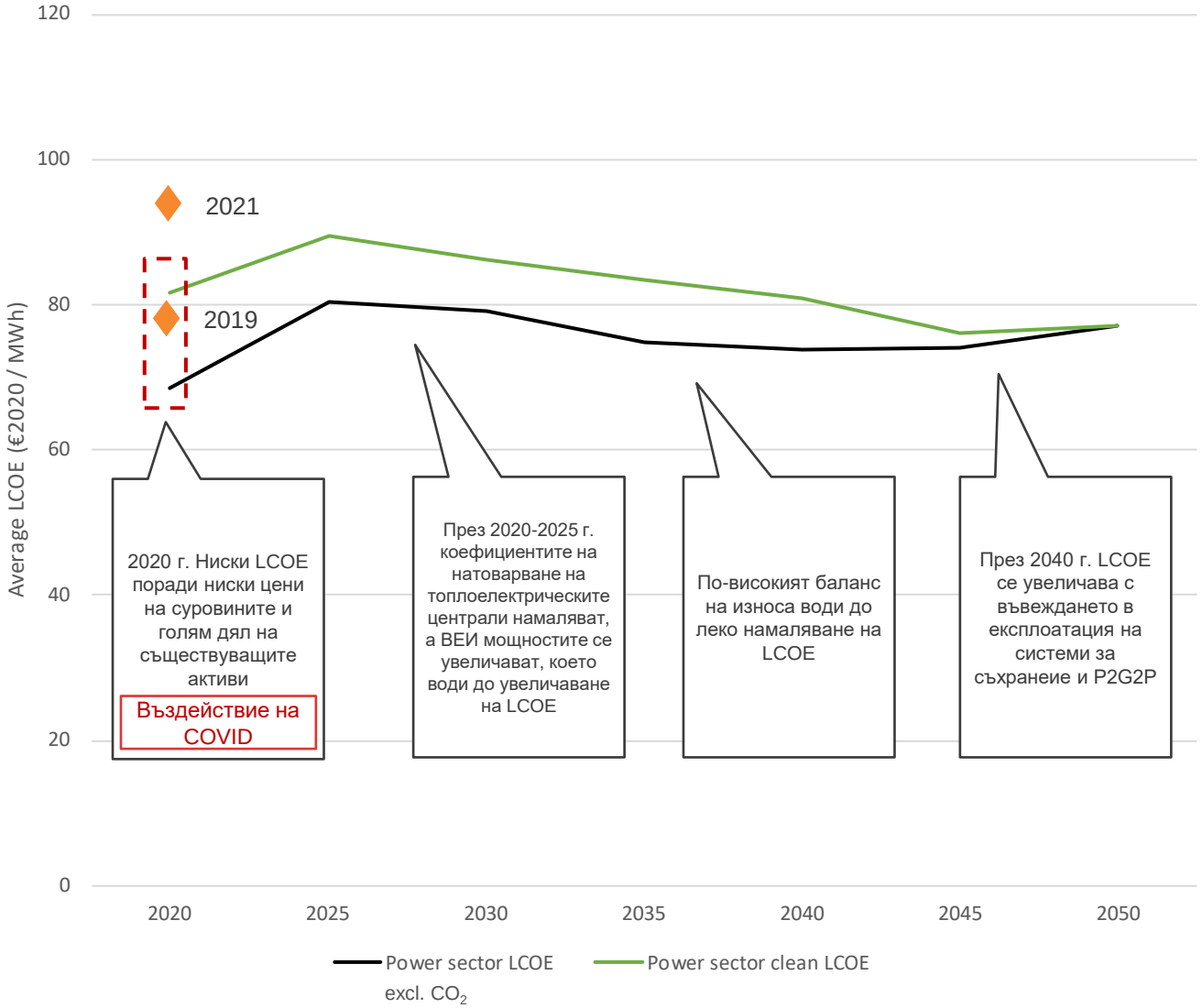
- С течение на времето капиталовата интензивността на енергийния сектор нараства чувствително.
- За декарбонизация на българската енергийна система инвестициите в нисковъглеродни мощности органично се увеличават спрямо текущите им нива.
- В периода между 2020 г. и 2050 г. разходите на електроенергийната система се увеличават с около 75% в рамките на СПА на ЕС, главно поради капиталовите разходи за нови инсталации.
- Годишните инвестиционни разходи се повишават 2,3 пъти между 2020 г. и 2050 г., което частично се компенсира от намаляването на разходите за гориво.

- **Бележка 1:** Капиталовите разходи се отчитат в системните разходи като анюитетни плащания. За изчисляване на годишните капиталови разходи се прилага дисконт от 5%. Разходите за енергийната система не включват разходите за емисии.
- **Бележка 2:** Разходите за електроенергийната система включват съществуващите разходи за пренос и разпределение, както и допълнителните разходи за пренос и разпределение от навлизането на ВЕИ и увеличаването на пиковото потребление въз основа на референтните стойности на ЕС. Подробната оценка на специфичните за България разходи за пренос и разпределение ще изисква отделен анализ.
- **Бележка 3:** Разходите за електроенергийната система не включват разходите, свързани с експлоатацията или закриването на мините за лигнитни въглища, нито разходите, свързани с газовата мрежа.

Източник: Compass Lexecon

Въпреки че изравнената стойност на електроенергията (LCOE) се повишава чувствително в краткосрочен план, преди да се стабилизира, чистата LCOE с течение на времето намалява, тъй като усилията за декарбонизация са концентрирани в началото на периода

Средна изравнена стойност на електроенергията



- LCOE се увеличава до 2025 г. поради понижаването на коефициентите на натоварване на топлоелектрическите централи и необходимостта от нови инвестиции за декарбонизация, преди да се стабилизира с увеличаването на нетния баланс на износа през 2030 г.
- Въпреки това, на фона на чистите LCOE, които включват разходите за емисии, се откроява ярък контраст: след 2025 г. чистите LCOE намаляват постоянно, за да се доближат до LCOE без разходите за емисии, което показва, че усилията за декарбонизация са изведени в началото на времевия хоризонт на СПА на ЕС.
- Забележка: изравнената стойност на електроенергията съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чистата LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозната цена на СТЕ на ЕС.

Източник: Compass Lexecon

2.4 - Резултати от сценария “Алтернативен път за прехода”

Сценарият "Алтернативен път за прехода" тества вариантите, които биха минимизирали разходите за постигане на общо намаление на емисиите в България с 55% към 2030 г.

Третият сценарий "Алтернативен път на прехода" (АПП) тества вариантите, които биха минимизирали разходите за постигане на преходното общо намаление на емисиите на CO_2 в България до 2030 г. с 55 % (и следователно не биха довели до преизпълнение на целта за намаляване на емисиите, за разлика от сценария Повишена амбиция на ЕС, но все пак надхвърля сценария Ангажименти за 2020 г.)

- Сценарият се основава на СА 2020 г., като се използват прогнозите за цените на суровините, СТЕ на ЕС и технологиите от референтния сценарий на ЕС за 2020 г., както и прогнозните мощности от проекта на Енергийната стратегия от 2020 г., но се допуска изграждането на допълнителни ВЕИ мощности. За разлика от СА 2020 г., моделът оптимизира диспечирането и имплицитната цена на въглеродни емисии, за да се постигне общо намаление на емисиите на CO_2 в България от 55% до 2030 г. при най-ниски разходи.
  - Използваният подход позволява оптимизирано диспечиране, като в същото време се определя имплицитната цена на въглеродните емисии, която би позволила плавен преход - т.е. цена на въглеродните емисии, която би била достатъчна, за да предизвика необходимото намаляване на емисиите на CO_2, за да се постигне общо 55% намаление на емисиите на CO_2 до 2030 г. в България.
- Освен това този сценарий води до по-нататъшна декарбонизация на енергийния сектор, като до 2050 г. се предвижда да бъде постигната пълна декарбонизация.

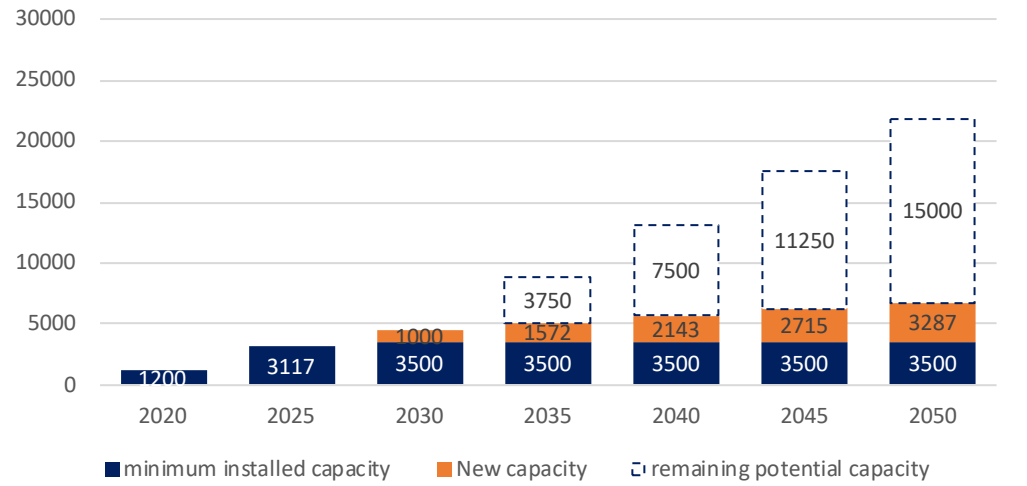
С Алтернативен път за прехода

- АПП -

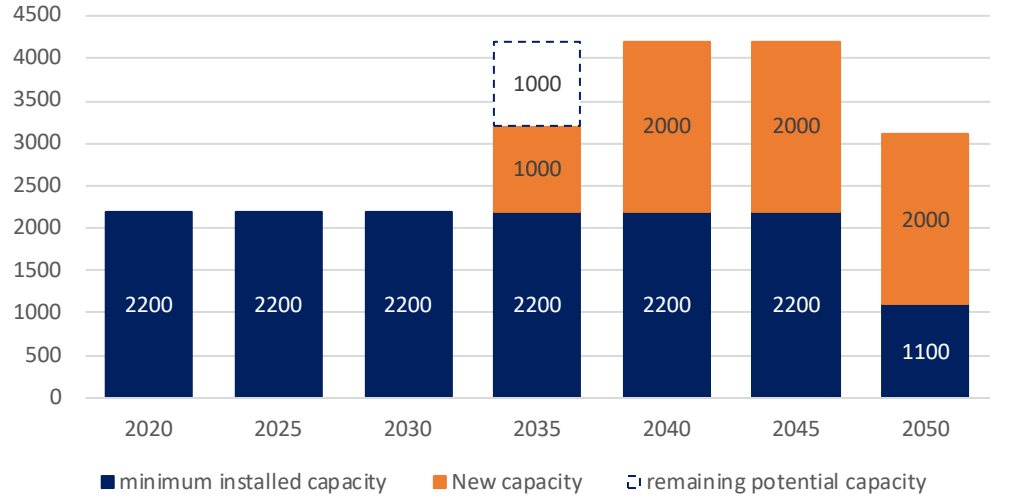
- Въз основа на прогнозите за инсталираната мощност от проекта на Енергийната стратегия на България до 2035 г. с допълнителен потенциал за изграждане на ВЕИ, удължен до 2050 г. с разходоефективно развитие на производствените мощности, отчитайки технически ограничения.
- Цел за декарбонизация: Намаляване на емисиите с 55% до 2030 г. в сравнение с 1990 г.
- Пълна декарбонизация на енергийния сектор до 2050 г.
- Перспективи за цените на суровините и СТЕ на ЕС съгласно Референтния сценарий на ЕС за 2020 г.

АПП предвижда преминаване от лигнитни въглища към газ в края на 2020 г. и изграждане на 2 GW ядрени мощности в края на 2030-те г. и допълнителни ВЕИ мощности спрямо “СА 2020 г.”

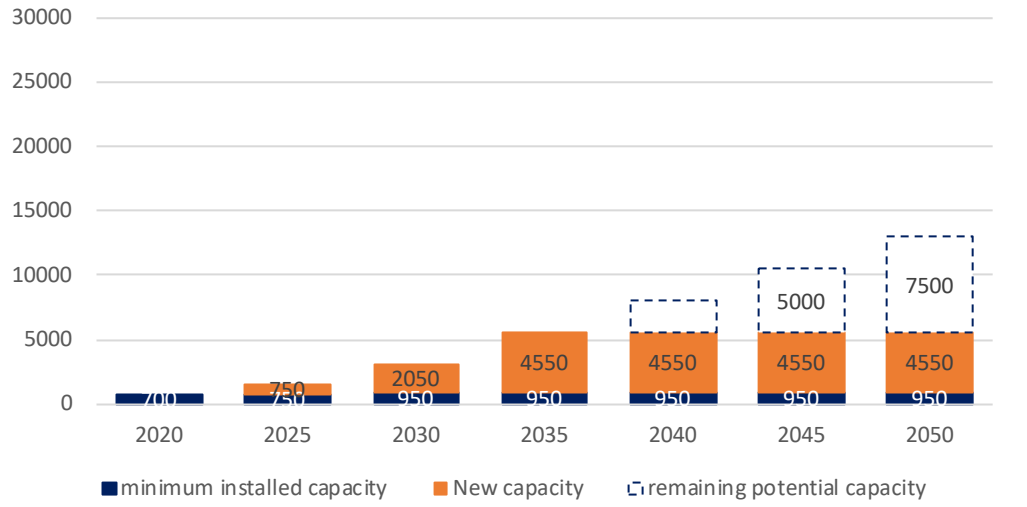
Фотоволтаични централи – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



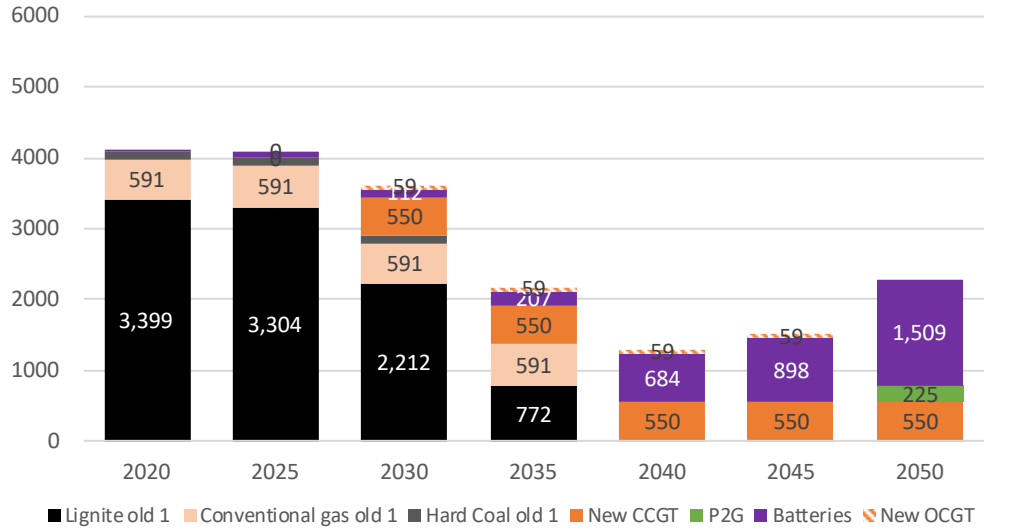
Ядрени мощности – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



Вятърни паркове – минимални мощности, новоизградени и остатъчен потенциал (MW)



Прогноза за термични мощности (MW)

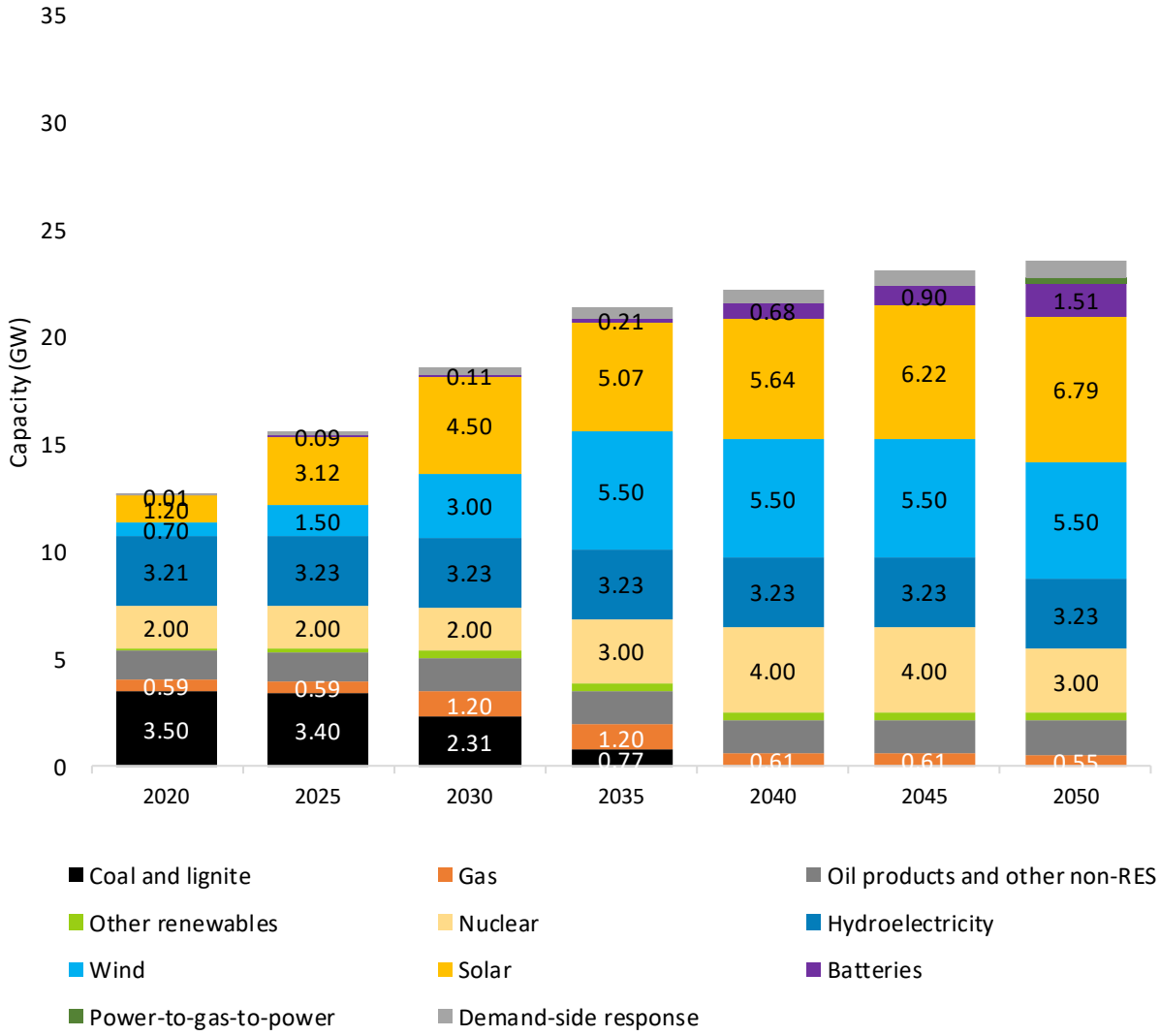


Източник: Compass Lexecon

Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

В рамките на *АПП* България се отказва от лигнитните въглища в средата на 2030-те г. и през целия прогнозен период разчита във все по-голяма степен на нисковъглеродни мощности

Инсталирана мощност (GW)

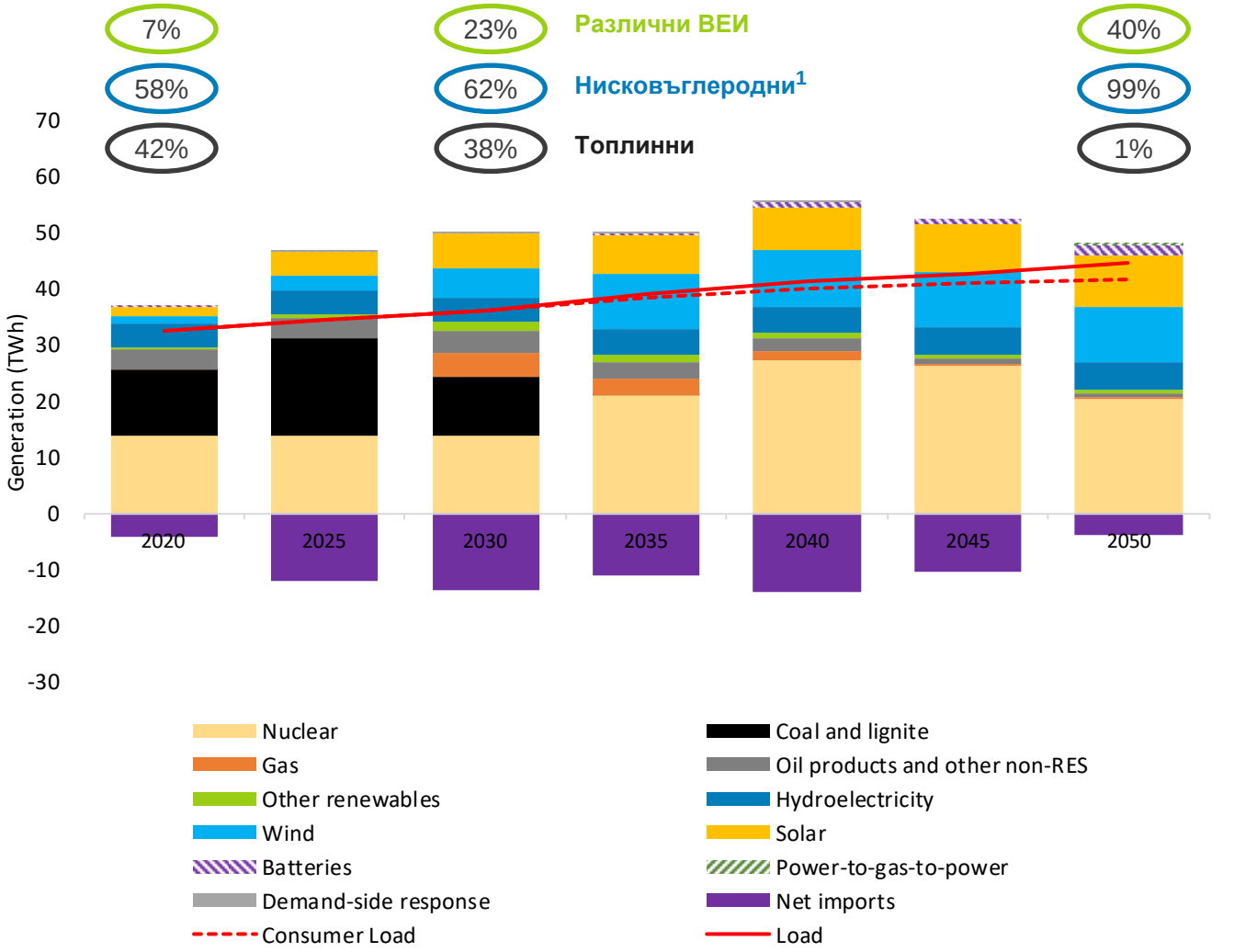


- След 2030 г. централите на лигнитни въглища постепенно се заменят с нови газови мощности, което позволява да се гарантира сигурността на доставките в средносрочен план.
- След 2035 г. влизат в експлоатация нови ядрени блокове с обща инсталирана мощност 2 GW, които ще осигурят както нисковъглеродна електроенергия, така и сигурност на доставките.
- Като цяло инсталираните мощности се увеличават с 10,9 GW до 2050 г. в сравнение със сегашните. Това увеличение се дължи основно на ръста на ВЕИ, като мощностите на наземна вятърна и слънчева енергия достигат съответно 5,5 GW и 6,8 GW.
- Нарастването на възобновяемите енергийни източници е съпроводено и с увеличаване на капацитета на батериите с около 1,5 GW до 2050 г., както и DSR и P2G2P.

Източник: Compass Lexecon

АПП предвижда постепенен преход от производство на електроенергия от лигнитни въглища към нисковъглеродно производство през 2030-те г. с преходна роля на газа преди пълната декарбонизация до 2050 г.

Производство (TWh)

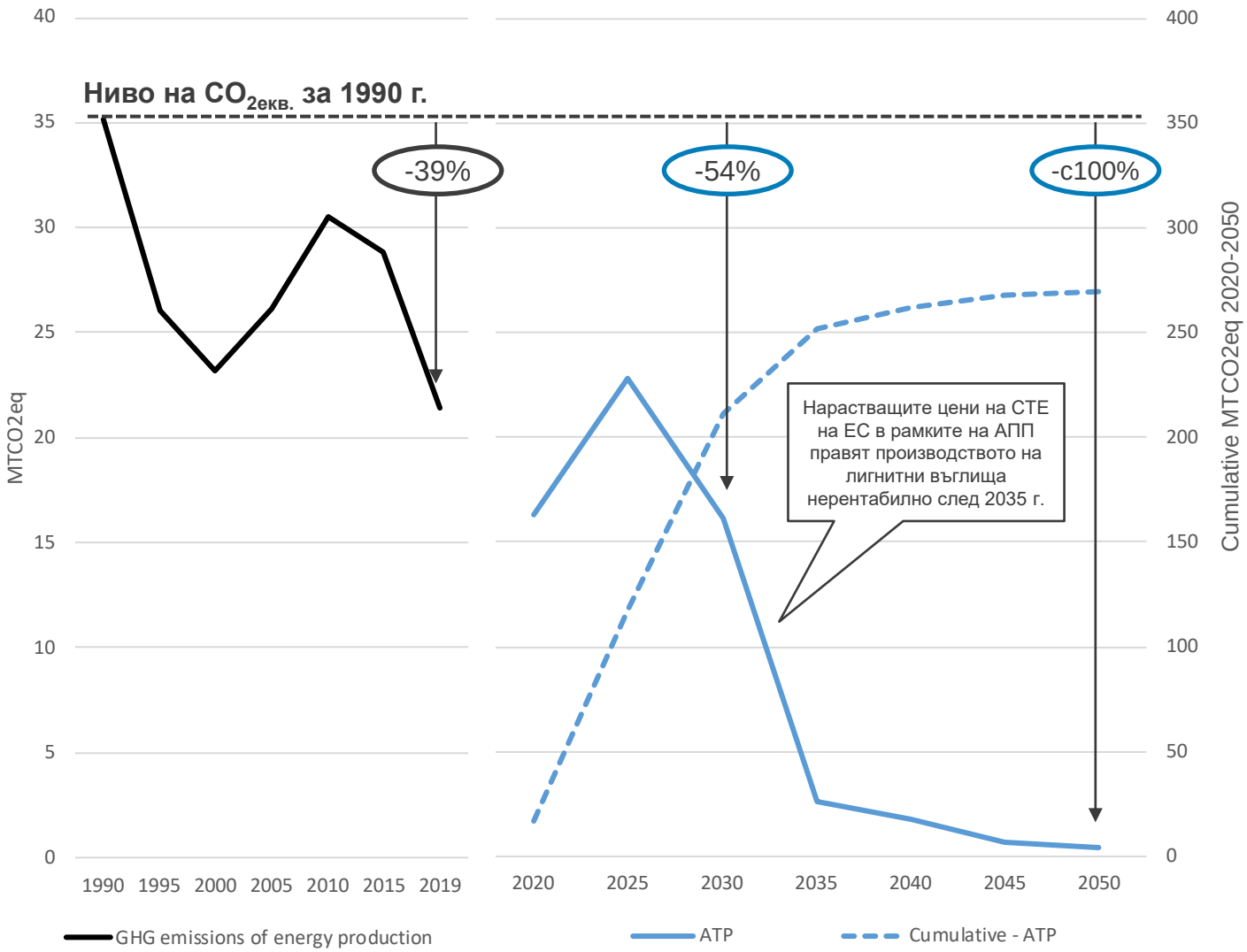


- Към 2020 г. и през следващите десет години България разчита във висока степен на производството на електроенергия от лигнитни въглища, преди да премине на газ след 2030-та г. и на ядрена енергия и ВЕИ след 2040 г.
- Като цяло балансът на износа на България остава положителен през по-голямата част от прогнозния период, преди да достигне равновесие към 2050 г.
- В рамките на прогнозния хоризонт производството на слънчева енергия се удвоява, а на наземната вятърна енергия се увеличава 8 пъти, като делът на производство от непостоянни ВЕИ мощности нараства от 7% през 2020 г. на 40% през 2050 г.
- В комбинация с ядреното производство делът на нисковъглеродното производство почти се удвоява - от 58% през 2020 г. до 98,5% през 2050 г.

Източник: Compass Lexecon
Бележка: 1. Включва ядрена енергия, хидроенергия, непостоянни ВЕИ мощности, съхранение и DSR

В съответствие с общата цел за намаляване на емисиите с 55% в рамките на АПП емисиите в енергийния сектор намаляват с 54% до 2030 г. преди пълната декарбонизация на сектора през 2050 г.

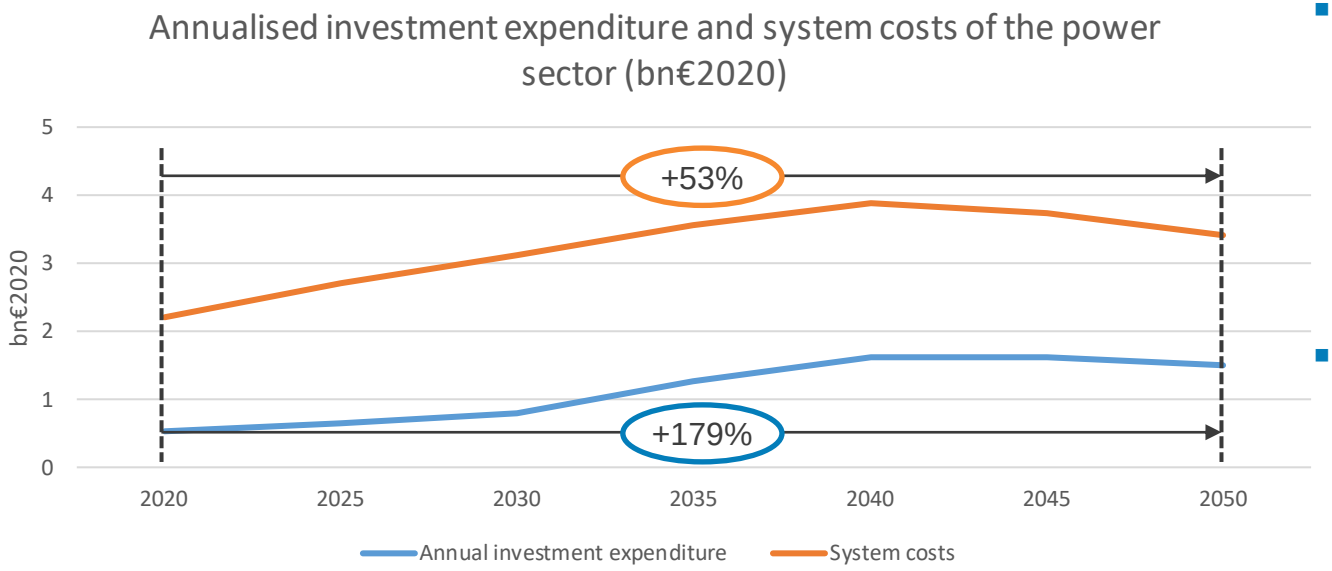
Емисии парникови газове от енергийния сектор

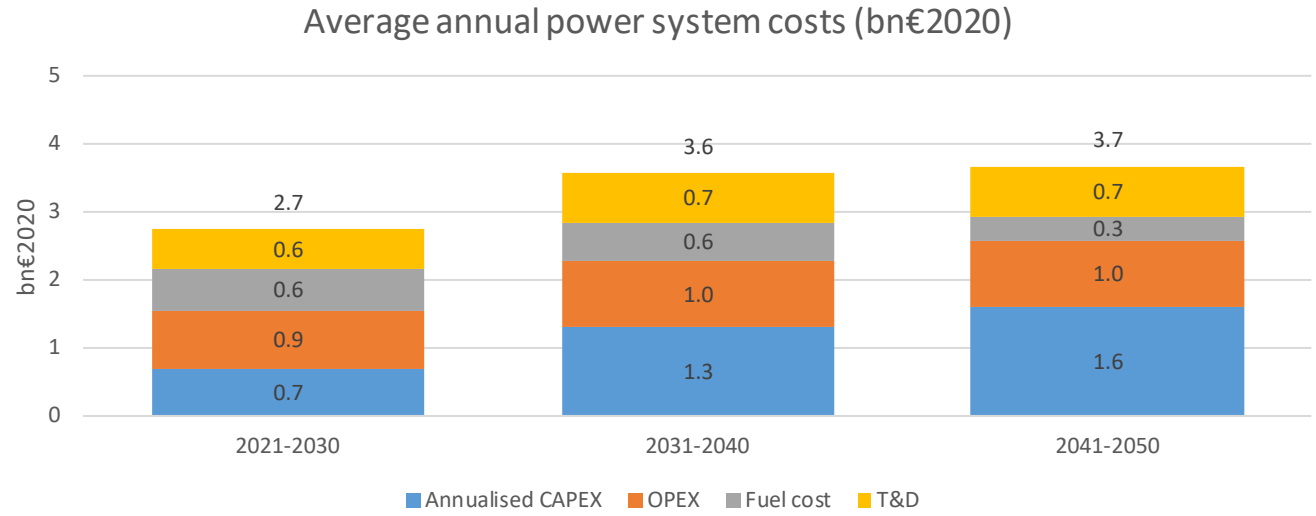


- В съответствие с намаляването на производството от термични мощности през 2020-те г. и целта за постигане на общо намаление на емисиите в България с 55% до 2030 г., емисиите в енергийния сектор намаляват с 54% до 2030 г.
- По този начин в рамките на АПП основната част от намалението на емисиите се реализира след 2030 г., когато производството на електроенергия от лигнитни въглища спада значително.
- Това е постижимо при имплицитна цена на въглеродните емисии от около 30 евро/тCO_2.
- С все по-широкото навлизане на нисковъглеродното производство в българския енергиен микс и намаляването на производството на лигнитни въглища, емисиите намаляват значително след 2030 г., а секторът постига пълна декарбонизация към 2050 г.

Източник: Compass Lexecon
Забележка: Исторически емисии от националния доклад за инвентаризация на България за 2021 г..

С развитието на нисковъглеродни мощности капиталовите разходи в енергийния сектор се увеличават





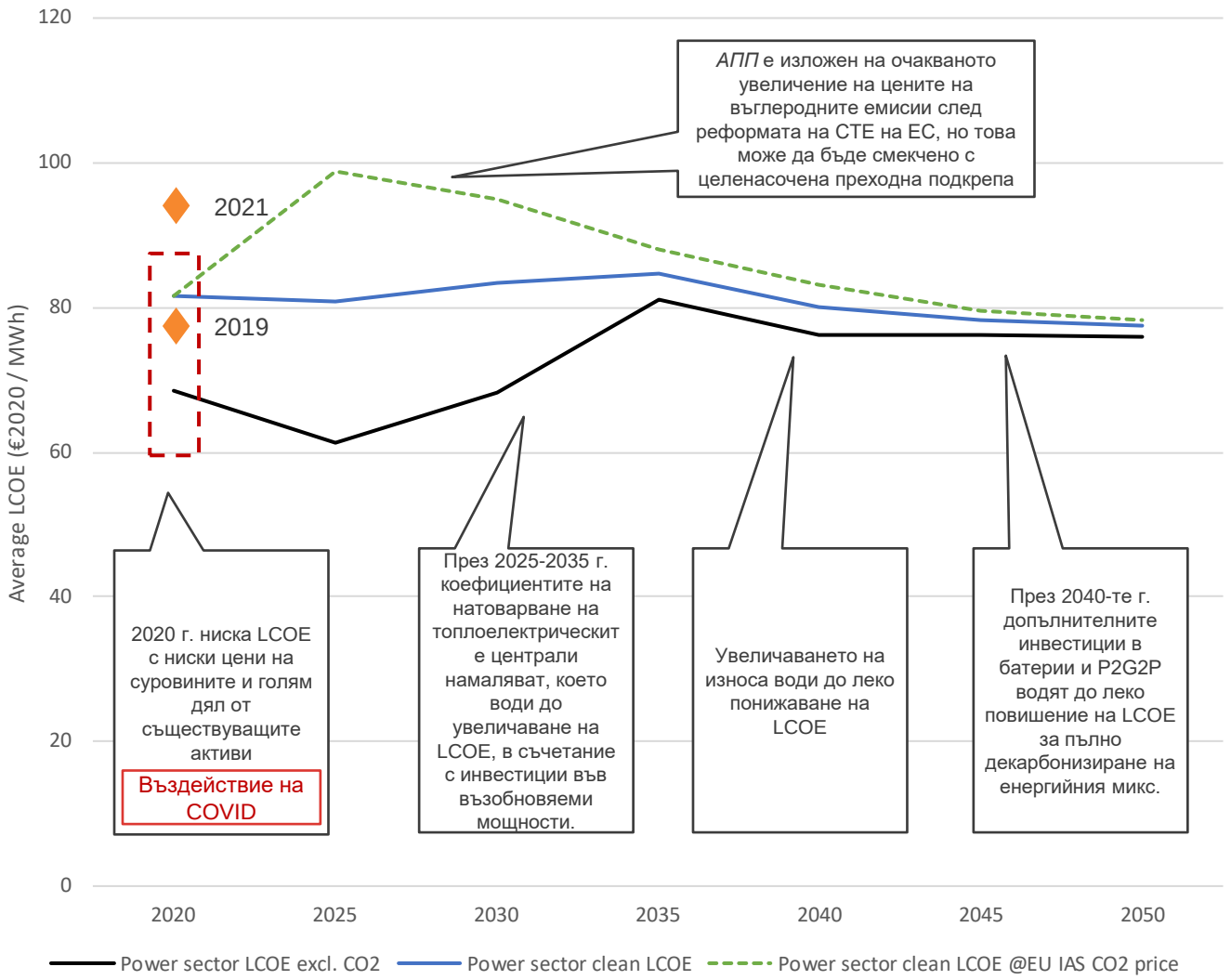
- С течение на времето капиталовата интензивността на енергийния сектор нараства чувствително.
  - За декарбонизацията на българската енергетика инвестициите в нисковъглеродни мощности нарастват органично спрямо настоящите им нива.
- Разходите за електроенергийната система се увеличават с около 53% в рамките на АПП между 2020 и 2050 г. Това се дължи главно на капиталовите разходи за нови инсталации, които се увеличават с около 179% между 2020 г. и 2050 г. – увеличение, което частично се компенсира от намаляването на разходите за гориво.

Бележка 1: Капиталовите разходи се отчитат в системните разходи като анюитетни плащания. За изчисляване на годишните капиталови разходи се прилага дисконт от 5%. Разходите за енергийната система не включват разходите за емисии.
Бележка 2: Разходите за електроенергийната система включват съществуващите разходи за пренос и разпределение, както и допълнителните разходи за пренос и разпределение от навлизането на ВЕИ и увеличаването на пиковото потребление въз основа на референтните стойности на ЕС. Подробната оценка на специфичните за България разходи за пренос и разпределение ще изисква отделен анализ.
Бележка 3: Разходите за електроенергийната система не включват разходите, свързани с експлоатацията или затварянето на централите на лигнитни въглища, нито разходите, свързани с газопреносната мрежа.

Източник: Compass Lexecon

Въпреки увеличението на изравнената стойност на електроенергията (LCOE) в съответствие с нарастването на разходите на електроенергийната система, чистата LCOE остава относително стабилна през целия прогнозен период

Средна LCOE



- LCOE в енергийния сектор се повишава с течение на времето, тъй като коефициентите на натоварване на топлоелектрическите централи намаляват, а между 2025 г. и 2040 г. се въвеждат в експлоатация нови мощности с цел по-нататъшно намаляване на въглеродните емисии.
- Въпреки това анализът на чистите LCOE, които включват разходите за емисии, очертава ярък контраст. За разлика от нарастващите LCOE без разходите за емисии, чистите LCOE остават относително стабилни в течение на времето.

Забележка: изравнената стойност на електроенергията съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чистата LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозната цена на СТЕ на ЕС.

Източник: Compass Lexecon

2.5 Сравнение между трите основни сценария

Сравнението на СА за 2020 г., СПА на ЕС и АПП позволява да се оценят ползите от намаляването на емисиите на CO_2 в сравнение с увеличението на разходите на електроенергийната система

В този раздел се сравняват основните резултати от сценария с ангажименти (СА) за 2020 г., сценария с повишена амбиция (СПА) и сценария за алтернативния път за прехода (АПП)

- Сценарият с ангажименти за 2020 г. се основава на НПЕК 2020 г. и на проекта на Енергийната стратегия на България.
- Сценарият с повишена амбиция на ЕС изследва набор от варианти за постигането на пълна декарбонизация през 2050 г. и на преходните цели към 2030 г. съгласно пакета “Подготвени за цел 55”.
- Сценарият "Алтернативен път за преход" изследва вариантите, които биха минимизирали разходите за постигане на преходното намаление на емисиите на CO_2 с в България с 55% към 2030 г. и пълна декарбонизация до 2050 г.

A Сценарий с ангажименти към 2020 г.

- СА 2020 -

- Прогнози за инсталираната мощност и производството на електроенергия в рамките на проекта на Енергийната стратегия на България до 2035 г., удължени до 2050 г. с икономически ефективно развитие на производствените мощности с определени технически ограничения
- Цел на България съгласно НПЕК: Намаляване на емисиите с 49% до 2030 г. в сравнение с 1990 г. и цел за 27% дял на ВЕИ през 2030 г.
- Без допълнителна цел за намаляване на емисиите до 2050 г., освен намаляване на квотите в рамките на СТЕ (~300 млн. т CO2 от енергийния сектор на ЕС през 2050 г.)
- Прогнози за цените на суровините и СТЕ на ЕС съгласно Референтния сценарий на ЕС 2020 г.

B Сценарий с повишена амбиция на ЕС

- СПА ЕС -

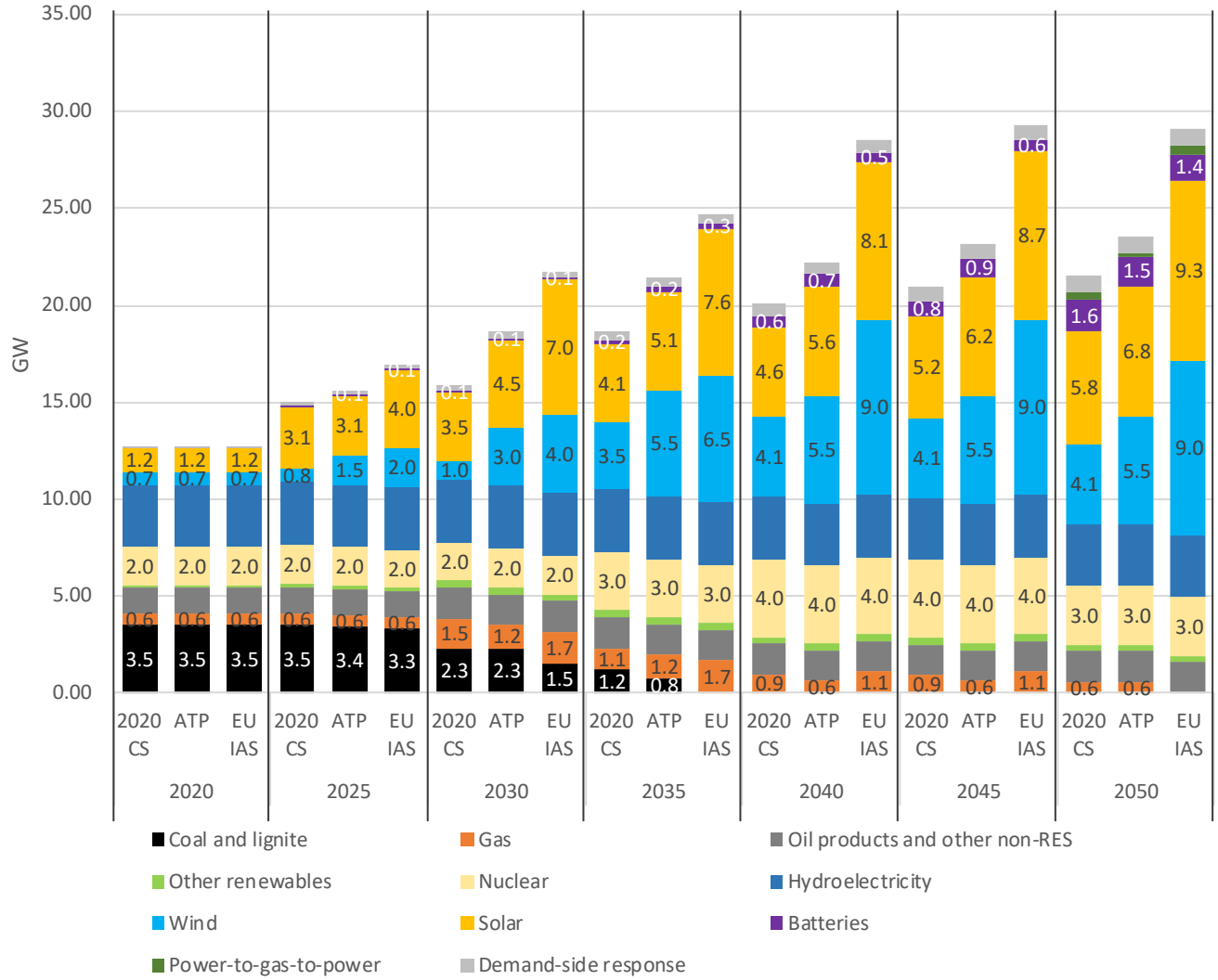
- Разходно ефективно развитие на производствените мощности с технически ограничения, с потенциал за допълнителни мощности от възобновяеми енергийни източници спрямо целта на НПЕК.
- Повишена цел на ЕС за постигане на 55% намаление на емисиите до 2030 г. в сравнение с 1990 г.
- Пълна декарбонизация на енергийния сектор до 2050 г.
- Цена на СТЕ на ЕС в съответствие със сценария MIX от оценката на въздействието на пакета “Подготвени за цел 55” през 2030 г. и достигане на 250 евро/тCO_2 до 2050 г. (долната граница на Пътната карта на ЕК за 2050 г. от 2018 г.)

C Сценарий АПП

- **Цел за декарбонизация:** Намаляване на емисиите с 55% до 2030 г. в сравнение с нивата от 1990 г. чрез имплицитно ценообразуване на въглеродните емисии и допълнително изграждане на ВЕИ в сравнение със “СА 2020 г.”, пълна декарбонизация до 2050 г.

В рамките на СА 2020 и АПП се разчита на лигнитните мощности в продължение на по-дълъг период в сравнение със сценария с повишена амбиция на ЕС

Сравнение на инсталираните мощности в отделните сценарии

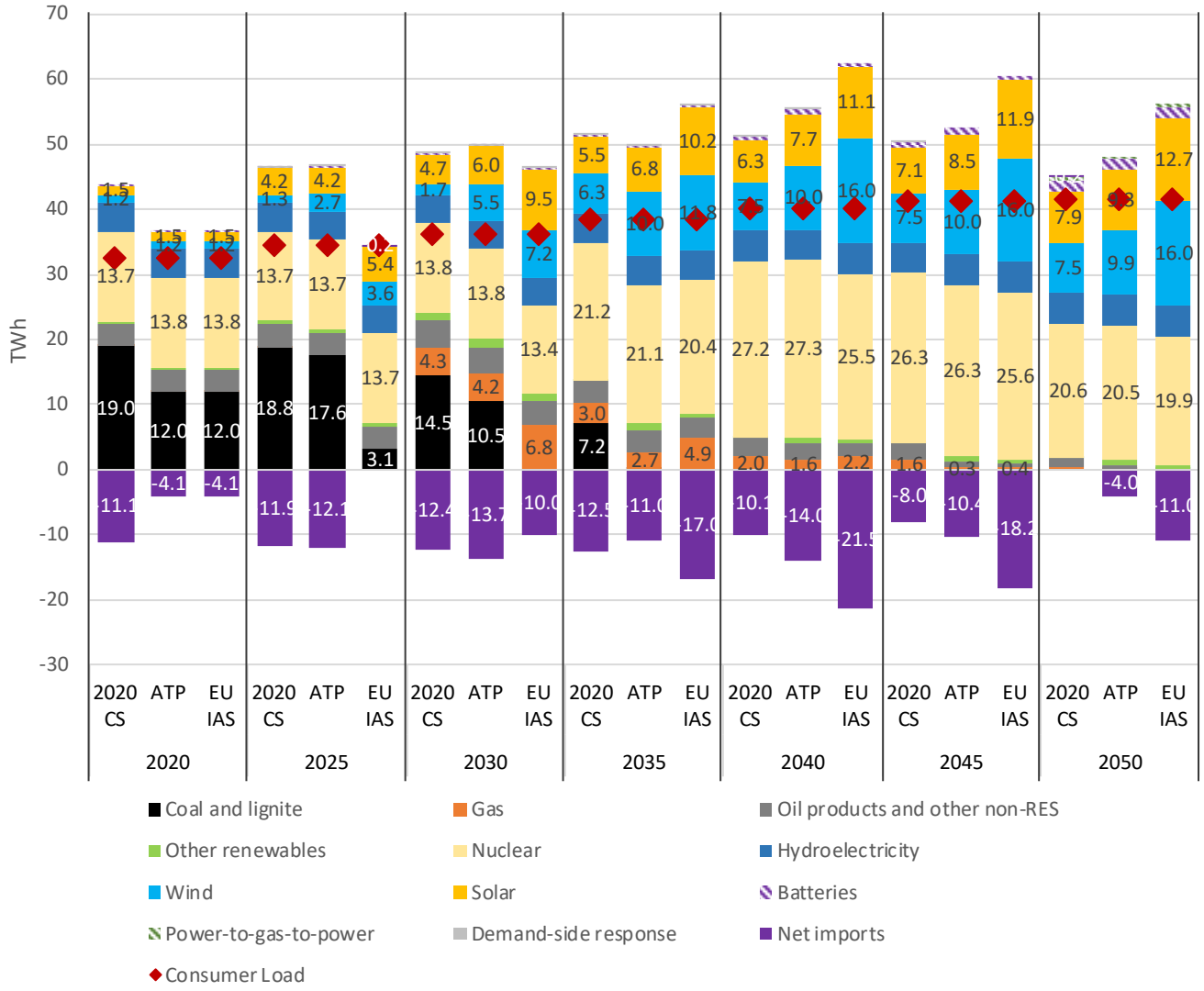


- При по-ниски цени на въглеродните емисии и по-ниски цели за емисиите в рамките на АПП, за да се поддържа сигурността на доставките, се разчита на централи на лигнитни въглища и газ за по-дълъг период отколкото в СПА на ЕС.
- По подобен начин средата с ниски цени на CO_2, съчетана с ниски цели за емисиите на парникови газове, възпрепятства разгръщането на възобновяеми енергийни източници, поради по-малката необходимост от производство на енергия без въглеродни емисии.
- В дългосрочен план миксът от мощности в рамките на СПА на ЕС и АПП са напълно декарбонизирани до 2050 г., докато при СА 2020 г. целта за пълна декарбонизация не е постигната.

Източник: Compass Lexecon

Икономическата оптимизация за постигане на 55% намаление на емисиите до 2030 г. въз основа на имплицитната цена на CO2 в АПП води до междинно производство на лигнитни въглища в АПП

Сравнение на производствения микс

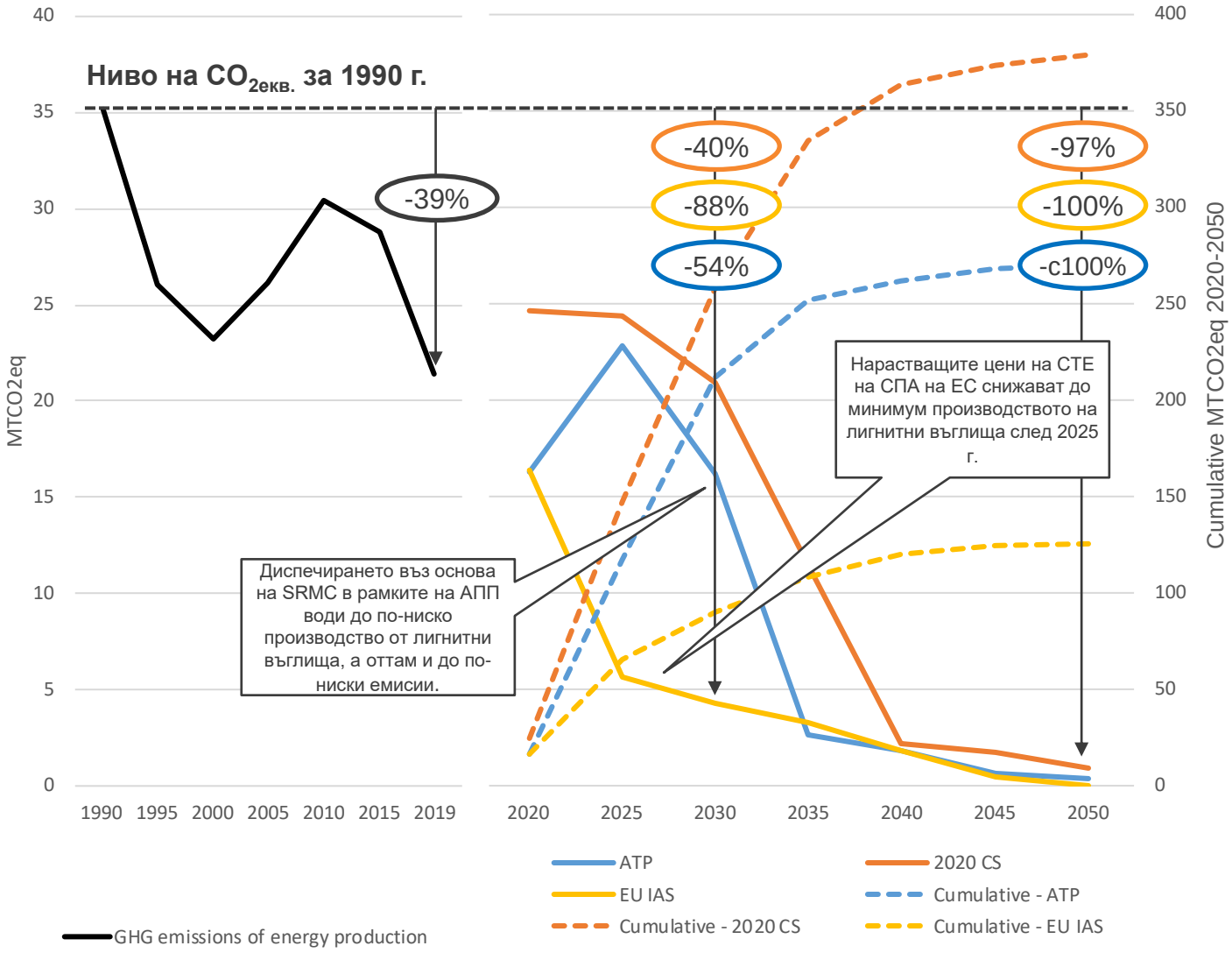


- *АПП* се различава от СА 2020 г. по това, че производството на енергия от централи на лигнитни въглища до 2035 г. не е заложено, както е предвидено в проекта на Енергийната стратегия, а се оптимизира на икономически принцип според краткосрочните пределни разходи (SRMC).
- Това позволява да се оптимизира и определи имплицитната цена на CO_2, за да се постигне общо 55% намаление на емисиите до 2030 г. или 54% намаление на емисиите в енергийния сектор.
- Тъй като диспечирането на производството на лигнитни въглища е на икономически принцип, АПП се намира между СА 2020 г. и СПА на ЕС.
- След 2035 г. голямата разлика в безвъглеродното производство между АПП, СА 2020 г. и СПА на ЕС води до по-висок износ в рамките на СПА на ЕС, спрямо износа в рамките на другите сценарии.

Източник: Compass Lexecon

Икономическата оптимизация в рамките на АПП води до намаляване на емисиите с 54% през 2030 г. в диапазон между намалението в рамките на СА 2020 г. (с 40%) и СПА на ЕС (с 88%)

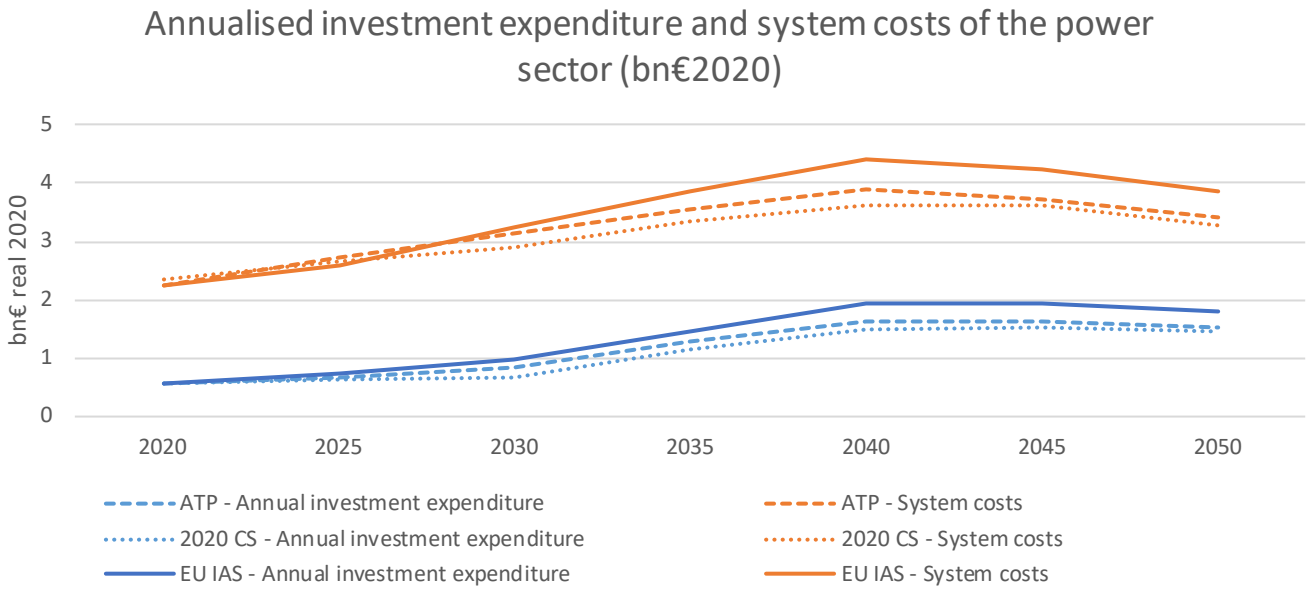
Емисии на парникови газове в енергийния сектор

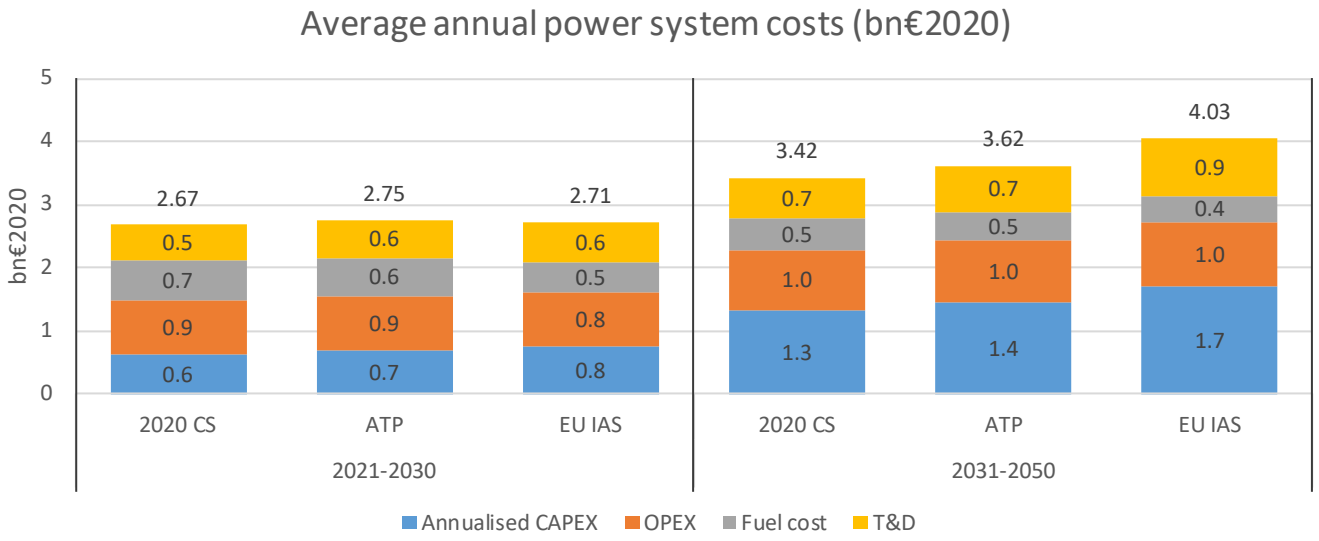


- В зависимост от намалението на производството от термични централи след 2020 г. в рамките на трите сценария, емисиите в енергийния сектор намаляват до 2030 г. с 40% в СА 2020, 54% в АПП и 88% в СПА на ЕС.
- По-голямата част от намалението на емисиите е ясно разпределено между трите сценария, като в СПА на ЕС по-голямата част от намалението на емисиите е към 2025 г., АПП - към 2030 г., а СА 2020 г. - към 2035 г.
- Това показва, че преходът в рамките на АПП е по-бавен в сравнение с този в рамките на СПА на ЕС, но се ускорява в сравнение със СА 2020 г., при много по-ниска цена на въглеродните емисии от тази в рамките на СПА на ЕС.
- Забележка: Ускореното намаляване на емисиите на CO_2 в СПА на ЕС в сравнение със СА 2020 г. (респ. АПП) позволява да се намалят кумулативните емисии на CO_2 в енергийния сектор с около 67% (респ. с 54%) до 2050 г.

Източник: Compass Lexecon
Забележка: Исторически емисии от националния доклад за инвентаризация на България за 2021 г..

Въпреки че капиталовите разходи се увеличават във всички сценарии, АПП показва контролирани средни системни разходи при постигане на целите за декарбонизация





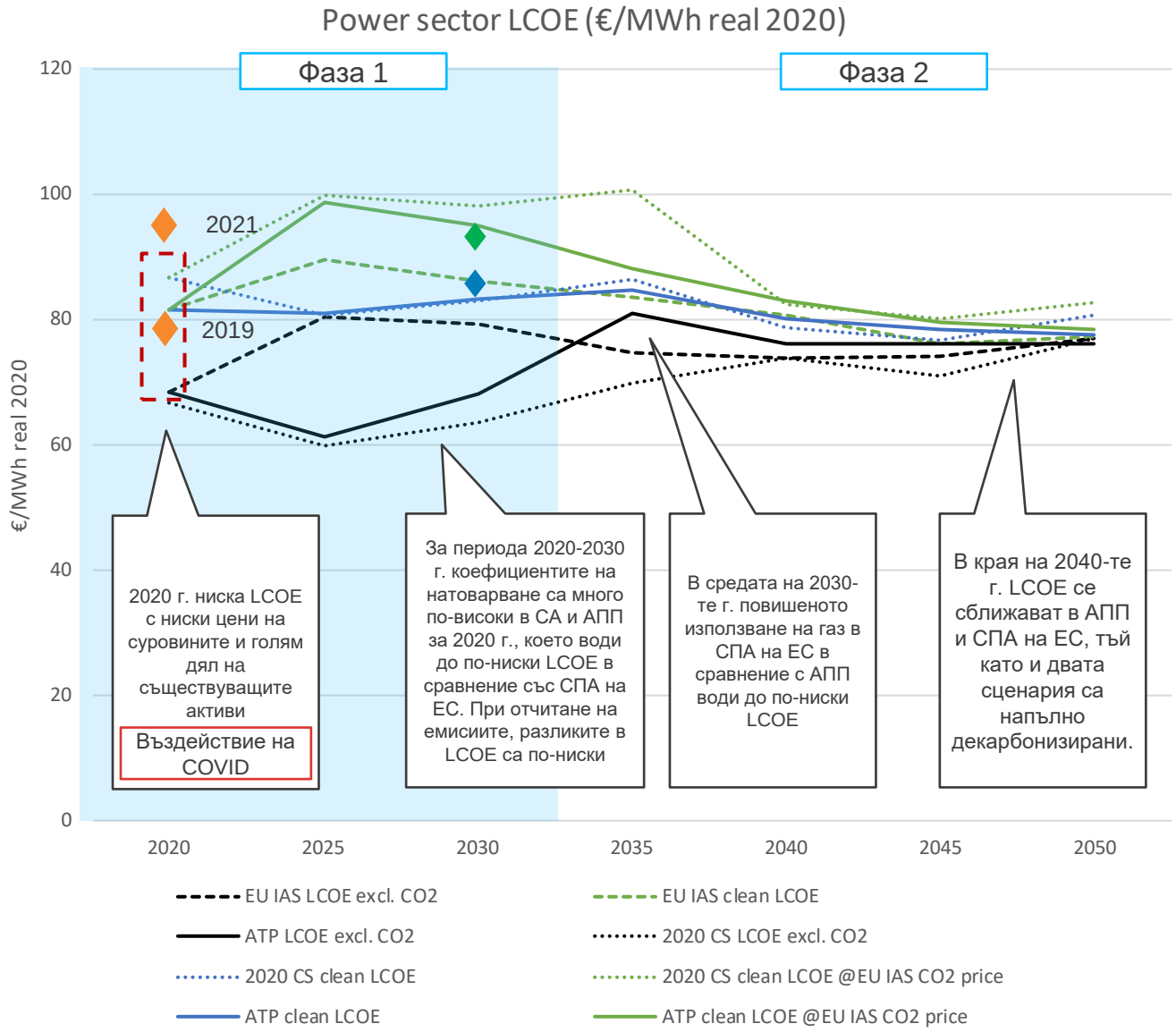
- Капиталовите разходи на електроенергийната система във всички сценарии с течение на времето стават все по-интензивни.
- Въпреки това СПА на ЕС показва по-високи инвестиции в по-ранната част на периода в сравнение с другите сценарии.

- АПП показва контролирани средни системни разходи за периода 2021-2030 г. и 2031-2050 г., като същевременно се постига пълна декарбонизация на електроенергийния сектор.

- **Бележка 1:** Капиталовите разходи се отчитат в системните разходи като анюитетни плащания. За изчисляване на годишните капиталови разходи се прилага дисконт от 5%. Разходите за енергийната система не включват разходите за емисии.
- **Бележка 2:** Разходите за електроенергийната система включват съществуващите разходи за пренос и разпределение, както и допълнителните разходи за пренос и разпределение от навлизането на ВЕИ и увеличаването на пиковото потребление въз основа на референтните стойности на ЕС. Подробната оценка на специфичните за България разходи за пренос и разпределение ще изисква отделен анализ.
- **Бележка 3:** Разходите на електроенергийната система не включват разходите, свързани с експлоатацията или закриването на мините за лигнитни въглища, нито разходите, свързани с газовата мрежа.

Източник: Compass Lexecon

АПП показва най-стабилните чисти LCOE през целия прогнозен период и съответно по-плавен преход в сравнение с другите сценарии



- **Фаза 1:** До 2035 г. СА 2020 г. и АПП водят до по-ниски LCOE в сравнение със СПА на ЕС, тъй като ускореният преход се изразява в увеличаване на инвестициите. Въпреки това увеличението на системните разходи е равно на разликата в разходите за CO_2 между сценариите, тъй като за България има достатъчно възможности за декарбонизация при това ценово равнище (*). Заслужава да се отбележи, че СПА на ЕС осигурява по-голямо хеджиране срещу потенциални бъдещи увеличения на цените на CO_2 (*).
- **Фаза 2:** След 2035 г. LCOE между сценариите се сближават с по-нататъшната декарбонизация, но СПА на ЕС се характеризира с малко по-ниска LCOE.
- Като цяло АПП показва най-стабилните чисти LCOE през целия прогнозен период, което показва по-плавен преход отколкото при другите сценарии.

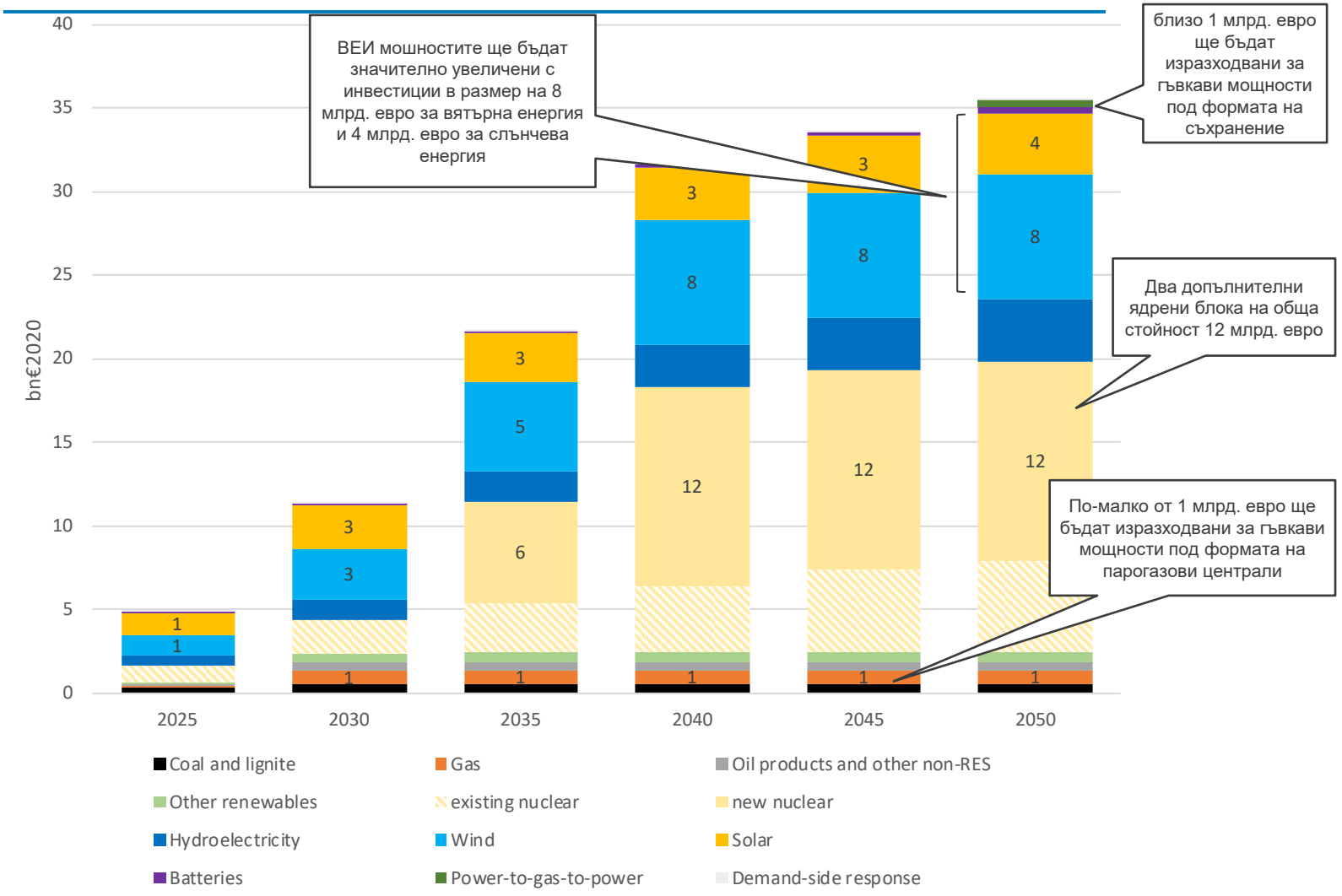
Източник: Compass Lexecon
Забележка: LCOE в енергийния сектор съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чистата LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозна цена на СТЕ на ЕС.

3. Преход на електроенергийната система и структура на пазара на електроенергия в подкрепа на този преход

3.1 Преход на електроенергийната система и структура на пазара на електроенергия в подкрепа на този преход

Декарбонизацията на енергийния сектор на България ще изисква значителни инвестиции в производството и енергийната инфраструктура

Кумулативни капиталови разходи в България - СПА на ЕС (млрд. евро реални разходи за 2020 г.)



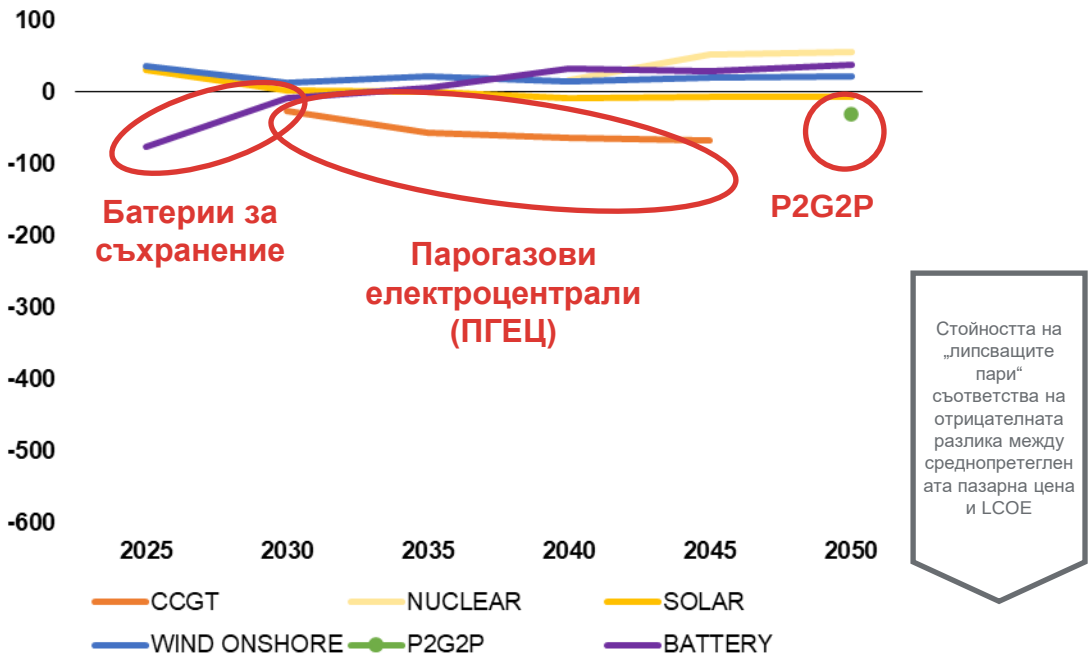
За да се осъществи енергийният преход, са необходими значителни инвестиции в енергийната система:

- Инфраструктура за пренос на електроенергия за свързване на повече децентрализирано производство на вятърна енергия
- Инфраструктура за пренос на газ за захранване на новите парогазови мощности
- Електроразпределителна инфраструктура за посрещане на нарастващото потребление и възобновяемите енергийни източници.

Източник: Анализ на Compass Lexecon
Съкращения: ПГЕЦ Парогазоваа електроцентрала (турбина с комбиниран цикъл); ВЕИ … Възстановяеми енергийни ресурси

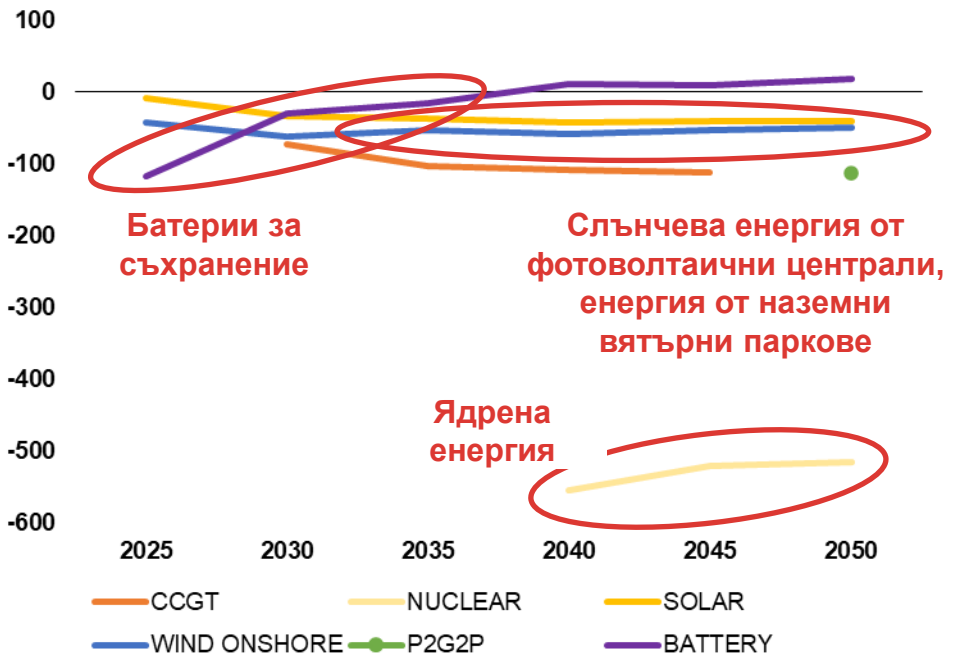
Повечето от необходимите инвестиции не са рентабилни само въз основа на приходите от енергийния пазар, а търговският риск би повишил допълнително необходимата възвръщаемост

"“Липсващи пари” [евро$_{2020}$/kW/a] – *СПА ЕС* (=5%)



Стойността на „липсващите пари“ съответства на отрицателната разлика между среднопретеглената пазарна цена и LCOE

„Липсващи пари” [евро$_{2020}$/kW/a] – *СПА ЕС* (СПЦК = 15%)



Дори при ниска СПЦК от 5 % някои технологии ще се нуждаят от подкрепа, за да навлязат на пазара

- „Липсващите пари“ за ПГЕЦ варират между 25 евро2020/kW/г. и 70 EUR2020/kW/г., като с течение на времето се увеличават с намаляването на коефициента на натоварване.
- „Липсващите пари“ за изграждане на P2G2P мощности варират между 80 евро2020/kW/г. и 35 евро2020/kW/г. в различни моменти.

Ако се приеме, че няма механизъм за намаляване на търговския риск (например при 15% СПЦК), всички технологии ще се нуждаят от подкрепа за инвестиции

- Увеличаването на СПЦК от например 5 % на 15 %, като се отчита търговският риск, увеличава „липсващите пари“ за всички технологии.
- По-специално, ядрените мощности, мощностите за съхранение, наземните вятърни мощности и фотоволтаичните мощности ще се нуждаят от подкрепа в сравнение със случая с намалена рискова експозиция.

Източник: *Compass Lexecon Analysis*
Съкращения: *CAPEX … Капиталови разходи; ПГЕЦ … Парогазови електроцентрали (газови турбини с комбиниран цикъл); LCOE … Нормализирана стойност на електроенергията, Технология за съхранение на енергия PtGtP … Power-to-Gas-to-Power, ФЕЦ … Фотоволтаична централа, СПЦК … Среднопретеглена цена на капитала*

Настоящата структура на българския електроенергиен пазар не подпомага плавния преход за постигане на целите за декарбонизация и сигурност на доставките

Елемент на дизайна	Подробности за текущото състояние	Заключение по отношение на подкрепата на целевия преход
Механизмът за студен резерв беше постепенно преустановен	■ Българският студен резерв включваше диспечируеми мощности (газ, лигнитни въглища) ■ Студеният резерв беше премахнат през 2021 г.	**Диспечируемите централи, участващи в механизма за осигуряване на студен резерв, вероятно няма да останат на разположение и да продължат да подпомагат сигурността на доставките в България.**
Преференциалните тарифи за ВЕИ бяха заменени с договори за премии	■ От юли 2019 г. режимът на преференциалните тарифи за възобновяеми енергийни източници е премахнат. ■ Производителите на енергия от възобновяеми източници с мощност над 0,5 MW са задължени да продават произведената енергия директно на пазара и получават премийни плащания от Фонда за сигурност на електроенергийната система (ФСЕС)	**Инвестициите във ВЕИ са изложени на по-голям пазарен риск, отколкото в миналото, което вероятно ще повиши разходите за ВЕИ.**
Неясна рамка за корпоративни ДИЕ	■ Необходимостта всички български производители на електроенергия да продават продукцията си на енергийната борса създава допълнителни трудности при сключването на Договори за изкупуване на електроенергия (ДИЕ) в частния сектор. ■ Досега в България са сключени много малко на брой корпоративни ДИЕ	**Рамката за намаляване на риска на инвестициите чрез дългосрочни договори в частния сектор е недостатъчно развита.**
Все още предстои да бъде създаден механизъм за осигуряване на капацитет (МЗОК)	■ Изпълнението и конкретният дизайн на българския МЗОК остават недоизяснени.	**Все още не е създаден механизъм за осигуряване на капацитет за инсталираните мощности в България.**

Източник: Анализ на Compass Lexecon, План за изпълнение на България

Съкращения: ДИЕ … Договор за изкупуване на електроенергия

Неразвитият български пазар на електроенергия излага участниците в него на рискове и възпрепятства инвестициите

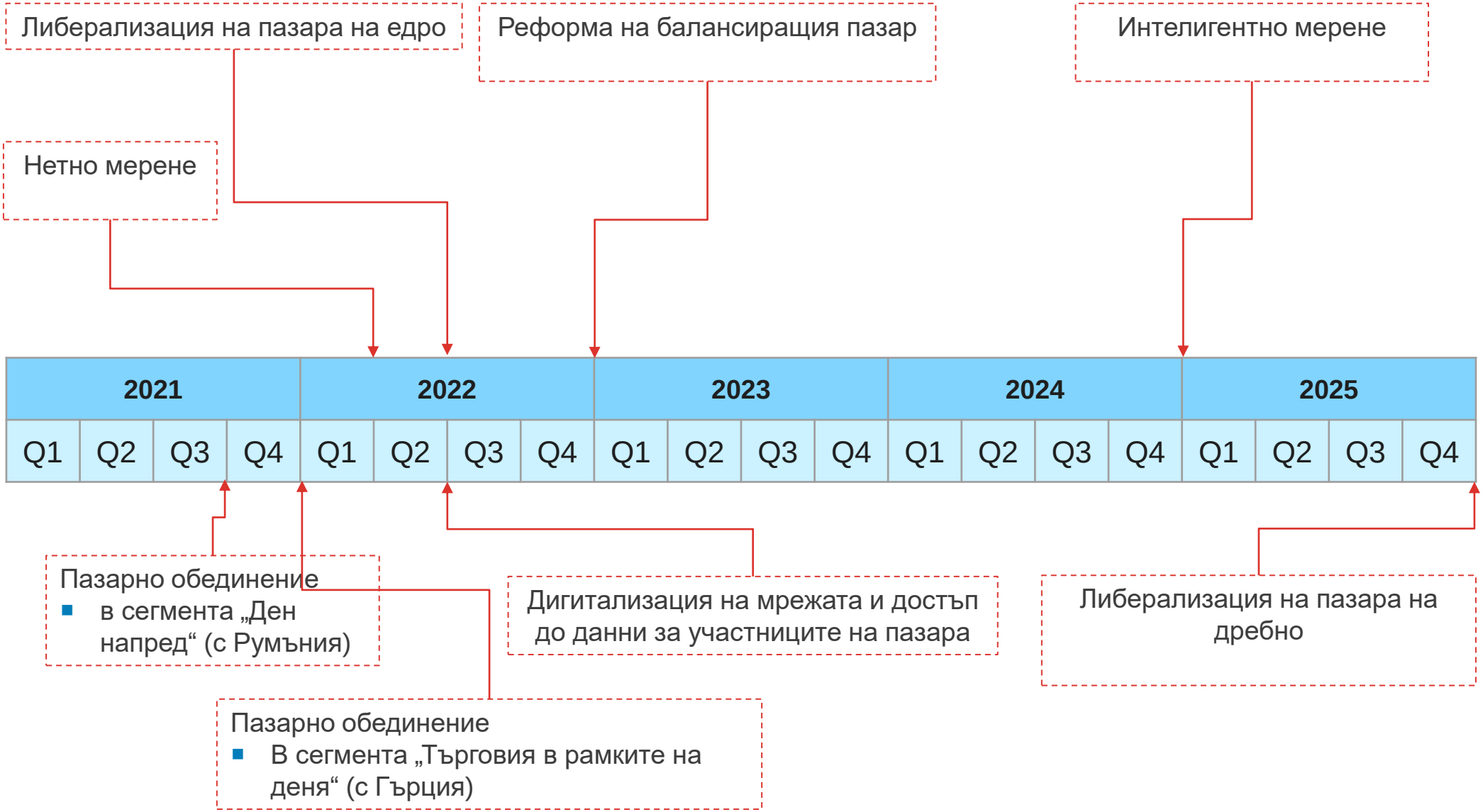
- **Въпреки възходящата тенденция, ликвидността на спот пазара остава ограничена** :
  - Количествата, търгувани на пазара “в рамките на деня” и в сегмента “ден напред”, бележат умерена, но променлива възходяща тенденция.
- **Ликвидността на форуърдния пазар е ограничена** :
  - Форуърдната търговия (за физическа доставка) и наличието на фючърсна търговия остават ограничени
- **Българският енергиен холдинг (БЕХ) остава доминиращ играч на българския пазар на електроенергия** :
  - БЕХ е 100% собственост на българското правителство
  - С инсталирана мощност от 6,3 GW (ядрена енергия, централа на лигнитни въглища и ВЕЦ) дъщерните дружества на БЕХ произвеждат 60% от електроенергията в България
- **Пазарните обединения все още са в процес на разгръщане**:
  - **Пазарно обединение в сегмента „Ден напред“:**
    - В действие с Румъния и Гърция (от 2021 г.)
    - В процес на подготовка за активиране със Северна Македония и Сърбия (очаква се през 2022 г.)
  - График за обединение в сегмента **„Търговия в рамките на деня“**:
    - В действие с Румъния (от 2019 г.).
    - Подготовка за свързване с Гърция (очаква се през на 2022 г.)

- **Ограничена възможност за участниците на пазара да хеджират задълженията за доставка или производството**
- **Значителни пречки пред инвестиционните решения на търговските участници**

Източник: *Български план за изпълнение (2021 г.), ЕК (2021 г.): становище на Комисията относно българския план за изпълнение, БЕХ (2021 г.), Енергетика (2021 г.): Гръцко-българско свързване на пазарите в рамките на деня, планирано за първото тримесечие на 2022 г.*

Съкращения: *МЗОК … Механизъм за осигуряването на капацитет, БЕХ … Български енергиен холдинг*

Българският пазар трябва да претърпи дълбока трансформация и либерализация чрез прилагане на целевия модел на ЕС



Source: National Recovery and Resilience Plan (2021)

Планираната пазарна структура, основана на целевия модел на ЕС, не разполага с инвестиционна рамка за постигане на целите на политиките

- Пакетът Чиста енергия (ПЧЕ) определя общите принципи за подобряване на пазарите на електроенергия в ЕС, като се съсредоточава върху съществуващите краткосрочни пазари за търговия.
- Той обаче не предоставя инвестиционна рамка и структуриран и координиран подход за планиране между секторите, както и за механизмите за договаряне/хеджиране, които да осигурят инвестициите, необходими за постигане на целта на политиката за декарбонизация.

Краткосрочни пазари

Прилагането на целевия модел на ЕС поставя началото на реформите и интеграцията на спот пазара и пазара в рамките на деня / балансиращия пазар

В настоящите планове за реформи липсва последователна рамка за координиране на инвестициите

- Идентифициране на системните нужди в различните сектори
- Планиране на разгръщането на ключови инфраструктури със значителни икономии от мащаба
- Междусекторен подход

<u>Липсва</u>: координирано планиране

<u>Липсва</u>: Рамка за механизми за подкрепа на инвестициите

- Настоящите планове за реформи не предоставят рамка за подкрепа на инвестициите
- Поради това държавите членки трябва самостоятелно да разработят и приложат такива механизми за подкрепа

Източник: Анализ на Compass Lexecon

Бяха идентифицирани две ключови изисквания за устройството на пазара: необходимост от (1) инвестиционна рамка и (2) механизъм за прехода

И двата механизма трябва да бъдат:

- Ефективни
- Лесно приложими
- Съвместими със законодателството на ЕС

3.2 Необходимост от инвестиционна рамка

Инвестиционната рамка играе ключова роля в изграждането на двустепенна конкурентна среда за планиране на нуждите на системата

Ключови принципи за създаване на пазарна рамка, подходяща за Net Zero

- Използване на съществуващите пазари за постигане на краткосрочна оперативна ефективност и налагане на структурирана рамка за постигане на дългосрочните цели на политиката.
- Определяне на променящите се нужди на системата и гарантиране, че приносът на всички мощности се възнаграждава по подходящ начин.
- Преразглеждане на управлението, за да се осигури цялостно планиране и безпристрастно/прозрачно определяне на нуждите на системата.
- Прилагане на договорености за дългосрочните нужди на системата, за да се осигури надежден ангажимент за постигане на целите на климатичната политика.

Инвестиции (за години напред) → **Експлоатация (дни/часове напред)**

Холистично планиране на нуждите на системата

Всеобхватен и прозрачен подход към
- определяне на променящите се нужди на системата по всички измерения
- адекватност на производството на енергия
- декарбонизирано производство
- гъвкаво производство
- осигуряване на адекватно възнаграждение за приноса на всички мощности

Конкуренция "за пазара" оказва конкурентен натиск там, където това е важно: CAPEX

Търгове за дългосрочни договори
- стимулира новите участници на пазара
- стимулира развитието на конкурентен пазар за инвестиции
- осигурява координирано развитие на системата
- може да бъде технологично неутрален или технологично специфичен
- може да използва различни инструменти (вж. следващите слайдове)

Необходима нова **инвестиционна рамка**

Конкуренция "в пазара"

- Добре интегрирани и ликвидни форуърдни пазари, пазари в сегмента „ден напред" и пазари „в рамките на деня"
- Оптимизиране на краткосрочното диспечиране и минимизиране на разходите за потребителите
- Равнопоставеност със задължение за балансиране за всички
- Подкрепя конкуренцията на дребно и развитието на DSR

Съществуващи/планирани краткосрочни пазари

Нуждите на електроенергийната система се развиват с нарастването на дела на ВЕИ - пазарът на електроенергия трябва да възнаграждава гъвкавостта и адекватността

Целта за декарбонизация на електроенергийната система поражда нови нужди от декарбонизирано производство и гъвкави мощности за балансиране на производството от променливи възобновяеми енергийни източници

- Енергийният сектор преминава от предлагането на единна енергийна стока към диференцирани системни нужди (декарбонизирани мощности, гъвкави мощности за балансиране на възобновяемите енергийни източници, които допълват вече традиционната нужда от адекватност).
- Новата пазарна структура ще трябва да възнаграждава мощностите, така че да отразява приноса им към тези три системни нужди и да създава равни условия за тях.
- Инвестиционната рамка ще трябва да бъде диференцирана в зависимост от разглежданите мощности и продукти

Source: Compass Lexecon Analysis

Налице са редица инструменти за финансиране и намаляване на риска, за да се отключат инвестициите, необходими за прехода в енергийния сектор

За да се гарантира навлизането или продължаващата работа на нисковъглеродни и гъвкави мощности, могат да се използват посочените по-долу инструменти. Прилагането им обикновено подлежи на одобрение съгласно правилата на ЕС за държавните помощи.

Инструмент	Ключови характеристики	Примерно изпълнение
Безвъзмездни средства или субсидирани заеми	■ Безвъзмездните средства (намаляващи размера на финансираните капиталови разходи) и субсидираните заеми (намаляващи разходите за финансиране) могат да подпомогнат инвестициите в конкретни чисти технологии.	Батерии чрез Фонда за модернизация InvestEU
Дългосрочни договори (ДД)	■ Дългосрочните договори, покриващи ценови рискове през значителна част от полезния живот на централата, намаляват премията за СПЦК. ■ По-специално, дългосрочните договори за разлика в публичния сектор (обикновено възлагани чрез конкурентни търгове) са в състояние да намалят риска. ■ ДД осигуряват по-дългосрочна видимост на приходите и по този начин създават инвестиционни стимули.	ВЕИ в Обединеното кралство или Дания
Дългосрочни договори (корпоративни ДД)	■ Дългосрочните (корпоративни) договори, покриващи ценови или количествени рискове през значителна част от полезния живот на централата, намаляват премията за СПЦК. ■ Корпоративните ДД (доколкото са допустими съгласно регулаторната рамка) могат да намалят риска.	ВЕИ в Скандинавските страни
Механизъм за осигуряване на капацитет	■ Механизмът за осигуряването на капацитет може да компенсира „липсващите пари“ в полза на участниците на пазара. ■ Този инструмент за смекчаване на последиците може да се прилага по различни начини: например общопазарен механизъм за капацитет, стратегически резерв, търгове за нови мощности, целево плащане за капацитет.	Парогазови централи в Белгия или Франция

Източник: *Анализ на Compass Lexecon*
Съкращения: *CAPEX … Капиталови разходи, ДР … Договори за разлики, PtGtP … електролиза за получаване на газ и енергия, ДИЕ … Договори за изкупуване на електроенергия, СПЦК … Среднопретеглена цена на капитала*

Възобновяемите източници на енергия биха могли да се възползват от редица механизми за подкрепа на производството и/или инвестициите

Схеми за подпомагане на ВЕИ, прилагани/съществуващи в Европа - прилагането им обикновено подлежи на одобрение съгласно правилата на ЕС за държавните помощи

Вид подкрепа	Описание	Примери за прилагане
Преференциални цени / договори за премия	▪ Премиите за изкупуване на електроенергия дават възможност на производителите на електроенергия да се възползват от допълнително възнаграждение в допълнение към възнаграждението, което получават при участието си на енергийния пазар. ▪ Премиите обаче не премахват рисковете, свързани с пазарните цени	▪ **България:** за производители на енергия от ВЕИ с мощности > 0,5 MW ▪ **Франция:** наземни и офшорни вятърни паркове, големи фотоволтаични инсталации (>500 kW), биомаса, биогаз (>500 kW)
Договори за разлики (ДЗР)	▪ Договорите за разлика позволяват да се осигури стабилен приход за оператора при малка експозиция към цените на пазара на едро. ▪ ДЗР могат да се предоставят автоматично или чрез тръжни процедури.	▪ **Великобритания:** Нови проекти за офшорни вятърни централи и други нисковъглеродни технологии ▪ **Дания:** наземни и офшорни вятърни паркове, производство на енергия от вълни, ВЕЦ, фотоволтаици
Инвестиционна подкрепа	▪ Подкрепата чрез безвъзмездни средства може да осигури "липсващите пари", необходими за изграждането на мощности, които иначе не биха били рентабилни. ▪ Преференциалните заеми намаляват разходите за финансиране.	▪ **Схеми за финансиране от ЕС: InvestEU**, Модернизационен фонд, Механизъм за възстановяване и устойчивост, Европейски фонд за регионално развитие, Кохезионен фонд
Постепенно премахване на наследените мерки за подпомагане в ЕС:		
Изкупна цена/ регулирана тарифа / **Тарифа за присъединяване**	▪ Преференциалната тарифа (обикновено) се определя от регулатора въз основа на различните компоненти на разходите (оперативни разходи, реинвестиции, цена на капитала), а регулираните активи се възползват от тази тарифа за закупуване. ▪ Преференциалните тарифи могат да се предоставят автоматично или чрез тръжни процедури.	▪ **Украйна:** производството на електроенергия от вятърни централи се продава по регулирана тарифа**.** ▪ **Франция:** фотоволтаици (<500kW), биогаз (<500kW) ▪ **Обединеното кралство:** малки възобновяеми енергийни източници (фотоволтаици, вятър, вода, анаеробно разграждане (<5MW) (затворени за нови кандидати от 2019 г.) ▪ **Германия:** приключва през 2021 г.

Source: Compass Lexecon Analysis
Abbreviations: ETS … Emission Trading System, PV … Photovoltaics, RES … Renewable Energy Source

Ядрената енергия може да бъде напълно регулирана, да се ползва от регулирани изкупни цени, договори за разлики или инвестиционна подкрепа

Схеми за подкрепа на ядрената енергетика, прилагани/съществуващи в Европа - прилагането им обикновено подлежи на одобрение съгласно правилата на ЕС за държавните помощи

Вид подкрепа	Описание	Примери за страни, в които се прилага политиката за подкрепа
Пълна регулация: Възнаграждение за регулираната база активи	Пълното регулиране се основава на осигуряването на разрешен приход въз основа на всички разходи, които се поддържат (регулирана база активи, заплащане на нивото на регулирана СПЦК, амортизацията и оперативните разходи по себестойност).	**Великобритания**: Възнаграждение за ядрения реактор Sizewell C
Изкупна цена / регулирана тарифа / преференциална тарифа за изкупуване на електроенергията	Тарифа се определя (обикновено от регулатора) въз основа на различните компоненти на разходите (оперативни разходи, реинвестиции, цена на капитала), а регулираните активи се възползват от тази тарифа за изкупуване на произведената електроенергия.	**Украйна**: 90% от произведената електроенергия от ядрени централи се заплаща по регулирана тарифа.
Договори за разлики	В зависимост от структурата си ДЗР могат да осигурят (по-стабилни) приходи на оператора чрез намаляване/елиминиране на експозицията към цените на пазара на едро.	**Великобритания**: Възнаграждение за ядрения реактор Hinckley point C
Инвестиционна подкрепа	Например Модернизационният фонд на СТЕ на ЕС не изключва официално инвестициите в ядрена енергетика, въпреки че тази инвестиция не се счита за приоритетна.[1]	**Целия ЕС**

Source: Compass Lexecon Analysis
Note: [1] several EU funds formally exclude support to nuclear energy, such as: the InvestEU Fund, the European Regional Development fund and the Cohesion fund

Гъвкавите мощности биха могли да се възползват от механизъм за осигуряване на капацитет, инвестиционна подкрепа или безплатни квоти по СТЕ

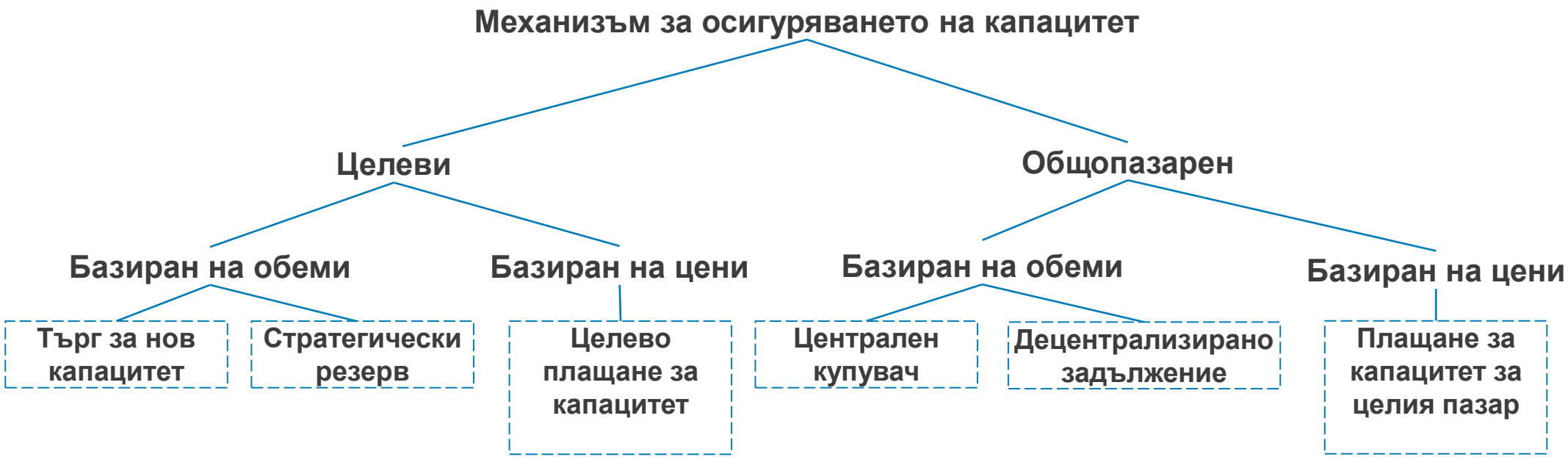
Схеми за подпомагане на гъвкави мощности, прилагани/налични в Европа - прилагането им обикновено подлежи на одобрение съгласно правилата на ЕС за държавните помощи

Вид подкрепа	Описание	Пример за страни, в които се прилага политиката за подкрепа
МЗОК	▪ Механизмът за осигуряване на капацитет предоставя допълнително възнаграждение за гъвкавите мощности и компенсира „липсвашите пари“, ако участват само на енергийния пазар. ▪ Различните видове механизми за осигуряване на капацитет могат да бъдат групирани в две големи категории: целеви механизми и общопазарни механизми. В рамките на тези две категории могат да се разграничат механизми, основани на обема, и механизми, основани на цената.	Германия, Ирландия, Полша, Великобритания, Белгия, Франция
Инвестиционна подкрепа	▪ Инвестиционна подкрепа може да бъде предоставена за гъвкави мощности, допринасящи за инвестиции в декарбонизация, под формата на безвъзмездни средства или заеми, по-специално чрез Механизма за възстановяване и устойчивост, Модернизационния фонд и фонда InvestEU (въпреки че последният няма партньор за изпълнение в България) - при спазване на определени ограничения на емисиите.	**Целият ЕС**
Разпределение на безплатни квоти по СТЕ	▪ Новите проекти за гъвкави мощности (вкл. CCGT или OCGT), заместващи лигнитните въглища, биха могли да се възползват от безплатни квоти по СТЕ на ЕС (ако България упражни съответното си право съгласно чл. 10в от Директивата за СТЕ на ЕС)	Предлага се в избрани страни от ЕС - потенциално и в България (предстои да бъде потвърдено от правителството)

Източник: Анализ на Compass Lexecon
Съкращения: C/OCGT … Газова турбина с комбиниран/отворен цикъл, МЗОК … Механизъм за възнаграждение за осигуряването на капацитет, СТЕ … Схема за търговия с емисии

Съществува широк набор от механизми за осигуряване на капацитет – Общ преглед

Таксономия на механизмите за осигуряване на капацитет



Целеви механизъм: Количеството на необходимия капацитет и количеството, което се очаква да бъде реализирано на пазара, се определят на централно ниво. След това механизмът за капацитет осигурява подкрепа само за допълнителния капацитет (чрез "допълване") за очаквания необходим капацитет, който надхвърля този, който пазарът може да предложи. Съществуват три вида механизми:

- **Търгове за нов капацитет**
- **Стратегически резерв**
- **Целево плащане за капацитет**

Общопазарен механизъм: Всички мощности, необходими за гарантиране на сигурността на доставките, получават заплащане, включително съществуващите и новите доставчици на капацитет. Съществуват три вида механизми:

- **Централен купувач**
- **Децентрализирано задължение**
- **Общопазарно плащане за капацитет**

Източник: Анализ на Compass Lexecon, Европейска комисия. Доклад на Комисията - Междинен доклад от секторното проучване на механизмите за капацитет, Европейска комисия (2016 г.) Работен документ на службите на Комисията относно механизма за възнаграждение за капацитет

Съкращения: CCGT … Газова турбина с комбиниран цикъл, МЗОК … Механизъм за възнаграждение за осигуряването на капацитет

Съществува широк набор от механизми за осигуряване на капацитет – Функциониране и прилагане

Преглед на механизма за осигуряване на капацитет - прилагането му подлежи на одобрение съгласно правилата за държавните помощи на ЕС

Видове МЗОК	Описание	Държава
Търгове за нов капацитет	Бенефициентът на такъв търг получава финансиране за изграждането на електроцентрала, която да осигури определения допълнителен капацитет	▪ Франция ▪ Хърватия (планира се въвеждането)
Стратегически резерв	Допълнителният капацитет се договаря и след това се държи в резерв извън пазара. Той се използва само когато са изпълнени определени условия	▪ Германия ▪ Полша ▪ Швеция
Целево плащане за капацитет	Цената на капацитета се определя от централен орган. След това тази цена се плаща на подгрупа от осигуряващи капацитет мощности, които работят на пазара (напр. определена технология или само на доставчици на капацитет, които отговарят на определени критерии).	▪ Италия ▪ Полша ▪ Португалия ▪ Испания
Централен купувач	Общото количество на необходимия капацитет се определя централно и след това се закупува чрез централизирана тръжна процедура, в която потенциалните доставчици на капацитет се конкурират като гаранция за пазарно определени цени.	▪ Ирландия (от 2017 г.) ▪ Италия (планира се въвеждането) ▪ Полша (от 2018 г.) ▪ Великобритания (от 2014 г.) ▪ Германия ▪ Белгия (от 2021 г.)
Децентрализирано задължение	На доставчиците на електроенергия/търговците на дребно се налага задължението да сключват договори с доставчици на капацитет, за да осигурят необходимия общ капацитет за задоволяване на потреблението на своите потребители. Разликата в сравнение с модела на централния купувач е, че не се провежда централна тръжна процедура, но пазарните сили трябва да определят цената за необходимия обем капацитет.	▪ Франция (от 2016 г.)
Общопазарно плащане за капацитет	Цената на капацитета се определя централизирано, въз основа на оценка на необходимите плащанията за капацитет и след това се изплаща на всички доставчици на капацитет на пазара.	▪ Ирландия

Източник: *Анализ на Compass Lexecon, Европейска комисия. Доклад на Комисията - Междинен доклад на секторното проучване относно механизмите за капацитет, Европейска комисия (2016 г.) Работен документ на службите на Комисията относно механизма за възнаграждение за капацитет*

Съкращения: *CCGT … Газова турбина с комбиниран цикъл, МЗОК … Механизъм за възнаграждение за осигуряването на капацитет*

Газовите централи биха могли да се възползват от възможностите за инвестиционна подкрепа на ЕС, в т.ч. по линия на Механизма за възстановяване и устойчивост, Модернизационния фонд и (с ограничения) фонда InvestEU

Схеми за подпомагане, потенциално достъпни за инвестиции в газови мощности в България

Схема за подпомагане	Допустимост за финансиране на C/OCGT[1]	Възможност за комбиниране с други механизми за подкрепа	Налични видове подкрепа	Макс. бюджет на проекта/макс. дял от инвестицията	Общ бюджет (евро, млрд.)	
					ЕС	Дял на финансирането от България
Механизъм за възстановяване и устойчивост (ИВУ) (Част от Механизма за възстановяване и устойчивост на ЕС - ЕМВУ)	**ДА**	неприложимо	безвъзмездни средства и/или заем за C/OGGT: **безвъзмездни средства**	За C/OGGT: **30%**	**723.8** 338 млрд. безвъзмездно финансиране 385.8 млрд. заеми	**~10.7** ~6.2 безвъзмездно финансиране ~4.5 заеми
Модернизационен фонд в рамките на СТЕ на ЕС	**ДА**	**ДА**	**Липса на яснота** дали се предвижда безвъзмездно финансиране или заеми (това трябва да бъде уточнено между българското правителство и ЕК)	няма абсолютна граница; до 70% от инвестицията; до 40% за инвестицията в C/OCGT, ако е по линия на Инструмента за възстановяване и устойчивост	В зависимост от резултатите от търга понастоящем ~22	В зависимост от резултатите от търговете понастоящем ~0,8
InvestEU[2] (Част от Механизма за възстановяване и устойчивост на ЕС - ЕМВУ)	Теоретично, но липсва български партньор за изпълнение	**(ДА)**	**Заем** или дялово участие	Без ограничения (до 50% от размера на инвестицията) за C/OGGT: **30%**	**~400**	

Източници: *Анализът на Compass Lexecon се базира на:*
EC (2021) Recovery plan. Available at: https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_en
EC (2021) The RRF, Available at: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility_en
EC (2021) About the InvestEU fund. Available at: https://europa.eu/investeu/investeu-fund/about-investeu-fund/how-does-fund-work_en .
EC (2021) FAQ about Invest EU Fund. Available at: https://europa.eu/investeu/investeu-fund/frequently-asked-questions-about-investeu-fund_en
EC (2021) InvestEU launch event – summary, Available at: https://ec.europa.eu/info/investeu-launch-event-summary-sessions_en
Modernisation Fund (2021) What can be financed. Available at: https://modernisationfund.eu/investments/;
EU ETS Directive – consolidated version available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:02003L0087-20180408&from=EN#tocId27

Бележка: *[1] предварителна оценка въз основа на публикувана информация; няколко механизма за финансиране на ЕС официално изключват подкрепата за производство на електроенергия от газ; те включват: Европейския фонд за регионално развитие, Кохезионния фонд, фонда за справедлив преход, механизмите за заеми за публичния сектор в рамките на механизма за справедлив преход. Програмата LIFE не изключва официално инвестиции в производство на електроенергия от газ, но разполага с много ограничен бюджет за такова финансиране. [2] InvestEU теоретично може да предостави подкрепа за ПГХТ, но в България няма партньор за изпълнение, който би могъл да направи това.*

Abbreviations: *C/OCGT … Газова турбина с комбиниран/Отворен цикъл*

Необходимата инвестиционна рамка трябва да балансира широк набор от изисквания

Новите мощности изискват **Инвестиционна рамка**

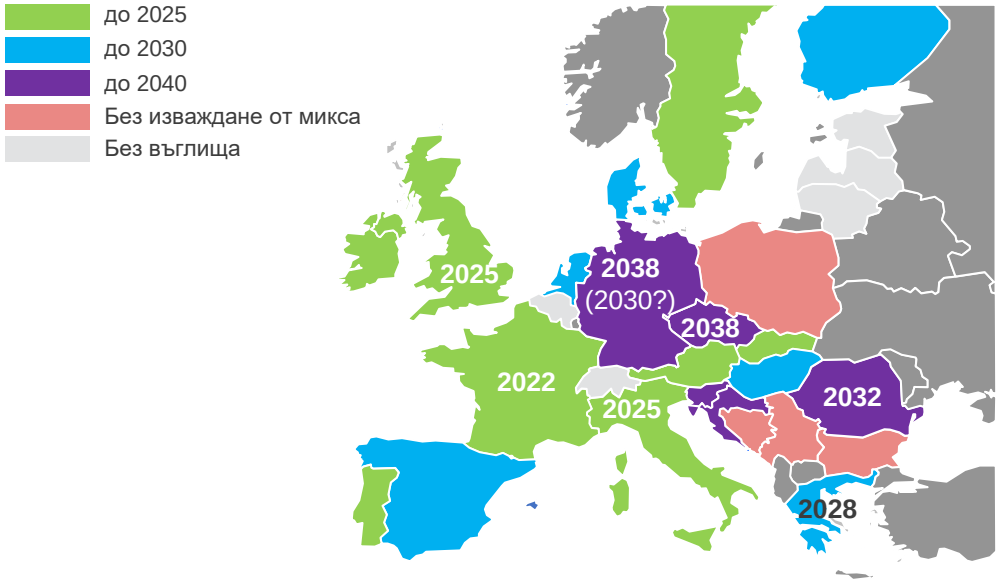
1	**Ефективни политики за инвестиционни сигнали**	Осигуряване на стимули за инвестиции въз основа на техния принос към изпълнение на целите за адекватност, гъвкавост и декарбонизация
2	**Разходоефективни и надеждни инвестиционни сигнали**	Създаване на надеждни стимули за инвестиции, които свеждат до минимум дългосрочните разходи за клиентите и избягват невъзвръщаемите инвестиции (с акцент върху безспорните инвестиции)
3	**Разходоефективно разпределение на риска**	Разпределяне на рисковете между страните, които са в най-добра позиция да ги управляват/понасят (напр. намаляване на трудно предвидимите рискове за инвеститорите в енергийния сектор, за да се намалят рисковите премии и капиталовите разходи)
4	**Осигуряване на „липсващите пари“**	Осигуряване на финансиране за технологии, които са необходими, но не са печеливши само от пазарните приходи
5	**Съответствие с правилата на ЕС**	Осигуряване на съвместимост с рамката на ЕС (inter alia пакета Чиста енергия)
6	**Свеждане до минимум на сложността**	Свеждане до минимум на необходимите разходи за преход и промени в съществуващите пазари и механизми за управление

Източник: Анализ на Compass Lexecon

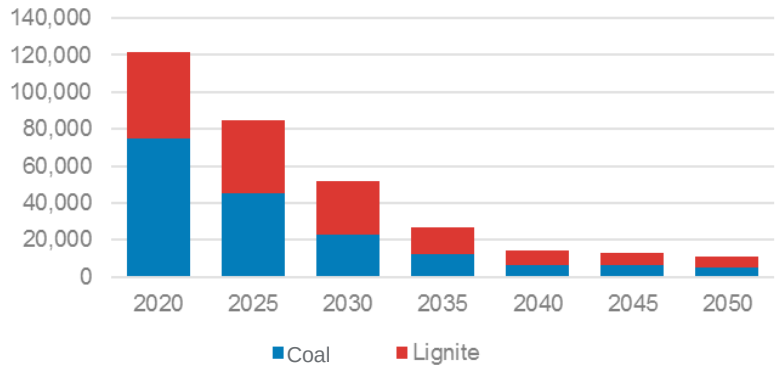
3.3 Необходимост от преходен механизъм за съществуващите ресурси

Редица европейски държави са поели ангажимент за поетапно преустановяване на кафяви/лигнитни въглища - тези преходи се подкрепят чрез специални механизми

План за преустановяване на лигнитните въглища в Европа



EC-27+ Великобритания Еволюция на инсталираните мощности на въглища/лигнитни въглища[MW]



- Планове за постепенно прекратяване на използването на лигнитни въглища.
- Тези планове обикновено се подкрепят чрез преходни механизми.
- Преходните механизми обикновено са насочени към две области:
  - Осигуряване на разполагаеми мощности за производството на електроенергия от кафяви/лигнитни въглища през преходния период
  - смекчаване на икономическите и социалните последици от извеждането от експлоатация на въглищните централи

Източник: Анализ на Compass Lexecon на националните планове в областта на енергетиката и климата (НПЕК)

Налице са няколко варианта за помощ в подкрепа на продължителната експлоатация и последващото постепенно извеждане от експлоатация на мощности за производство на електроенергия от въглища/лигнитни въглища

Категория на възможностите за подкрепа	Възможност за подкрепа	Описание	От значение в краткосрочен или средносрочен план?
Услуги от общ икономически интерес (УОИИ)	неприложимо	УОИИ са приложими по отношение на услуги, които имат широко разпространени социално-икономически ползи (т.е. се разглеждат като публично благо), но не могат да бъдат предоставени на пазарен принцип. УОИИ би имала право на ограничени във времето мерки за помощ	Могат да бъдат въведени сравнително бързо, както показва словашкият пример
Механизми за осигуряването на капацитет ("МЗОК")	Въпроси, свързани с плащането за капацитет / местната адекватност	Предназначението на МЗОК е да гарантират, че производителите на електроенергия са разполагаеми по време на периодите на върхово потребление (т.е. да гарантират сигурността на доставките) чрез плащания за капацитет.	Могат да се приложат бързо, както показва примерът с Нормандия
	Стратегически резерв		Сложността е ограничена, така че може да се приложи и бързо.
	Пазар на капацитет		Подготовката на общ пазар на капацитет би отнела повече от година и е по-подходяща за средносрочен период.
Помощ за закриване	Извънредни разходи за закриването на въглищни централи и мини	Подкрепа за (широко дефинирани) извънредни разходи за закриване на въглищни мини и централи	Ще бъде необходимо само когато затварянето се окаже неизбежно
	Помощ за закриване	Помощ за закриване на въглищни централи и мини (т.е. възнаграждение за пропуснати ползи)	Предлага се само за печеливши централи
По-обща подкрепа	Помощ за компании в затруднено положение	По принцип Европейската комисия разрешава помощ за предприятия в затруднено положение .	Квалифициране като компания в затруднение има няколко недостатъка
	Помощ за зелени инвестиции	След обявяването на инициативите "Зелена сделка" и „Подготвени за цел 55" инвестиционните помощи за нови зелени инвестиции изглеждат постижими.	За зелени се считат само определени технологии.

Източник: Анализ на Compass Lexecon

Поетапно спиране на използването на въглища в Германия – преки компенсации и търгове в подкрепа на поетапното преустановяване на използването на кафяви и лигнитни въглища до 2038 г.

В Германия използването на въглища за производство на електроенергия ще трябва да бъде преустановено до 2038 г., съгласно германския Закон за поетапното спиране на използването на въглища (юни 2020 г.). Прилагат се няколко плана и е предоставена държавна помощ (одобрена или в процес на проучване от ЕК).

План за поетапно спиране на използването на лигнитни въглища през 2015 г. одобрен от ЕК

- През **2015** г. **Германия реши да спре осем блока на лигнитни въглища с** обща инсталирана мощност от **2,7 GW** (което представлява 13 % от общата инсталирана мощност за производство на електроенергия от лигнитни въглища в Германия), експлоатирани от три дружества: RWE, Vattenfall и Mibrag.
- Преди да бъдат изведени от експлоатация, електроцентралите трябваше да бъдат държани в готовност за четири години като авариен резерв. **Германия предостави схема за компенсации с** общ бюджет от **1,6 млрд. евро, които да бъдат предоставени на операторите по** време на четиригодишния период на готовност.
- Очаква се мярката да доведе до спестяване на 12,5 милиона тона CO_2 годишно от 2020 г. (когато всички инсталации ще бъдат спрени).
- **Комисията одобри помощта въз** основа на това, че като цяло положителният ефект от помощта по отношение на намаляването на емисиите на CO_2 ще надхвърли евентуалните нарушения на конкуренцията и търговията.
- Подкрепата, която първоначално е планирана като механизъм за капацитет, е одобрена като помощ за опазване на околната среда.

План за поетапно спиране на използването на каменни въглища до 2020 г. одобрен от ЕК

- През **2020** г. Германия създаде схема за стимулиране на ранното затваряне на електроцентрали, работещи с каменни въглища, и за компенсиране на предприятията, които излизат от пазара, чрез **конкурентни търгове**.
- Германия очаква около **23,6 GW** инсталации на каменни въглища и малки инсталации на лигнитни въглища (под 150 MW) да бъдат допуснати до участие в търговете.
- Германският енергиен регулатор (BNetzA) ще публикува седем търга между 2020 и 2026 г. за закриване на електроцентрали, работещи с каменни въглища и малки електроцентрали, работещи с лигнитни въглища.
- **Комисията реши да не повдига възражения срещу мярката**.

План за поетапно спиране на добива на лигнитни въглища през 2020-2021 г. в момента се проучва от ЕК

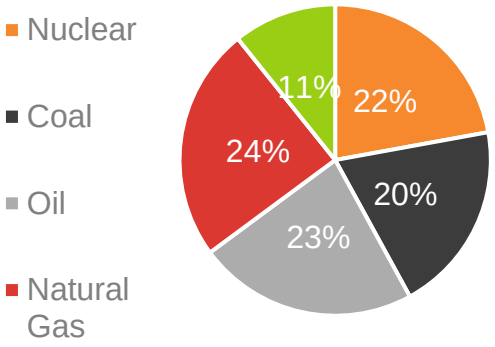
- През **2020-2021 г.** Германия реши да сключи споразумения с основните производители на електроенергия от лигнитни въглища, RWE и LEAG, за да насърчи ранното затваряне на електроцентрали, работещи с лигнитни въглища.
- **Тя планира да компенсира** тези оператори **за пропуснатите ползи** и **допълнителните разходи за рехабилитация на мините, произтичащи от ранното им закриване**. Планира се общата сума на компенсациите да възлиза на **4,35 млрд. евро**.
- Съществува опасение, че тези компенсации могат да нарушат правилата за държавна помощ.
- **Европейската комисия започна задълбочено разследване, за** да прецени дали германските планове за компенсиране на електроцентрали, работещи с лигнитни въглища, за по-ранно от предвиденото извеждане от експлоатация са в съответствие с правилата на ЕС за държавните помощи и да установи дали първоначалните й опасения се потвърждават.

Съкращения: ЕК ... Европейска комисия

Източник: Анализ на Compass Lexecon въз основа на: ЕК (2021 г.) Държавна помощ: Комисията започва задълбочено разследване на компенсацията за предсрочно затваряне на електроцентрали на лигнитни въглища в Германия, ЕК (2016 г.) Държавна помощ SA 42536 - Германия затваряне на германски електроцентрали на лигнитни въглища, Robins, N., Burger, A., Puglisi, L. (2020 г.) "Ролята на държавната помощ за насърчаване на екологичната устойчивост", ЕК (2020 г.) Държавна помощ: Комисията одобрява конкурентен тръжен механизъм за компенсиране на ранното затваряне на електроцентрали на каменни въглища в Германия, Euractiv (2020) Brussels approves German hard coal exit tender. SA.58181 (2020/N) Механизъм за провеждане на търгове за постепенно спиране на използването на каменни въглища в Германия. Държавна помощ SA.53625 (2020/N) - Германия - Постепенно спиране на използването на лигнитни въглища.

Постепенно преустановяване на използването на въглища в Словакия - ще бъде подкрепено със субсидии по схемата "Услуга от общ икономически интерес".

В настоящия (2017 г.) енергиен микс на Словакия преобладават изкопаемите горива и ядрената енергия...



...Но производството на въглища намалява през последните години

От 2013 г. насам са изведени от експлоатация 1 210 MW мощности за производство на електроенергия от въглища:

- През 2013 г. от експлоатация е изведена електроцентралата EVO 2 (4x110 MW);
- От 2014 г. блокове 1 и 2 на електроцентралата Vojany 1 не работят.
- В края на 2015 г. блокове 3 и 4 на електроцентралата в Новаки бяха изведени от експлоатация (поради неспазване на ограниченията за емисии и техническо остаряване).
- През 2016 г. бяха изведени от експлоатация още 2 блока от електроцентралата Vojany и един блок от електроцентралата Nováky.

Забележка: Енергиен микс през 2017 г., както е представен в словашкия национален план в областта на енергетиката и климата.

Източник: Анализ на Compass Lexecon въз основа на: Словакия NECP, Slovenské Elektrane (2021) Електроцентрала на кафяви въглища Novaky, Slovenské Elektrane (2021) Електроцентрала на черни въглища Vojany. SA.52687 Производство на електроенергия от местни въглища в Словакия.

Постепенното спиране на използването на въглища в Словакия е планирано за края на десетилетието...

- На 3 юли 2019 г. словашкото правителство одобри Резолюция № 336/2019 относно плана за действие за преобразуване на въгледобивния регион Горна Нитра.
- В резолюцията се предвижда **подкрепата за производството на електроенергия от въглища и лигнитни въглища да бъде премахната от 2023 г. нататък**.

...Но Словакия гарантира плавен преход чрез УОИИ

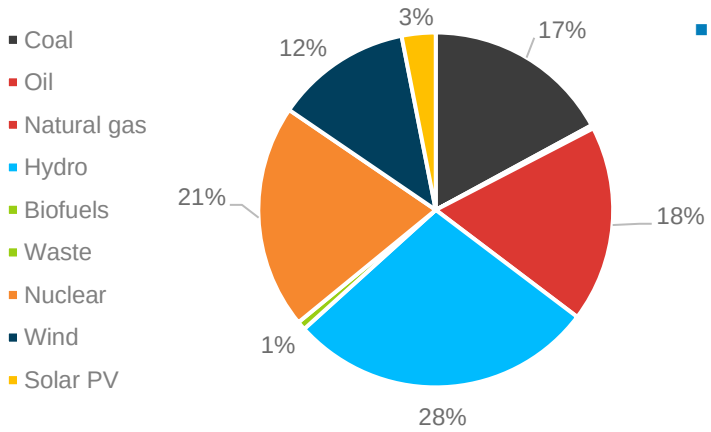
- През **2018** г. Словашката република уведоми Европейската комисия за мярка за държавна помощ за предоставяне на компенсация на Slovenske Elektrane (SE), собственик и оператор на въглищната електроцентрала Novaky, по договор за предоставянето на обществена услуга.
- Електроцентралата в Новаки се счита за ключов фактор за гарантиране на сигурността на доставките в сравнително изолиран район.
- Словакия счита, че централата Slovenske Elektrane очевидно предоставя **услуга от общ икономически интерес (УОИИ),** а компенсаторните мерки (компенсация за производството на местни въглища) са необходими за гарантиране на сигурността на доставките до приключване на инвестиция в мрежата в района.
- **Компенсацията ще бъде прекратена** след приключване на инвестицията в мрежата, но във всички **случаи до края на 2023 г**.
- **ЕК одобри плана** през 2019 г., като счете, че мярката отговаря на условията, определени в рамката за УОИИ от 2012 г.

Извеждане от експлоатация на централите на въглища в Румъния - Румъния планира да преустанови работа на въглищните централи до 2032 г.

В настоящия електроенергиен микс на Румъния преобладават водната и ядрената енергия, природният газ и въглищата.

- Използването на въглища в Румъния е намаляло от 1990 г. насам, успоредно с увеличаването на ядрените и газовите мощности.
- В Румъния въглищата имат дял от 15 % от инсталираните мощности (8 топлоелектрически централи, 4 590 MW) и 17 % от производството на електроенергия.
- 90 % от въглищните мощности в Румъния се експлоатират от CE Oltaniea, държавната енергийна компания

Romania electricity generation mix (2019)



Румъния е поела ангажимент да преустанови производството на електроенергия от въглища до 2032 г. в своя Национален план за възстановяване и устойчивост (НПВУ), одобрен от ЕК през септември 2021 г.

- В националния план са заложени цели за извеждане от експлоатация на следните въглищни мощности:
  - 1 695 MW до края на 2021 г. (37% от общата инсталирана мощност)
  - 2 355 MW до края на 2022 г. (51 % от общата инсталирана мощност)
  - 3 780 MW до края на 2025 г. (82 % от общата инсталирана мощност)
  - 4 590 MW до края на 2032 г. (100 % от общата инсталирана мощност)
- **До второто тримесечие на 2022 г. се планира да бъде приет закон за декарбонизацията.** Този закон ще включва:
  - График за извеждането от експлоатация на инсталираните мощности на кафяви и лигнитни въглища
  - Мерки за възстановяване на мините, които ще бъдат затворени (напр. възстановяване на ландшафта, горния почвен слой и растителността)
  - Социално-икономически мерки в подкрепа на въглищните общности (напр. мерки за обучение)
- Освен това ще бъдат предприети и други мерки в подкрепа на постепенното спиране на използването на въглища, както е предвидено в НПВУ :
  - Разработване на стратегии за развитие на окръзите (за оценка на въздействието на постепенното спиране на използването на въглища на местно равнище). Изпълнение на териториални планове за справедлив преход (финансирани от Фонда за справедлив преход на ЕС)
  - Преразглеждане на Националната енергийна стратегия с цел моделиране на различните сценарии за енергиен микс
  - Изпълнение на план за преструктуриране на CE Oltaniea
  - 300 млн. евро, отпуснати между 2022 г. и 2026 г. за развитие на 1,3 GW инсталирани мощности на газ (все още в процес на преразглеждане от Европейската комисия)

Източник: Анализ на Compass Lexecon, който се базира на: Националния план за възстановяване и устойчивост 2021 г., Enerdata (2021) Romania pledges to exit coal at the latest by 2032, IEA (2021) Romania country profile, Euroactiv (2021), Romania commits to phase out coal by 2032, Restructuration Plan CE Oltaniea

Рамката на ЕС за услугите от общ икономически интерес (УОИИ)

Преходен механизъм - Услуги от общ икономически интерес

Основание за тази помощ	**Рамка** ▪ Решение по делото "Altmark" **Прецедент** ▪ Словакия (SA.52687) ▪ Възможно е испанският прецедент да бъде заменен от разследването на пазарите на капацитет и основанието за тази помощ в бъдеще да отпадне. **Обосновка за разрешаване** ▪ УОИИ се отнася до услуги, които имат широко разпространени социално-икономически ползи (т.е. се считат за публично благо), но не могат да бъдат предоставяни на пазарен принцип.	Необходими са **две основни стъпки, за** да се получи помощ под формата на УОИИ 1. Класифициране на доставката на електроенергия от дадена инсталация като УОИИ, т.е. доказване, че са налице **пазарни недостатъци,** при които пазарът не е в състояние да предостави необходимите обществени услуги (напр. спазване на "стандарт за сигурност N-1"); и че никой друг производител на електроенергия не може да се справи с пазарния недостатък (т.е. доказване на наличието на **извънредна ситуация)**. 2. Определяне на компенсационен механизъм и доказване, че компенсацията е определена на разумно ниво, без да се допуска свръхкомпенсация или произтичащи от нея нарушения на конкуренцията (напр. кръстосано субсидиране).
Времеви график	**Колко бързо може да бъде предоставена помощта?** ▪ Могат да бъдат закупени сравнително бързо, както показва примерът със Словакия.	**За какъв период от време може да бъде предоставена помощта?** ▪ По принцип УОИИ може да не е ограничена във времето, но според словашкия прецедент подкрепата за УОИИ подлежи на времеви ограничения.
Допустими разходи и размер	▪ Словашкият пример показва, че за разлика от механизма за капацитет компенсацията за произведена енергия (MWh) може да бъде приета от комисията.	▪ Дизайнът на мярката трябва да гарантира, че компенсацията не надвишава необходимото и че е еквивалентна на теоретичния размер, ако пазарният недостатък може да бъде разрешен чрез конкурентно решение.
Обобщена оценка	**Основни ползи** ▪ Неотдавнашно успешно предоставяне на помощ в Словакия ▪ По-голяма гъвкавост в сравнение с механизъм за капацитет (въглеродни ограничения, форма на компенсация и диспечиране); ▪ Потенциално по-евтин вариант от гледна точка на потребителя отколкото механизъм за капацитет (ако компенсацията е строго определена).	**Основни ограничения** ▪ Ограничена във времето мярка; трябва да се покаже как пазарната неефективност може да бъде преодоляна чрез други средства; ▪ Необходими са убедителни аргументи, за да се определи конкретен производител като УОИИ; ▪ Стриктни изисквания за компенсационен механизъм.

Източник: Анализ на Compass Lexecon

Необходимият преходен механизъм трябва да балансира широк набор от изисквания

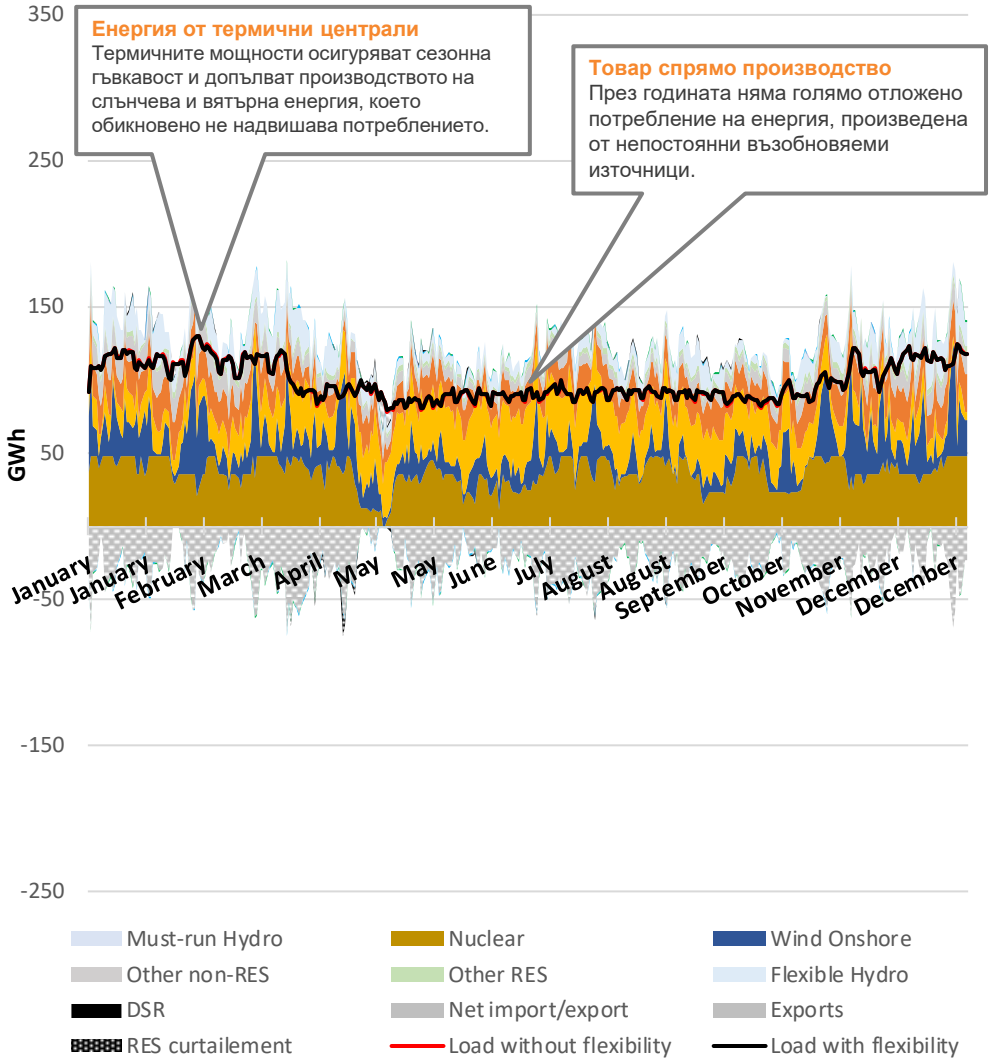
Източник: Анализ на Compass Lexecon

Приложения

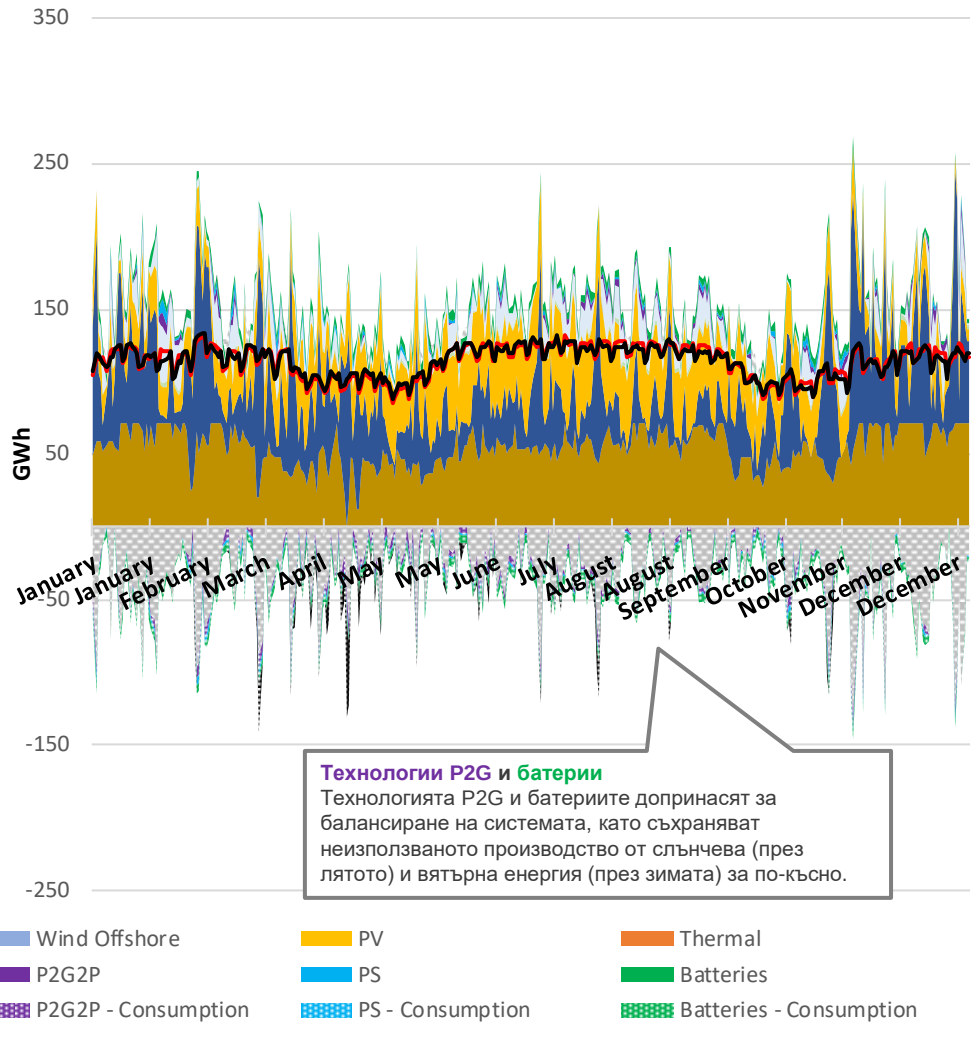
Приложение А - Пазарно моделиране на почасово диспечиране - СПА на ЕС

Докато през 2030 г. топлоелектрическите централи ще осигуряват сезонна гъвкавост, през 2050 г. гъвкавостта ще се осигурява чрез технологии за дългосрочното съхранение на енергия

Дневен микс на производството през 2030 г.



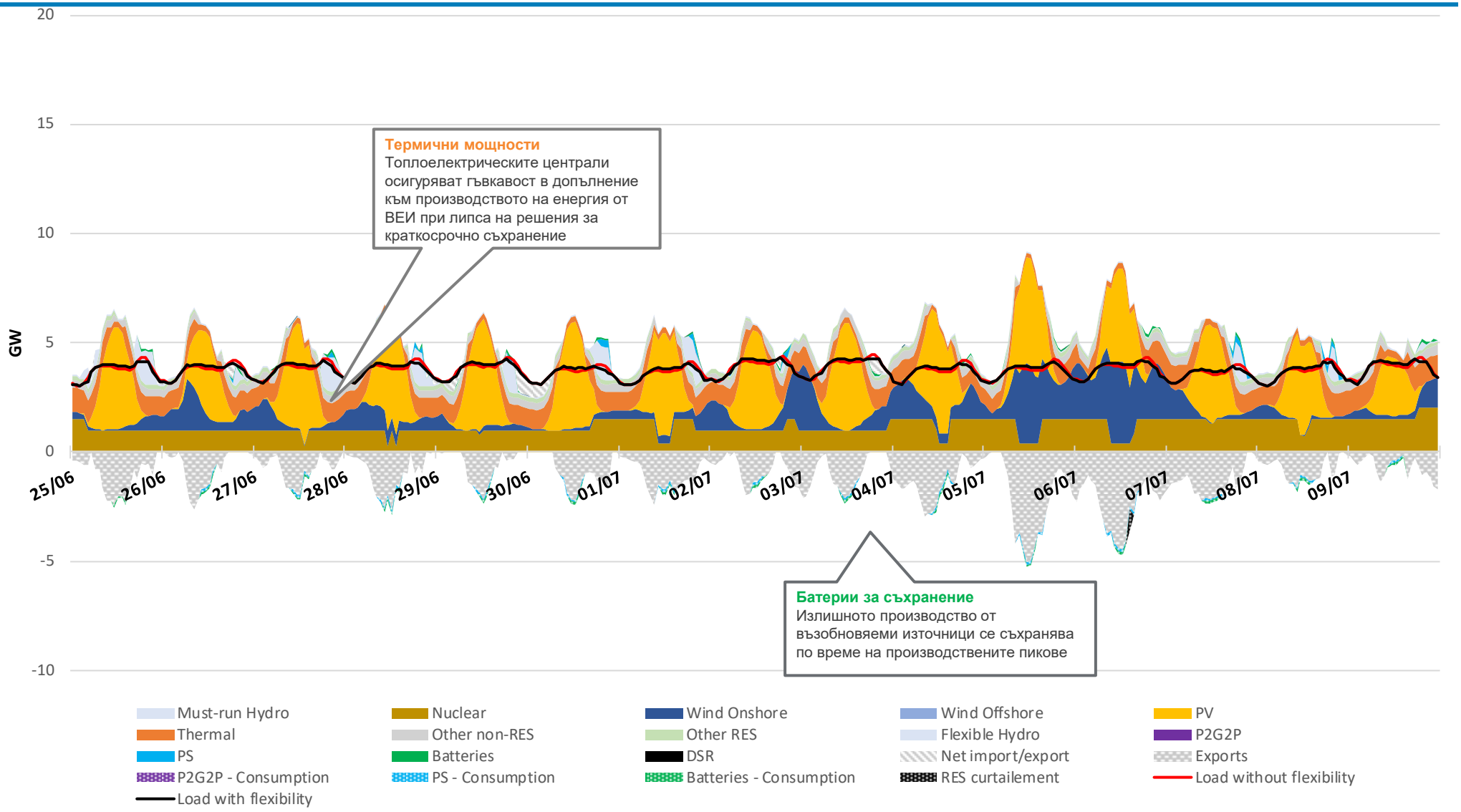
Дневен микс на производството през 2050 г.



Източник: Compass Lexecon

По време на пиковете в производството на слънчева енергия през 2030 г. термичните мощности осигуряват дневна гъвкавост, за да допълнят производството на енергия от ВЕИ

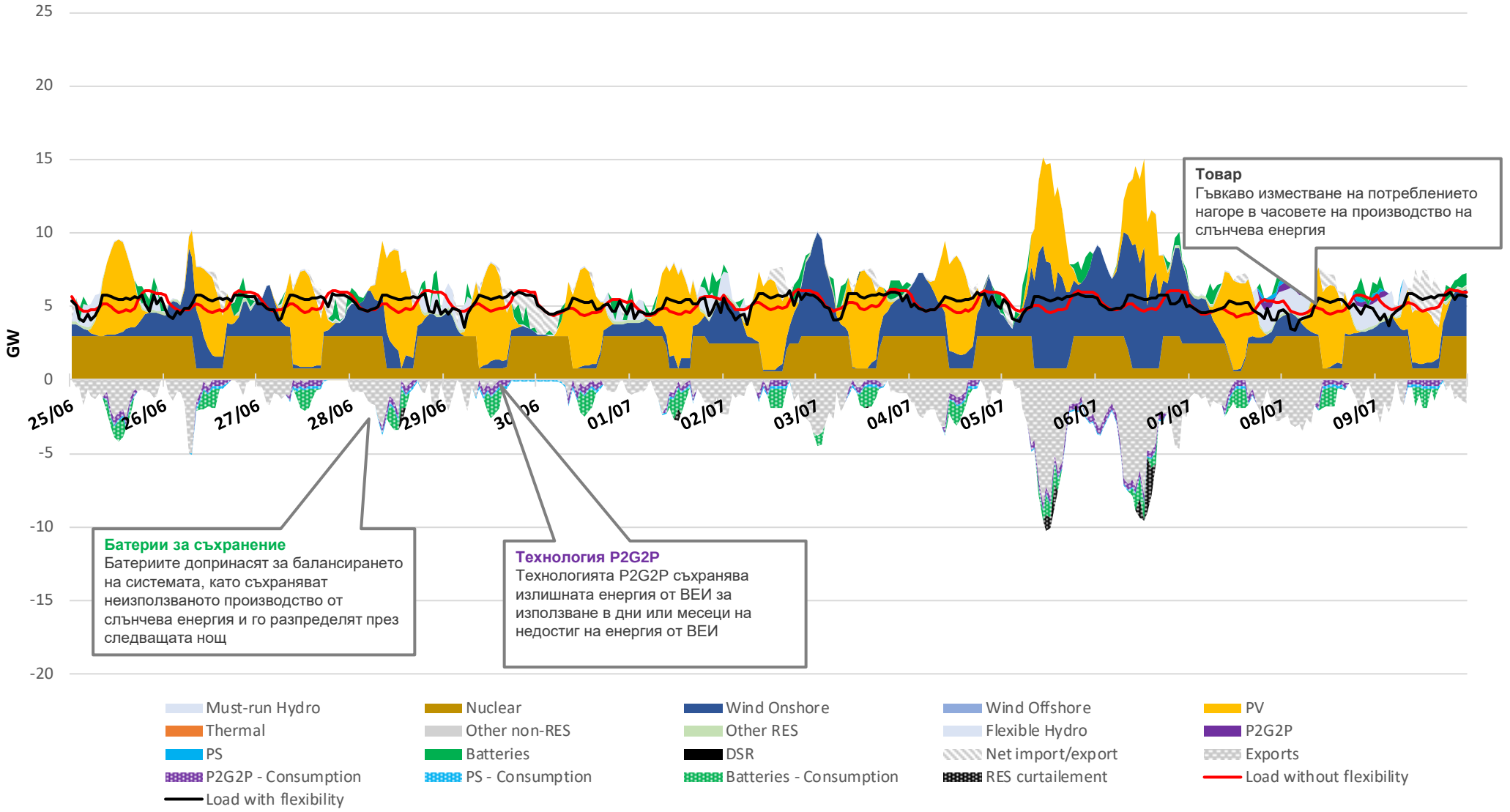
Почасов микс на производството по време на летния пик през 2030 г.



Източник: Compass Lexecon

По време на пиковете на слънчевото производство през 2050 г. батериите, съхранението на енергия с технологията P2G и гъвкавостта на потреблението ще бъдат в състояние да поемат излишъка от произведената енергия от ВЕИ

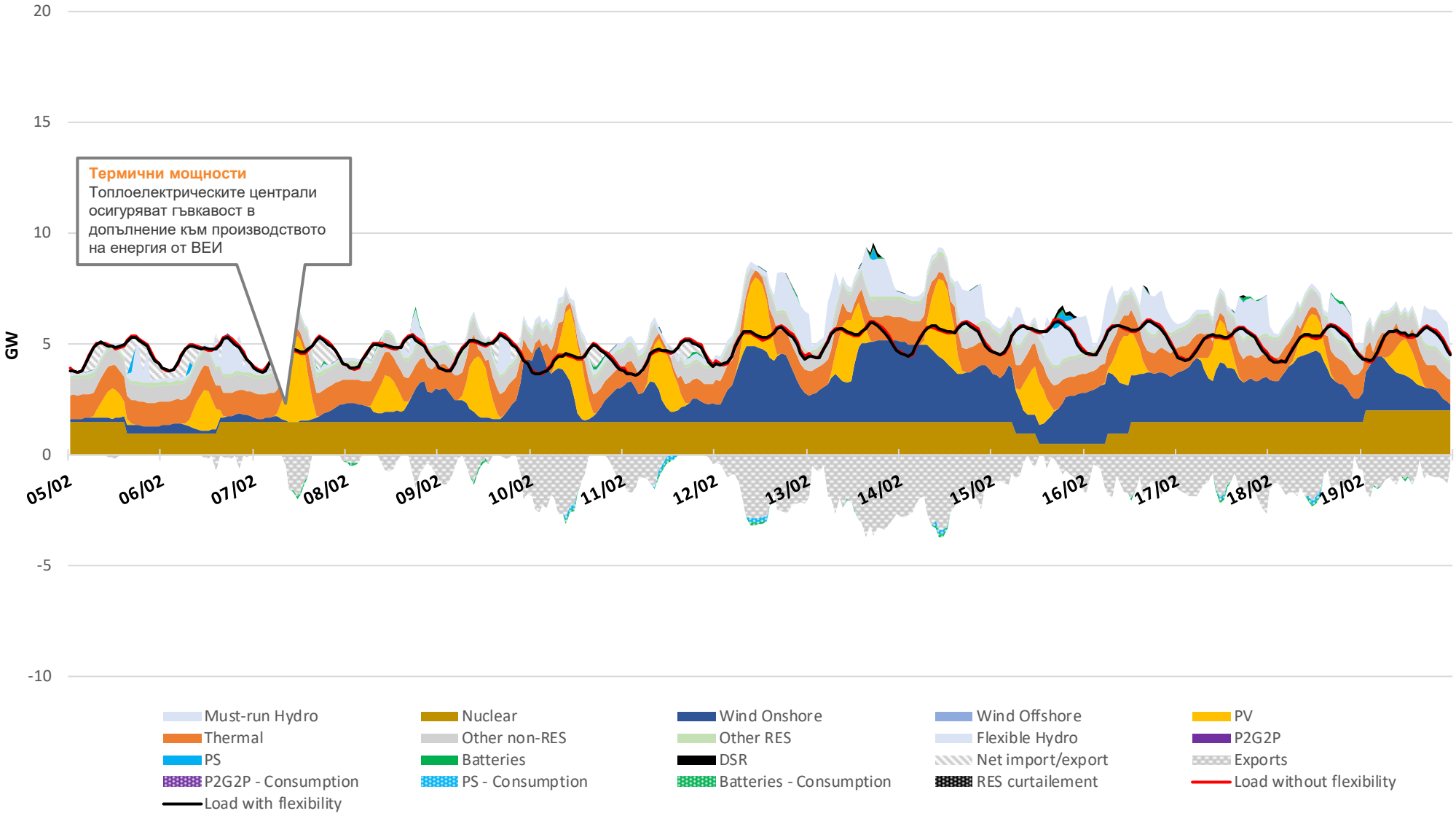
Почасов микс на производството по време на летния пик през 2050 г.



Източник: Compass Lexecon

По време на пиковете на производството на вятърна енергия през 2030 г. термичните мощности ще осигуряват дневна гъвкавост, за да допълнят производството на енергия от ВЕИ

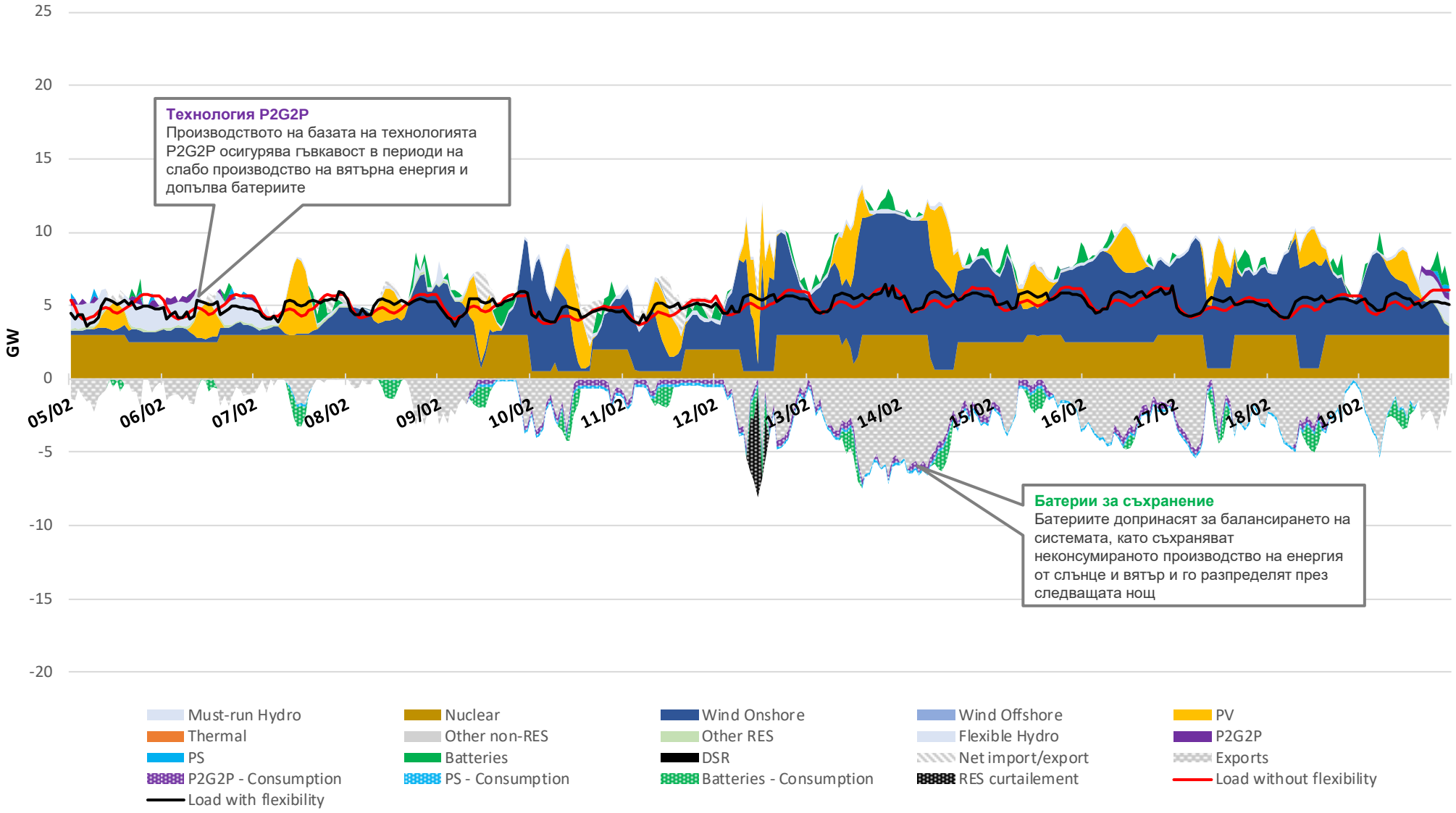
Почасов микс на производството по време на зимния пик през 2030 г.



Източник: Compass Lexecon

По време на пиковете на производството на вятърна енергия през 2050 г. по-широкото използване на батерии, съхранението на енергия чрез технологията P2G и гъвкавостта на потреблението ще поемат излишъка от производството на енергия от ВЕИ

Почасов микс на производството по време на зимния пик през 2050 г.

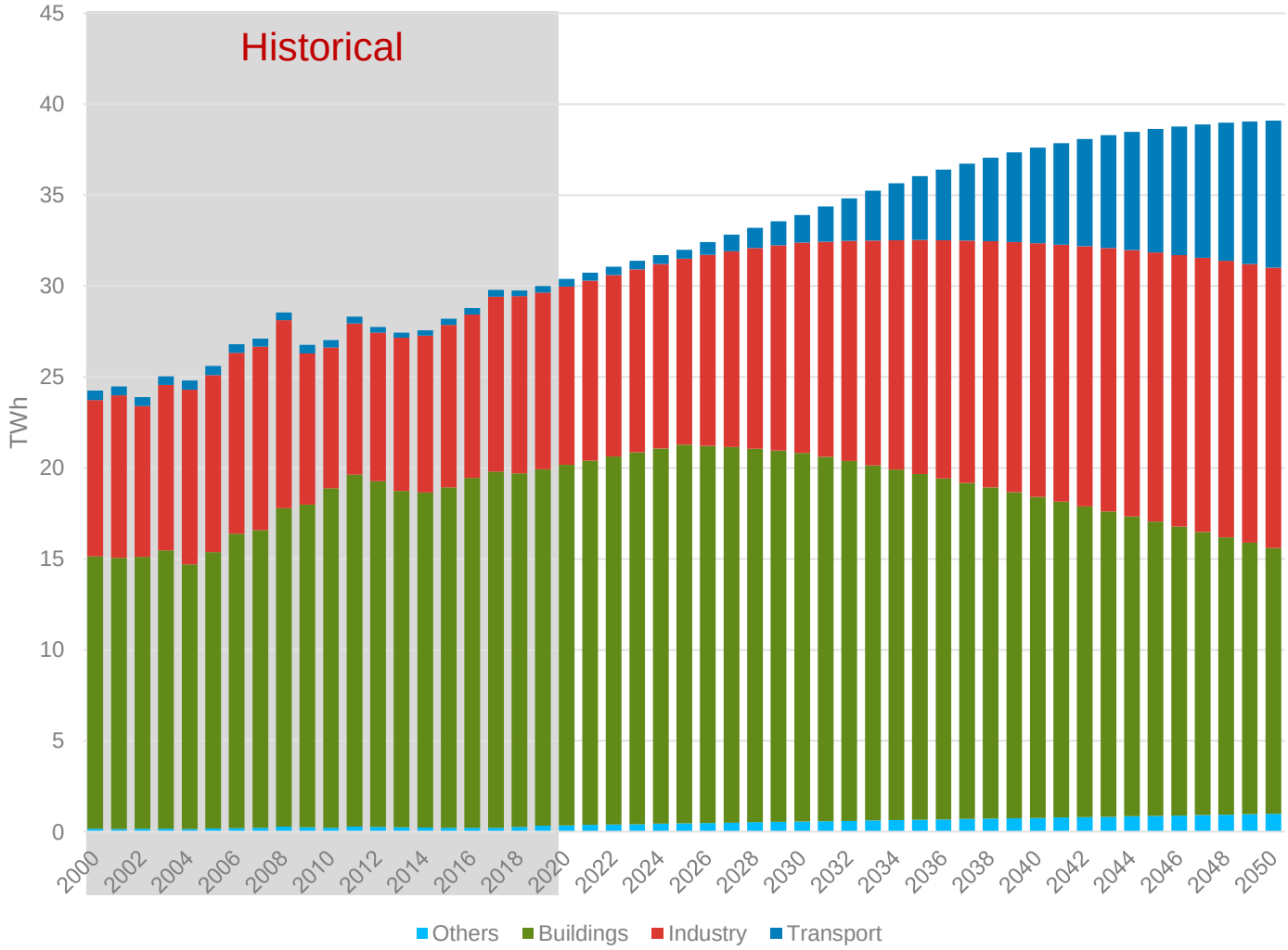


Източник: Compass Lexecon

Приложение Б - Подробни допускания за моделиране на пазара на електроенергия

Благодарение на електрификацията на различни сектори потреблението на електроенергия в България се очаква да нарасне през целия прогнозен период

Прогноза за крайното потребление на електроенергия (нето)[1]



- Според прогнозите през 2050 г. крайното потребление на електроенергия в България ще достигне около 39 ТВтч, което е с 28% повече в сравнение с потреблението през 2020 г.
- Увеличението на потреблението на електроенергия се дължи основно на електрификацията на транспортния сектор, който ще има дял от около 20 % от общото крайно потребление на електроенергия до 2050 г., и на електрификацията в сектора на промишлеността, който до 2050 г. ще има дял от около 40% от общото крайно потребление на енергия.

Източник: Compass Lexecon
Забележки: 1. Исторически данни от Националния статистически институт на България; 2. други включва селско и горско стопанство и риболов

Очаква се потреблението на електроенергия от транспорта да се увеличи значително поради използването на електрически превозни средства, а това на сградите да намалее поради енергийната ефективност

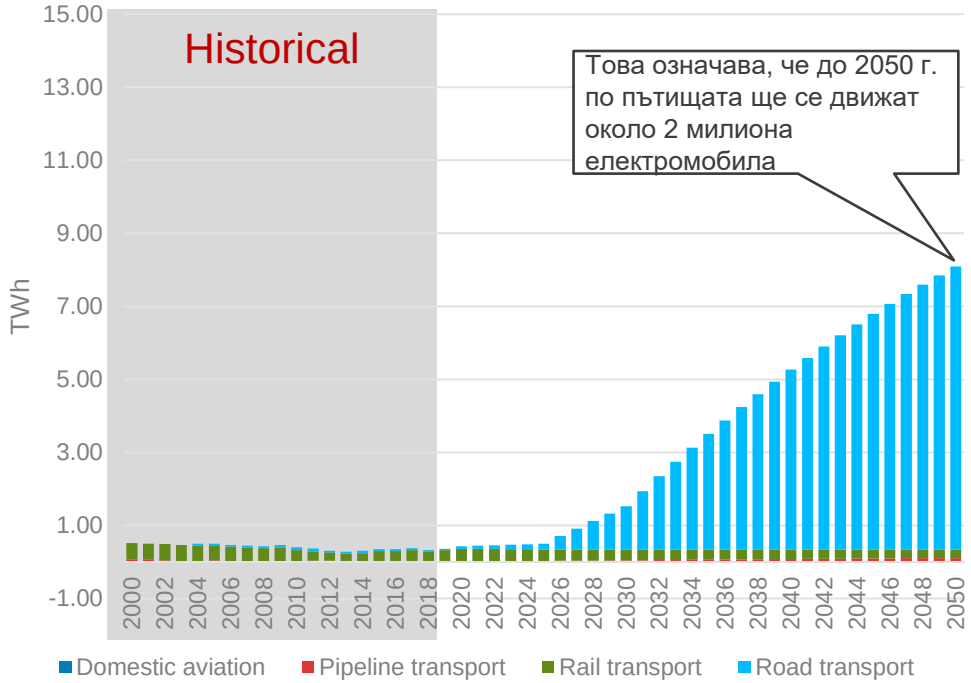
- Очаква се електрификацията на автомобилния транспорт да стимулира потреблението на електроенергия от транспортния сектор.

	2019[1]	2030	2050
Среден дял на електрификация на транспорта (%)	1%	10%	84%

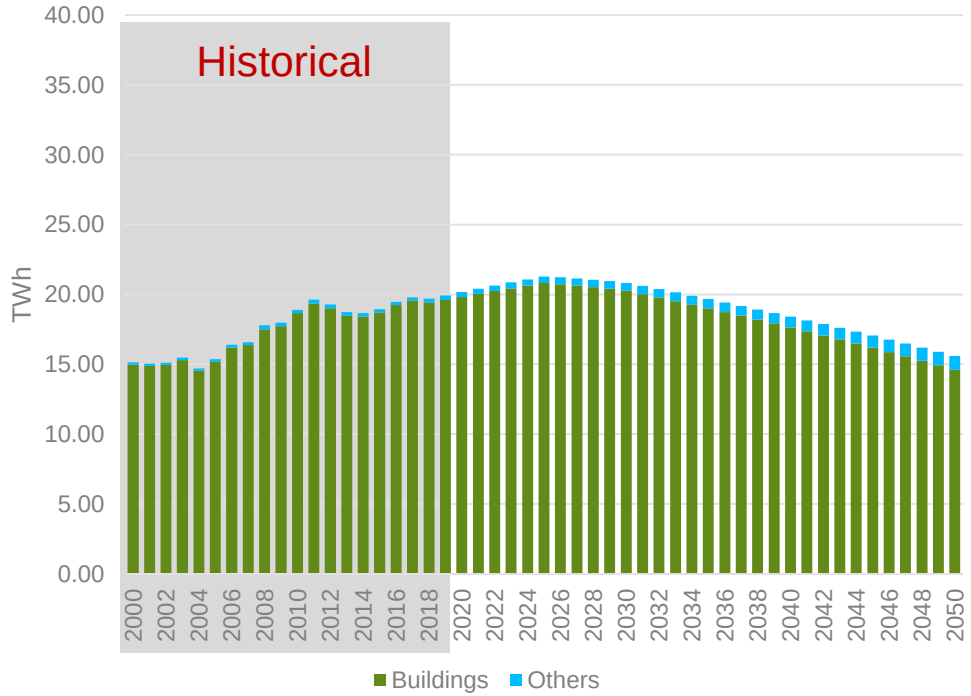
- Очаква се енергийната ефективност на сградите да се подобри значително през прогнозния период, което ще намали общите енергийни нужди. Необходимият годишен темп на обновяване на съществуващите домакинства започва от 0,5% през 2025 г. и достига 2,5% до 2050 г.

	2019[1]	2030	2050
Среден дял на електрификация в други сектори (%)	47%	58%	64 %

Крайно потребление на електроенергия в България (нетно) в транспортния сектор[1]



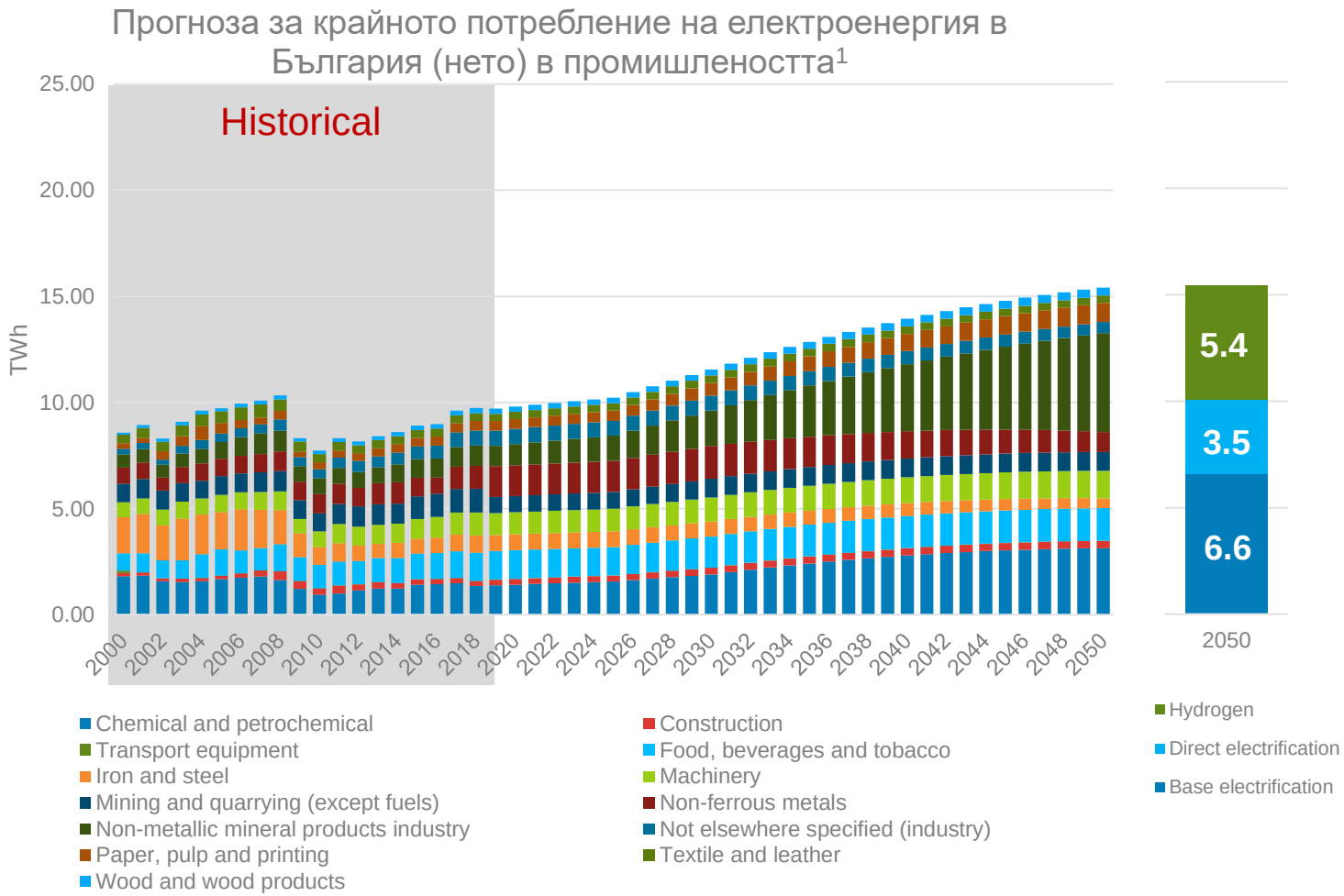
Крайно потребление на електроенергия в България (нетно) в сградния фонд и в други сектори[2]



Източник: Compass Lexecon
Забележки: 1. Исторически данни от Националния статистически институт на България; 2. други включва селско и горско стопанство и риболов

Очаква се до 2050 г. прякото и непрякото потребление на електроенергия в промишлеността да достигне около 15,4 ТВтч, което представлява 56% увеличение спрямо 2020 г.

	2019[1]	2030	2050
Среден дял на електрификация в сектора на индустрията (%)	31%	40%	70%



- Очаква се електрификацията в сектора на индустрията да се осъществи предимно в химическата и нефтохимическата промишленост и в производството на неметални минерални продукти.
- В химическата промишленост се очаква електричеството да има все по-широко приложение: (i) за генериране на топлина; (ii) за директни химични преобразувания на основата на водород; и (iii) за директни химични преобразувания чрез електрохимични методи.
- В производството на неметални минерални продукти се очаква електроенергията да играе все по-голяма роля в производството на топлина.

Източник: Compass Lexecon
Забележки: 1. Исторически данни от Националния статистически институт на България;

Новите форми на крайно потребление на електроенергия ще осигурят допълнителна гъвкавост, която е отразена в моделирането на потреблението на електроенергия

Моделирана гъвкавост на потреблението на електроенергия

DSR от последна инстанция

- DSR от съществуващите форми на крайно потребление може да бъде задоволявано/активирано в продължение на 40 часа годишно (Изследване на ЕК за управление на товара на крайното потребление 2016 г.)

Електрически автомобили

- В допълнение към оптимизацията ден/нощ, 25% от автомобилите могат да оптимизират натоварването си в зависимост от пазарната цена, което дава възможност за модулиране на потреблението в продължение на около 10 часа.

Термопомпи и охлаждане

- В допълнение към оптимизацията ден/нощ, 50% от термопомпите се управляват динамично в зависимост от пазарната цена, което дава възможност за модулиране на потреблението в рамките на 2-3 часа.

Индустрия за директно електрифициране

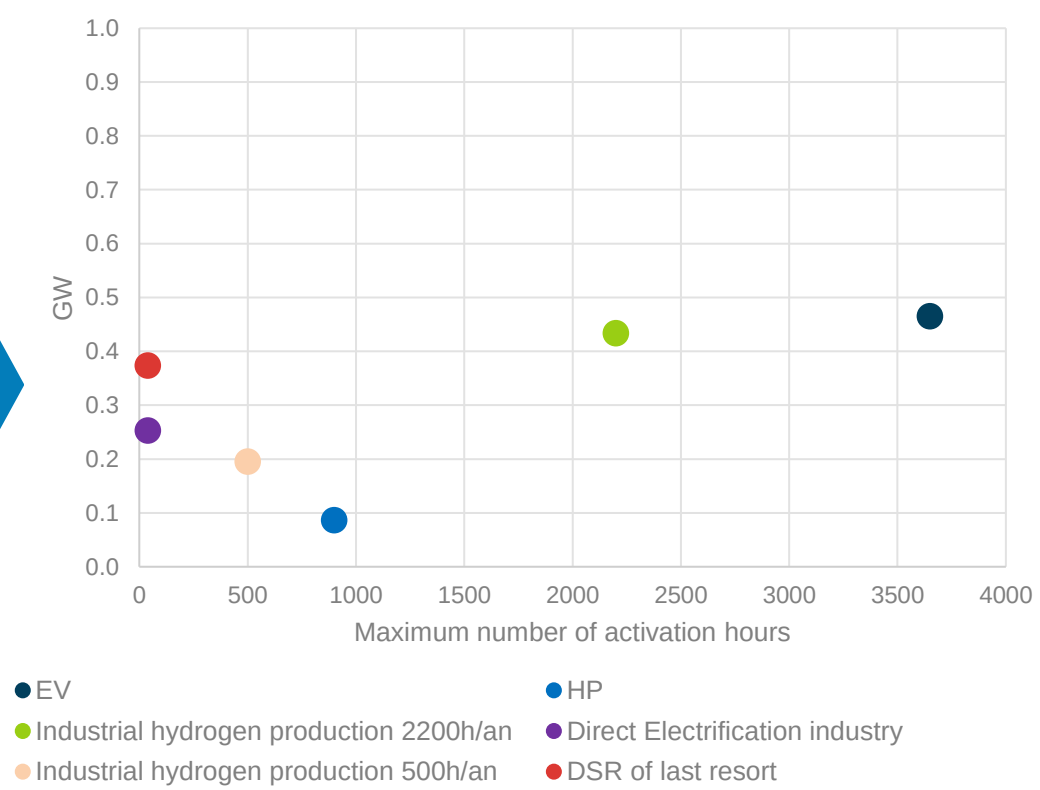
- потреблението на електроенергия от новите промишлени предприятия може да бъде намалено с 40 часа годишно при натоварване на 60% от мощността им

Промишлено производство на водород

Следва да се вземе предвид бъдещият потенциал за гъвкавост, осигурен от производството на водород за промишлеността:

- 50% от индустриалното производство на водород може да бъде намалено в продължение на 500 часа годишно при натоварване на 60% от съответните мощности.
- 50% от промишленото производство на водород може да бъде спряно в продължение на 2200 часа годишно.

Възможности за гъвкавост на потреблението в България - 2050 г.



Забележка:
40 часа съответстват на минималната наличност за 100 % намален коефициент на CRM
EV 25% се основава на индустриални познания и проучване на RTE EV
HP 50% се прилага само за енергийните HP, въз основа на познанията на индустрията и предишно проучване за декарбонизация в целия ЕС
Водород 50 % се основава на познанията на индустрията за развитието на електролизите (проучване на RTE за водорода)

Източник: Compass Lexecon

Решенията за инвестиции в съществуващи и нови централи се определят от прогнозите за инвестиционните разходи и допусканията за СПЦК

Капиталови разходи за различните технологии (евро/kW)

Категория	2020	2030	2040	2050	Източник/коментари
Ядрена енергия	6000	6000	6000	6000	Реф. сценарий на ЕС 2020
Дългосрочно съхранение (P2G2P)	5080	2786	1860	935	Изчисления въз основа на Реф. сценарий на ЕС 2020
Газови турбини с комбиниран цикъл	600	579	575	570	Реф. сценарий на ЕС 2020
Газови турбини с отворен цикъл	400	386	383	380	Реф. сценарий на ЕС 2020
Модернизация на CC(US) (Лигнитни въглища)	2650	2490	2400	2300	Изчислено въз основа на Реф. сценарий на ЕС 2020 (при отчитане на възрастта на централата на лигнитни въглища)
Модернизация на централи на лигнитни въглища	119	119	119	119	Въз основа на обраната връзка от кръг 1 на консултациите
Преоборудване на централите на лигнитни въглища за производство на енергия от биомаса	500	500	500	500	
Преоборудване на централите на лигнитни въглища за производство на енергия от централи с парогазови турбини	150	150	150	150	
Технологии за улавяне на въглерод за газови турбини с комбиниран цикъл	1750	1652	1500	1500	Реф. сценарий на ЕС 2020
Наземни ветрогенератори	940	910	880	845	Реф. сценарий на ЕС 2020
Офшорни ветрогенератори	2420	2295	2225	2160	Реф. сценарий на ЕС 2020
Соларна енергия	476	442	408	393.5	Реф. сценарий на ЕС 2020
Батерии (1h)	118	52	47	42	BloombergNEF 2019/20
Руслови ВЕЦ	3500	3500	3500	3500	Регионални водни асоциации

Източник: Технологични пътища на ЕС 2020
Бележки: PtGtP съответства на водорода, използван за балансиране на енергийната система. CCUS: улавяне и използване или съхранение на въглерод

Оценки на разходите за пренос и разпределение

Преглед на литературата

- Направени са редица проучвания за оценка на разходите за мрежата в различни европейски страни:
  - Проучване на разходите за интегриране на фотоволтаици в мрежата, възложено от Европейската комисия през 2014 г. и проведено от Imperial College London;
  - Проучване на интеграцията на ВЕИ, възложено от Европейската комисия през 2014 г. и извършено от KEMA/Imperial College London/NERA/DNV GL;
  - Проучване на пълните разходи за осигуряване на електроенергия, извършено от Агенцията за ядрена енергия през 2018 г.
- Общите разходи за мрежата включват:
  - **Разходите за пренос и разпределение**: Разходи за изграждане или модернизиране на преносни и разпределителни мрежи. Той включва годишни капиталови и оперативни разходи
  - **Разходи за присъединяване**: разходите за свързване на електроцентралата към най-близката свързваща точка на преносната/разпределителната мрежа

Средни разходи за пренос и разпределение въз основа на прегледа на литературата

- Литературата сочи големи различия, които отразяват специфичните характеристики на всеки отделен обект и различните енергийни системи.
- Въпреки това въз основа на литературния преглед, можем да направим следните изчисления, които представляват "средна стойност" на различните изчисления, намерени в литературата.

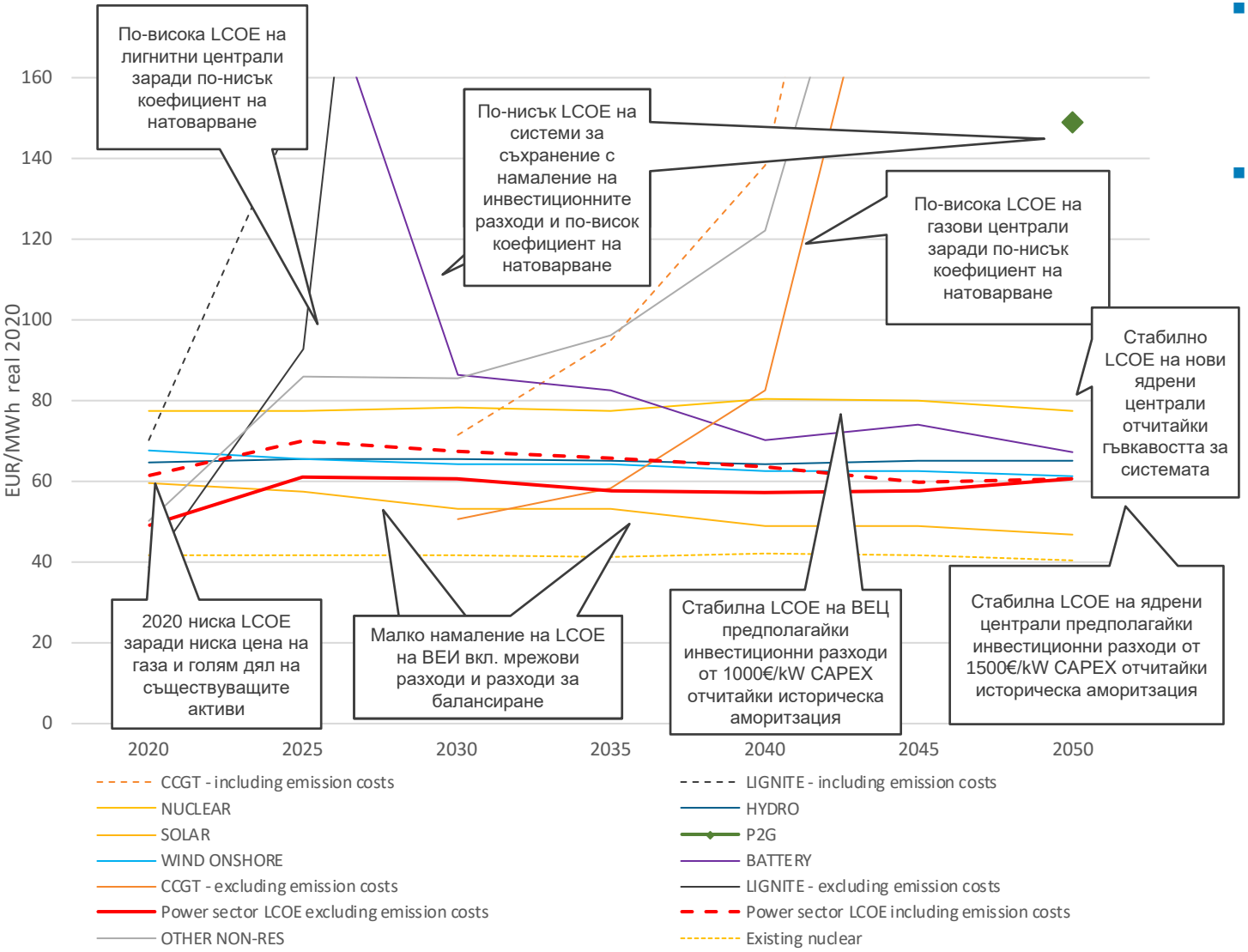
€/MWh	Разходи за пренос	Разходи за разпределение	Разходи за присъединяване	Общо
Покривни фотоволтаици	1.5	2.5		4
Наземни фотоволтаици	1.5	6	12	19.5
Наземни ветропаркове	5	6	5.5	16.5
Офшорни ветропаркове	5	n/a	30	35

- От страна на потреблението разходите за пренос и разпределение се оценяват на 38 евро/кВт от крайното върхово потребление въз основа на "2016, ЕК, Оценка на въздействието на реакция на потреблението". Тази оценка до голяма степен съответства на наблюдаваните към момента оперативни разходи на българската преносна и разпределителна мрежа, извлечени от финансовия отчет на мрежовите оператори.

Източник: Compass Lexecon analysis based on Agora (2015) The Integration Costs of Wind and Solar Power; Nuclear Energy Agency (2018) The Full Costs of Electricity Provision; DNV-GL (2019) Cost of offshore transmission

Средната LCOE на енергийната система комбинира приноса на всяка технология и разходите за пренос и разпределение

LCOE на енергийната система без мрежови разходи vs. LCOE по технологии



- Средната LCOE на енергийната система комбинира приноса на всяка технология и разходите за пренос и разпределение.
- За целите на сравнението графиката представя сравнение на LCOE на енергийната система без мрежови разходи с LCOE по технологии.
  - Пряко сравнение на LCOE между технологии не представя пълната картина. LCOE не включва времето на производство. ВЕИ обичайно са евитини на база LCOE, но не предлагат същата услуга като диспечируеми централи от гледна точка на сигурност на предлагането.

Source: Compass Lexecon
Note: LF stands for Load factor

Моделирането предвижда увеличение на нетните трансгранични капацитети въз основа на плановете за развитие на мрежата на ENTSOE MAF/TYNDP

Максимален поток (MW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BG-GR	550	1350	1350	2350	2350	2350	3250
BG-MK	350	400	500	500	800	800	1300
RO-BG	400	2100	2100	2100	2300	2300	2300
RS-BG	400	400	400	1200	1850	1850	1850
BG-TR	434	434	900	1400	1900	2400	2900

Минимален поток (MW)

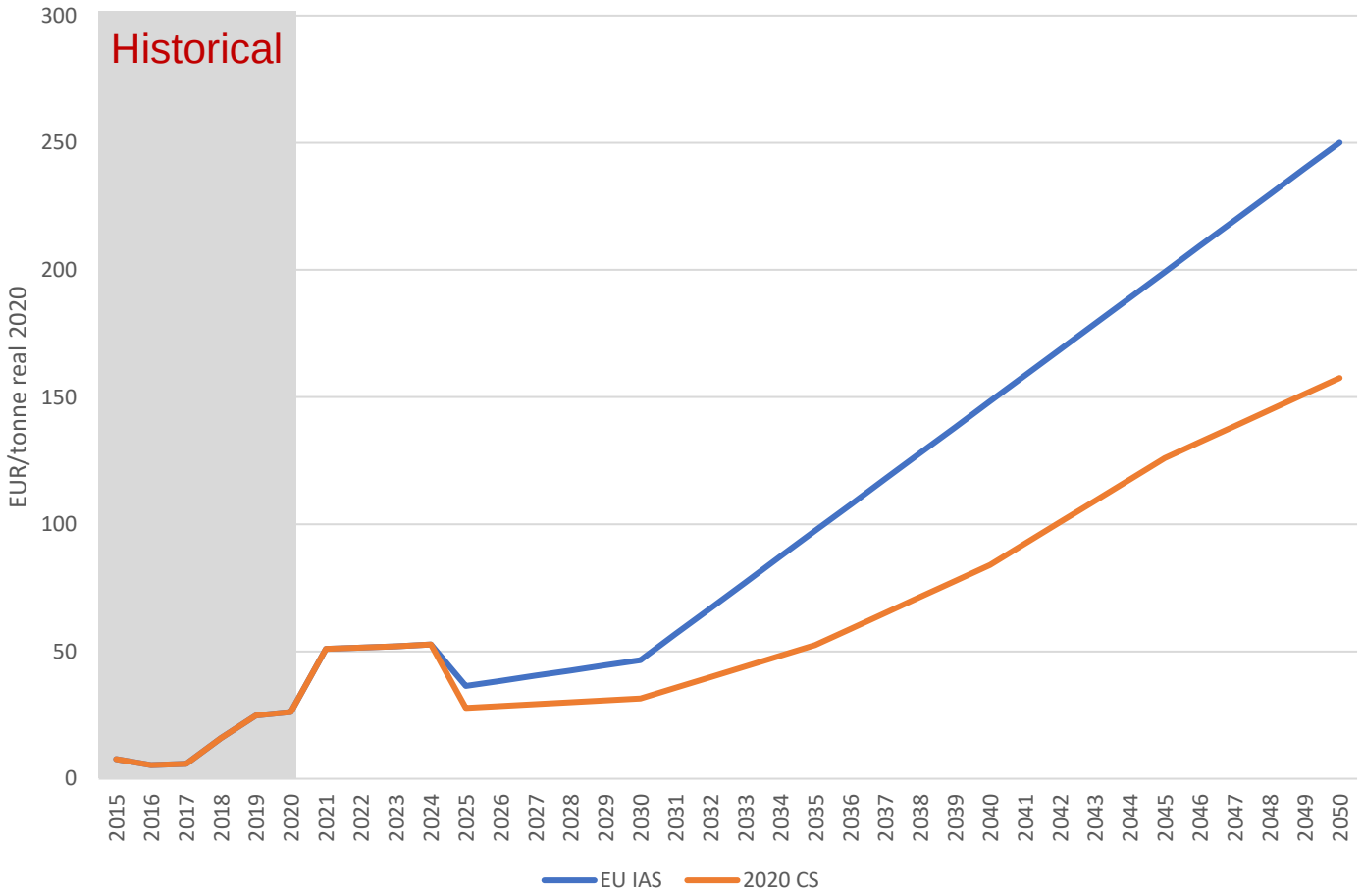
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BG-GR	-400	-800	-800	-1800	-1800	-1800	-2550
BG-MK	-350	-400	-400	-400	-700	-700	-1200
RO-BG	-500	-2100	-2100	-2100	-2400	-2400	-2400
RS-BG	-400	-400	-400	-1300	-2100	-2100	-2100
BG-TR	-500	-500	-1200	-1200	-2400	-2400	-2400

- Междусистемните капацитети се основават на сценариите в MAF 2020 и ENTSO-E / TYNDP 2020.
- Прогнозата за междусистемна свързаност включва увеличение със съседните страни съгласно насоките на ЕС.

Source: Compass Lexecon and feedbacks from AmCham members

Цените на CO_2 се различават значително между двата сценария, като достигат 250 евро/тон в СПА на ЕС и 150 евро/тон в СА 2020 г.

Цена на CO_2 (€2020/тон)

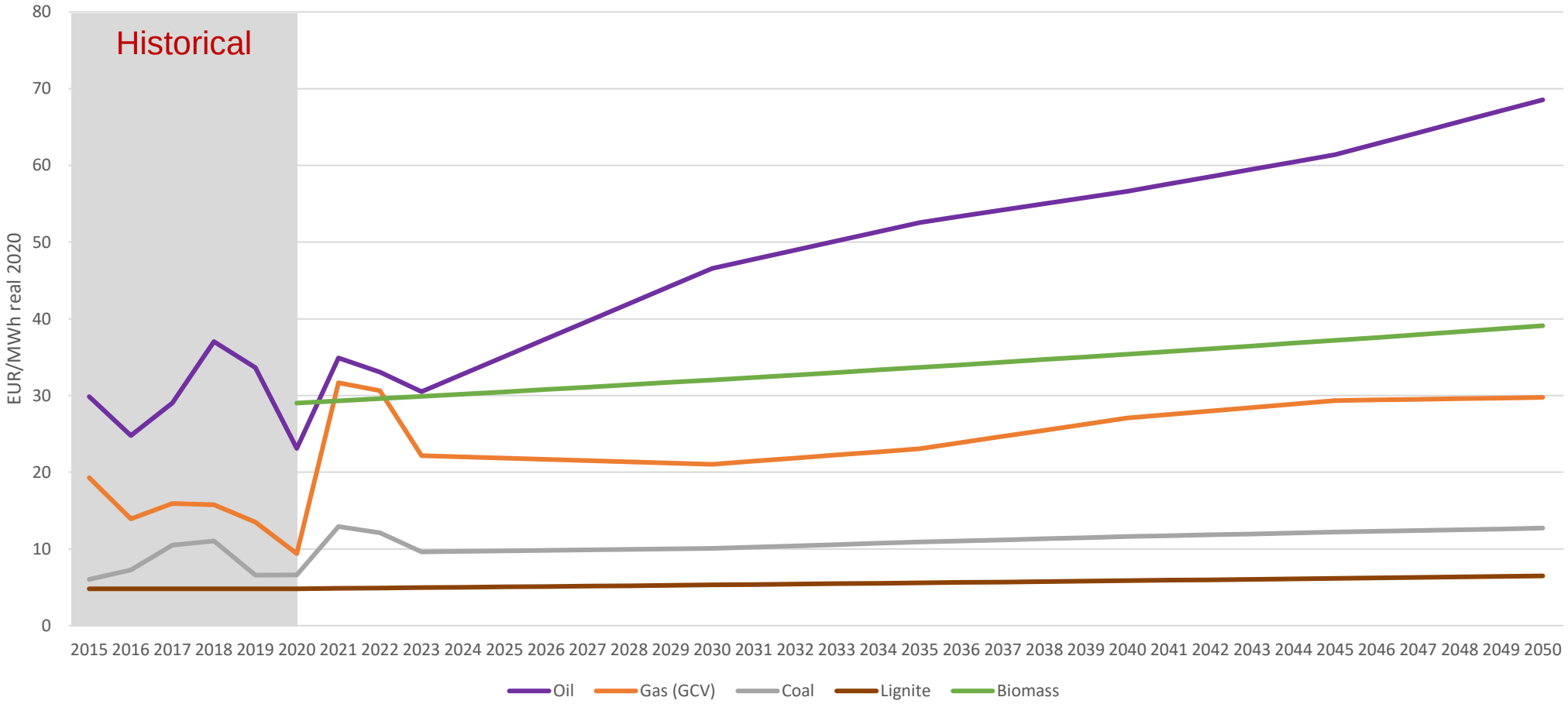


- Цените на CO_2 в СА 2020 г. се основават на базовия сценарий на ЕС за 2020 г. (30€$_{2015}$/тон през 2030 г. и 150€$_{2015}$/тон през 2050 г.).
- Предполага се, че цените на CO_2 в СПА на ЕС ще се доближат до сценария EC MIX през 2031 г. (56,7 €/тон) и до долния диапазон на сценариите за декарбонизация в Енергийната пътна карта на ЕК от 2018 г. през 2050 г. (250 €/тон)

Източник: Референтен сценарий на ЕС за 2020 г., оценка на въздействието на пакета «Подготвени за цел 55» на ЕС, форуърди към август 2021 г.

В съответствие с базовия сценарий на ЕК за 2020 г. цените на вносните въглища и газ се очаква да достигнат около 12,7 евро/MBч и около 29,7 евро/MBч до 2050 г.

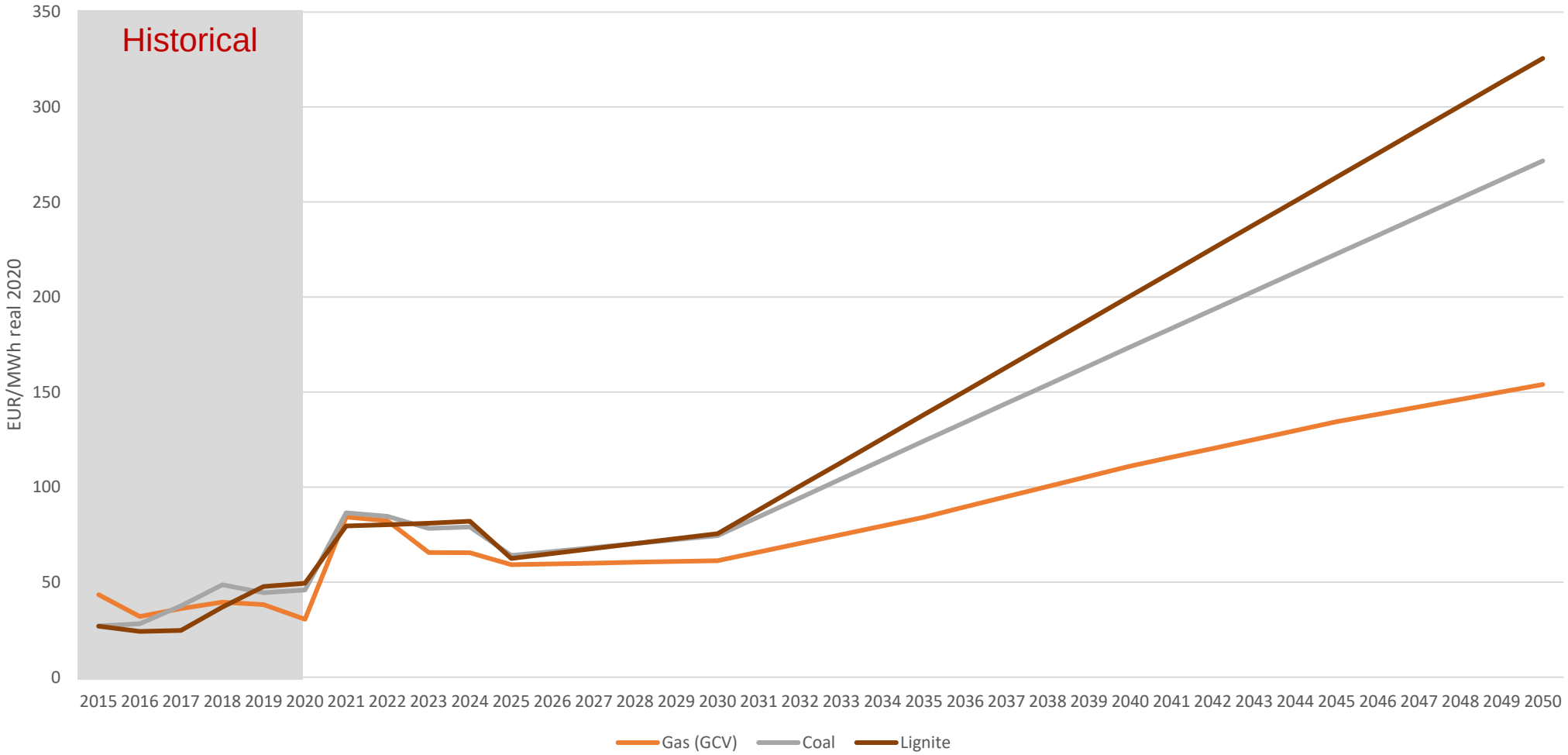
Цени на суровините (евро/MBч в реално изражение 2020 г.)



Източник: Референтен сценарий на ЕС за 2020 г., ENTSOE TYNDP 2020, форуърди към август 2021 г., анализ на Compass Lexecon

С бързото нарастване на цените на въглеродните емисии производствените разходи на централите на лигнитни и кафяви въглища в СПА на ЕС нарастват значително

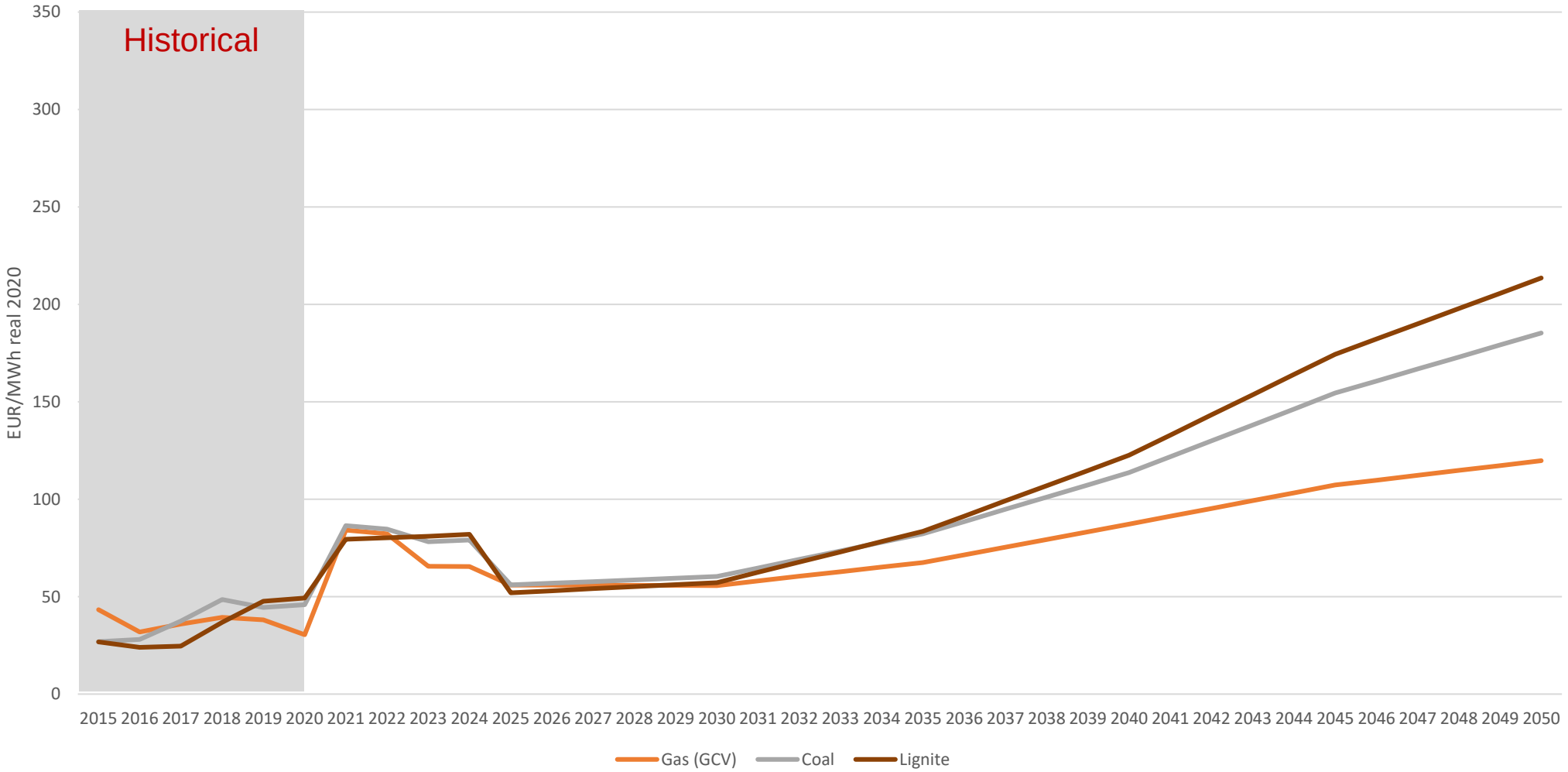
КПР на ТЕЦ в *СПА на ЕС* (евро/MWh в реално изражение 2020 г.)



Източник: Референтен сценарий на ЕС за 2020 г., ENTSOE TYNDP 2020, форуърди към август 2021 г., анализ на Compass Lexecon

КПР за централи на лигнитни и кафяви въглища в сценария с ангажименти за 2020 г.

КПР на ТЕЦ в *СА 2020 г.* (евро/МВч в реално изражение 2020 г.)



Източник: Референтен сценарий на ЕС за 2020 г., ENTSOE TYNDP 2020, форуърди към август 2021 г., анализ на Compass Lexecon

Приложение С – СПА на ЕС Анализ на чувствителността подробни резултати

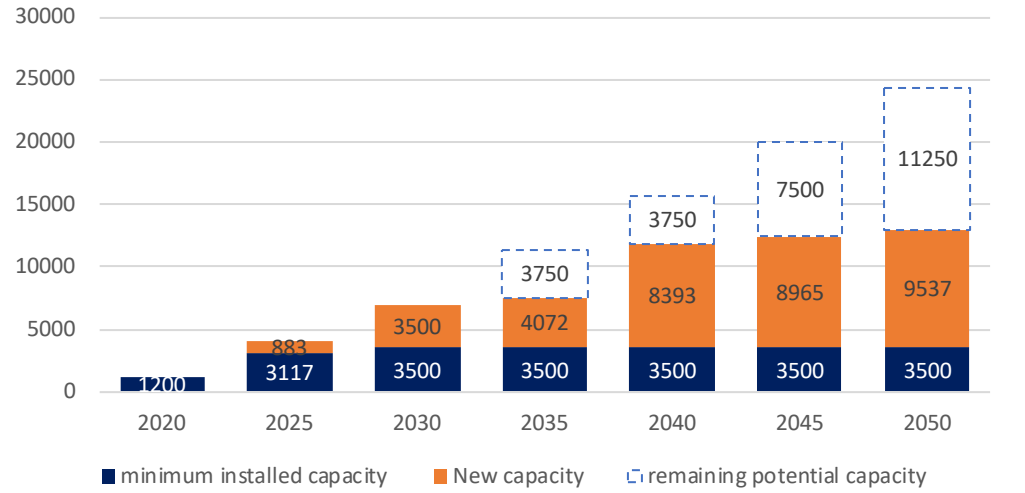
В допълнение към основните сценарии бяха анализирани пет чувствителни варианта на СПА на ЕС, за да се оценят основните пораждащи несигурност фактори при вариантите за декарбонизация

Сценарият с повишена амбиция на ЕС е допълнен с редица чувствителни параметри, за да се проучи въздействието на потенциалните ограничения върху внедряването на различни нисковъглеродни технологии в зависимост от това (i) дали се изгражда ядрена централа; и (ii) степента на внедряване на ВЕИ.

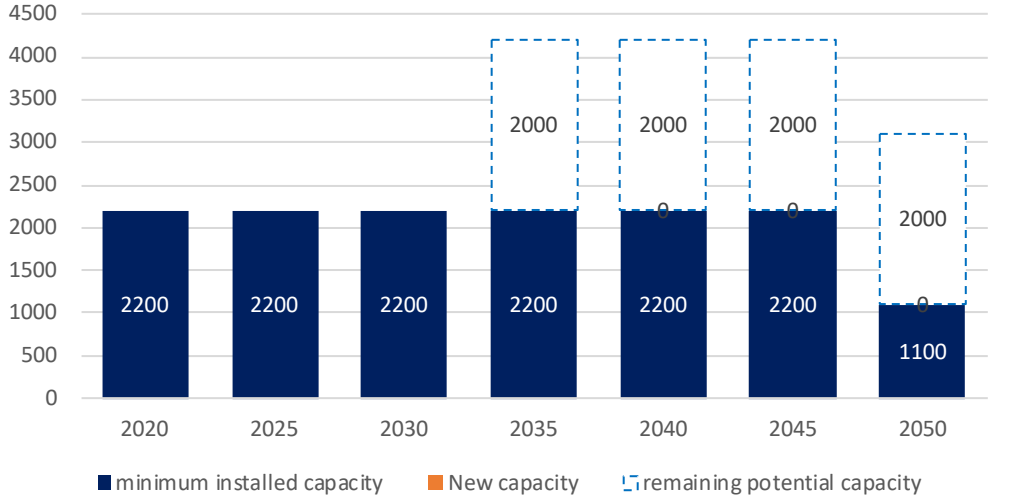
Подготвени за цел 55	Ядрена енергия	ВЕИ	Цена на CO_2	Диспечиране
A СПА на ЕС	Създадена е инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Потенциал за изграждане в базов сценарий (11 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи
1 СПА на ЕС – без ядрена енергия	Не е създадена е инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Потенциал за изграждане в базов сценарий (11 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи
2 СПА на ЕС – висок потенциал на ВЕИ	Създадена е инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Висок потенциал за изграждане в базов сценарий (16.1 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи
3 СПА на ЕС – нисък потенциал на ВЕИ	Създадена е инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Нисък потенциал за изграждане на централно ниво (7.5 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи
4 СПА на ЕС – без ядрена енергия и висок потенциал на ВЕИ	Не е създадена инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Висок потенциал за изграждане на централно ниво (16.1 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи
5 СПА на ЕС – без ядрена енергия и нисък потенциал на ВЕИ	Не е създадена инвестиционна рамка в подкрепа на изграждането на ядрени мощности	Нисък потенциал за изграждане на централно ниво (7.5 GW до 2030 г., +750 MW/година потенциал за разгръщане на слънчева енергия, 500 MW/година за вятърна енергия на сушата)	Висока	Въз основа на краткосрочни пределни разходи

При сценарий без нови ядрени мощности системата разчита в по-голяма степен на възобновяеми енергийни източници и газ през целия хоризонт

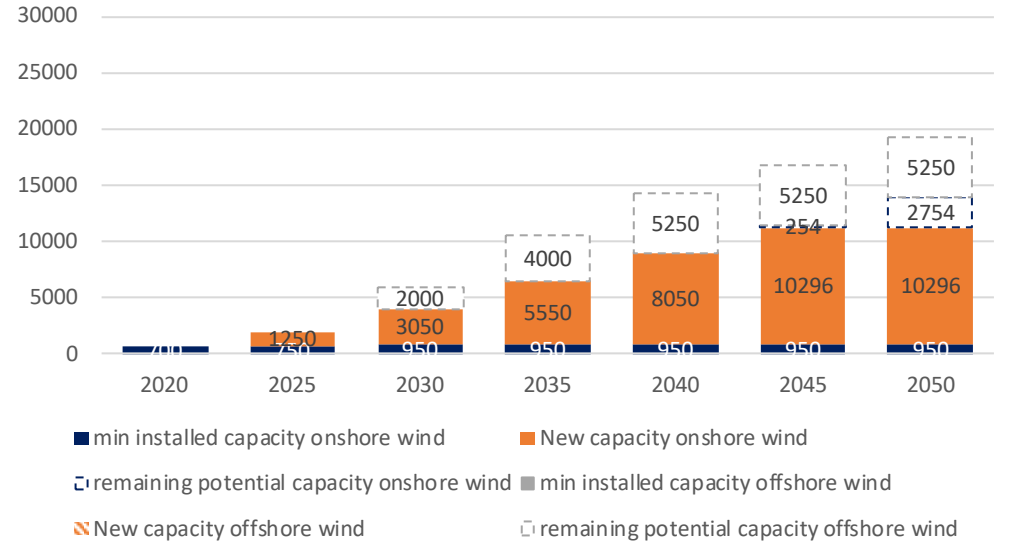
Слънчеви фотоволтаични инсталации - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



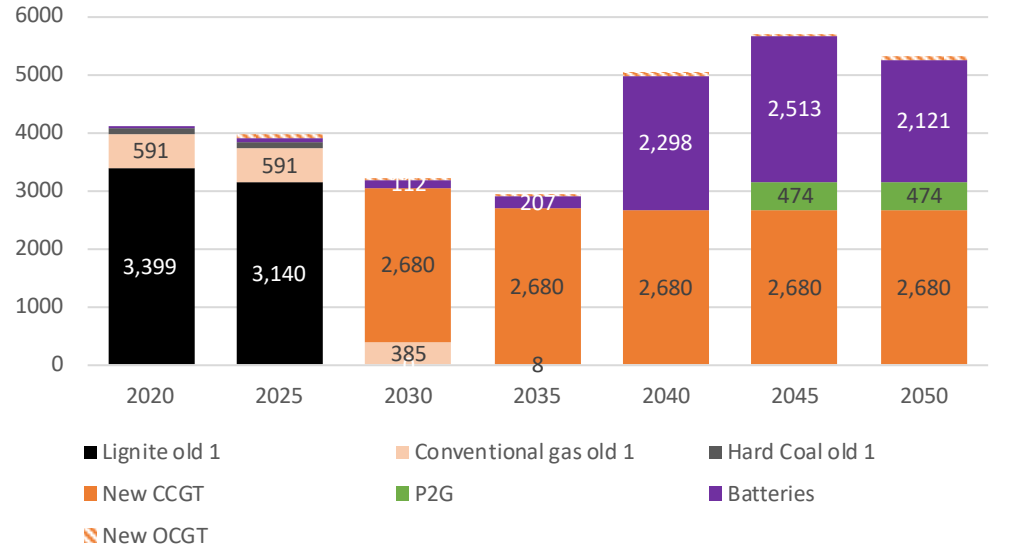
Ядрени централи - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Вятърни паркове - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Топлоелектрически централи - прогнозна инсталирана мощност (MW)

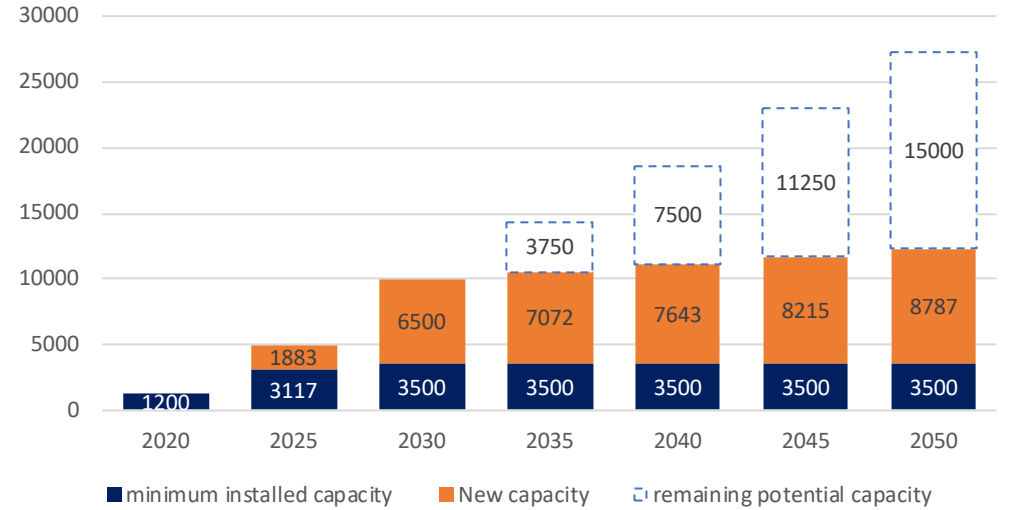


Източник: Compass Lexecon

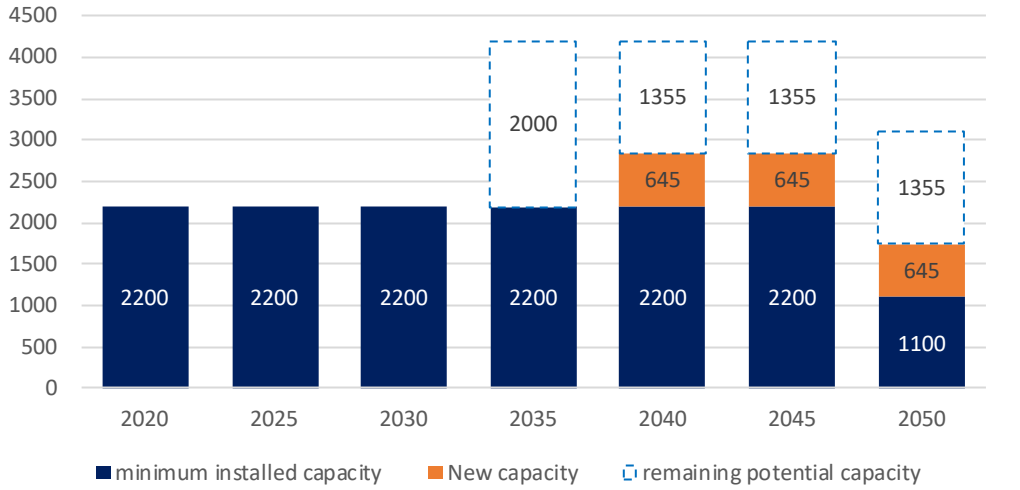
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

При по-висок потенциал за възобновяеми източници батериите и P2G системите стават по-конкурентоспособни, а за декарбонизацията на България до 2050 г. са необходими по-малко ядрени мощности

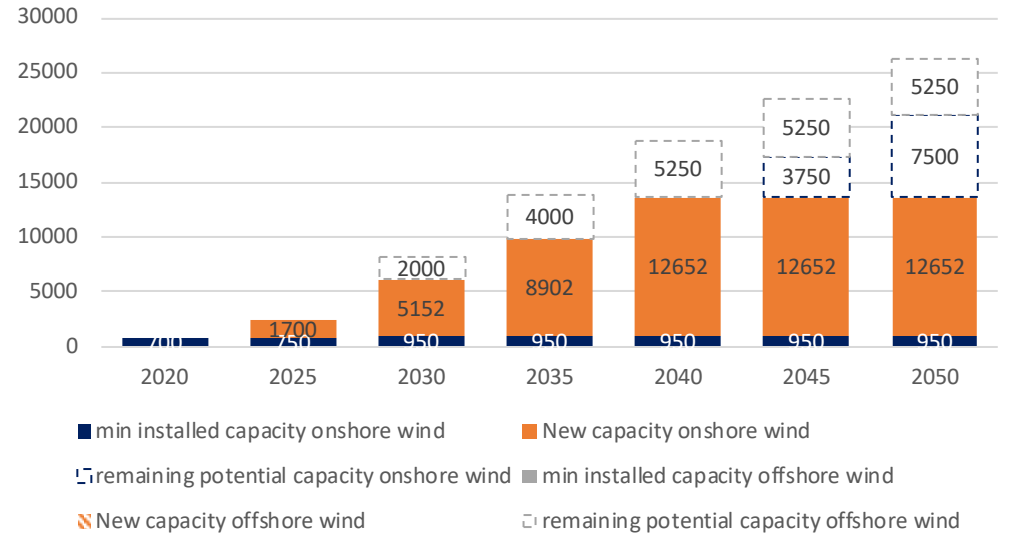
Слънчеви фотоволтаични инсталации - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



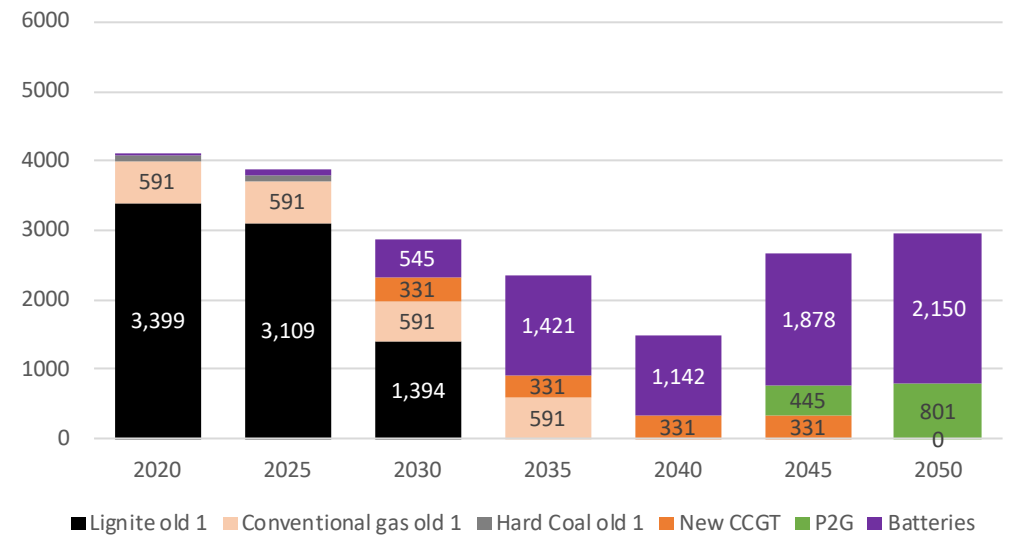
Ядрени централи - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Вятърни паркове - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



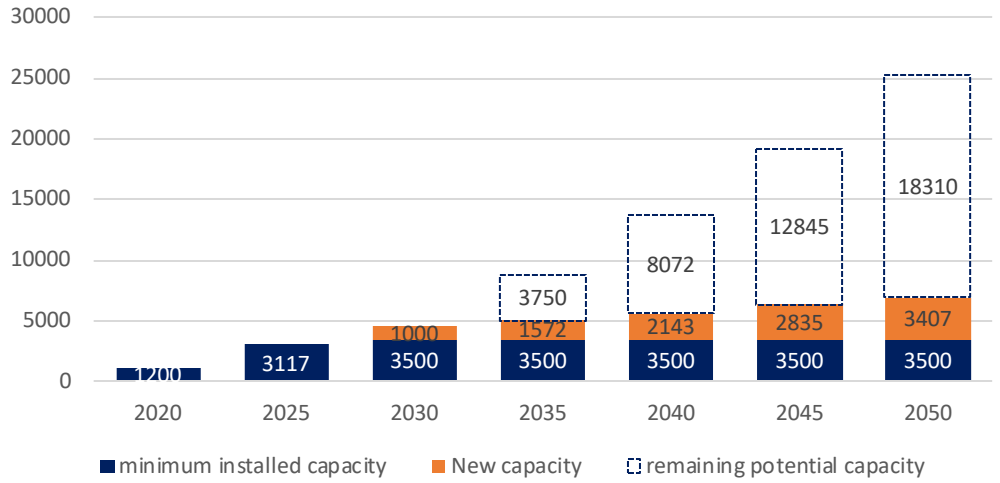
Топлоелектрически централи – прогнозна инсталирана мощност (MW)



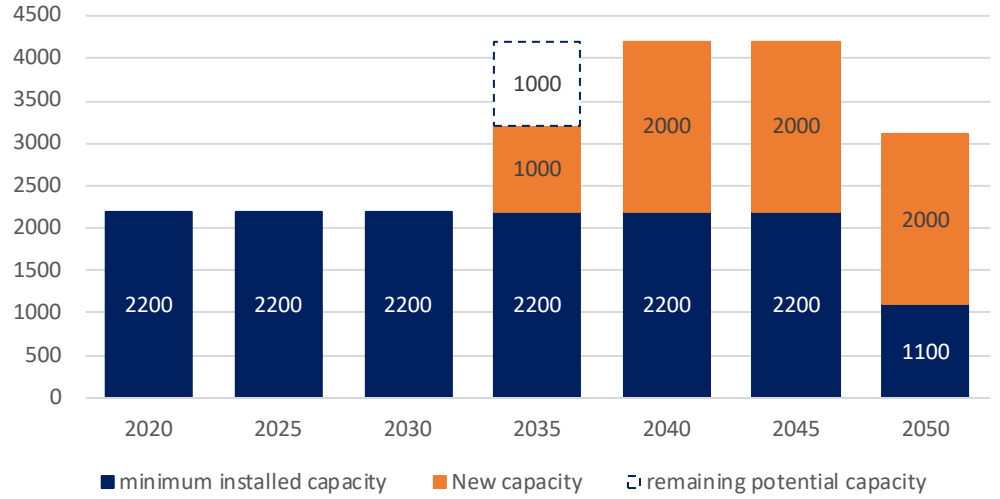
Източник: Compass Lexecon
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

При по-нисък потенциал на възобновяемите енергийни източници газът става по-значим в системата

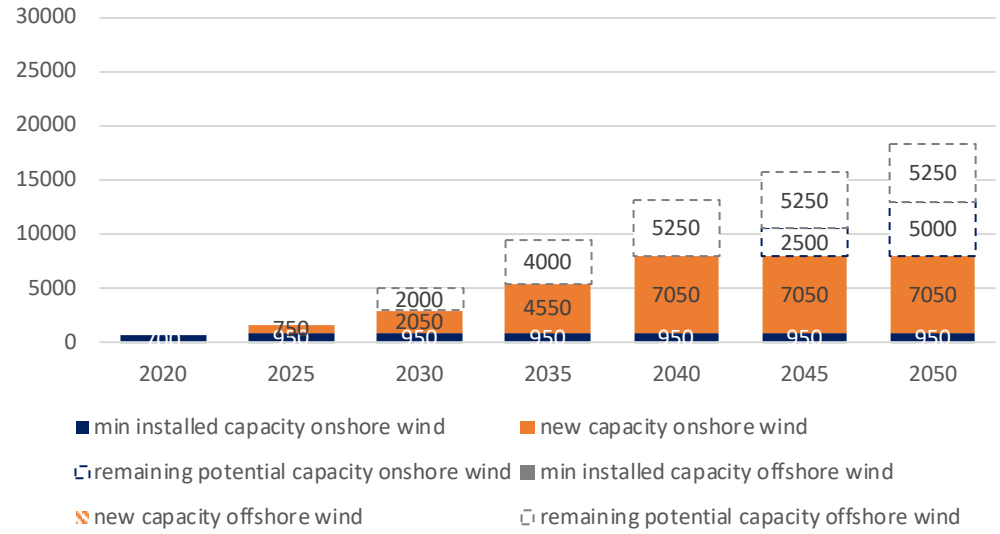
Слънчеви фотоволтаични инсталации - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



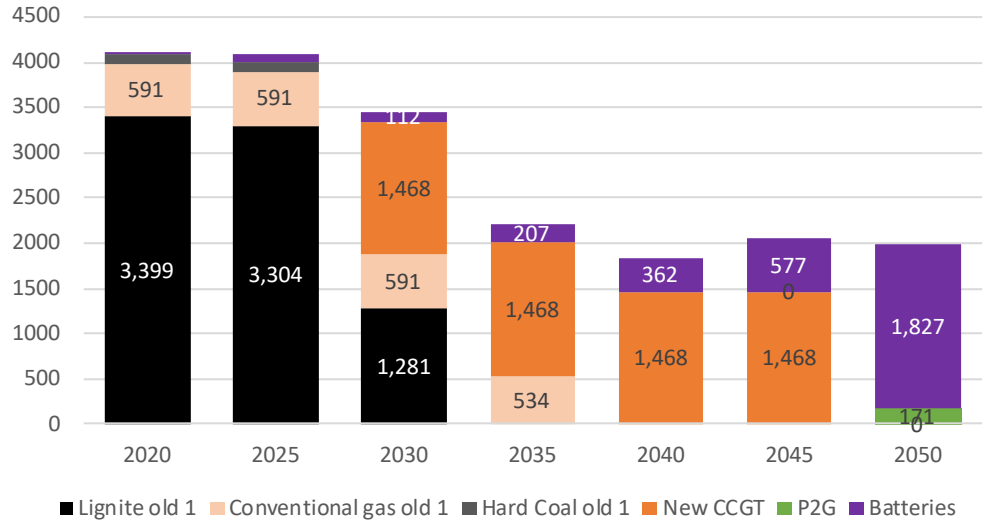
Ядрени централи - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Вятърни паркове - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



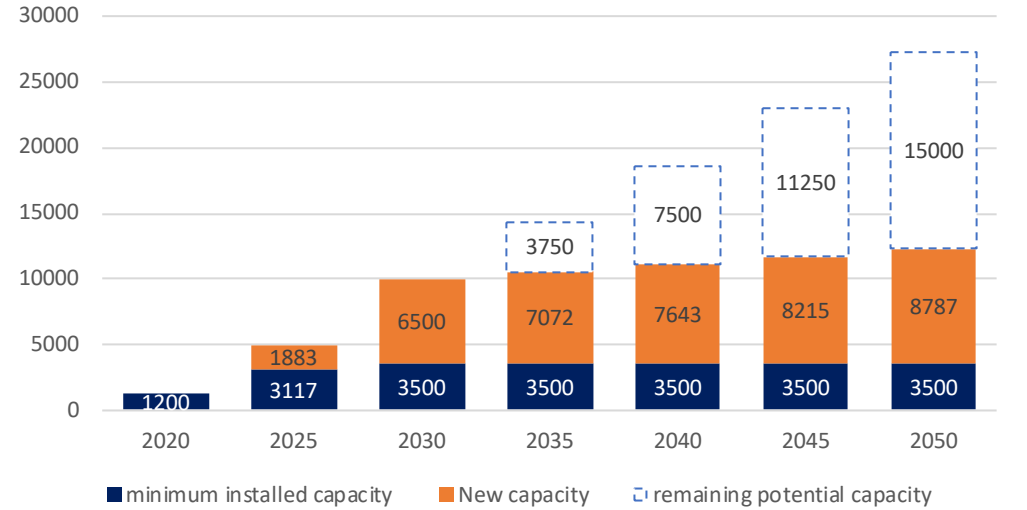
Топлоелектрически централи – прогнозна инсталирана мощност (MW)



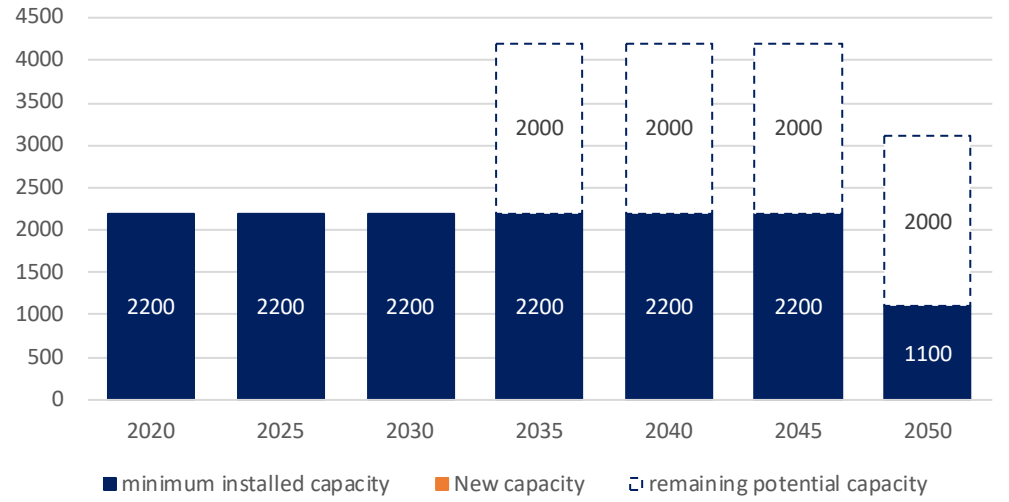
Източник: Compass Lexecon
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

При липса на ядрени мощности, за да се гарантира сигурността на доставките, са необходими нови парогазови централи, което налага по-ранно извеждане от експлоатация на лигнитни въглища

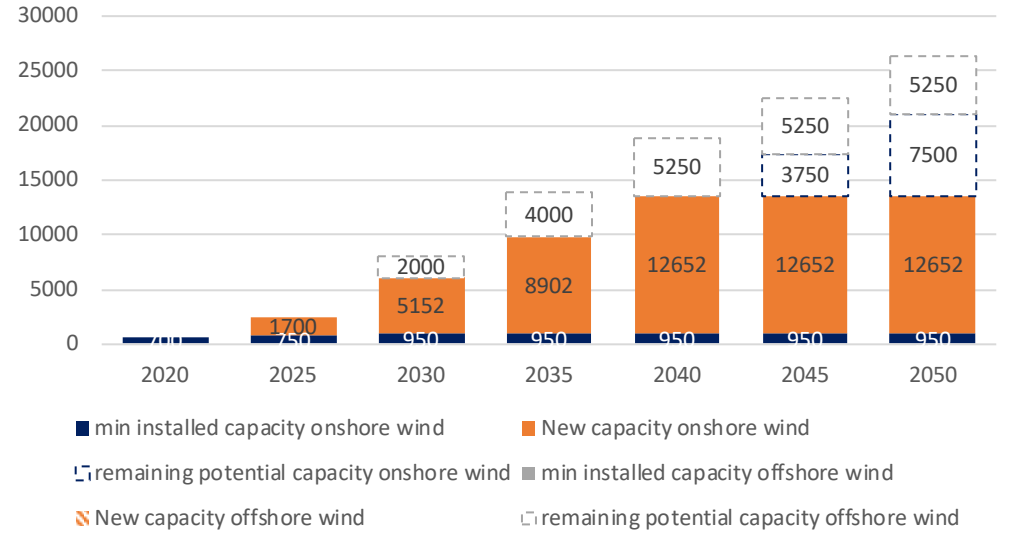
Слънчеви фотоволтаични инсталации - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



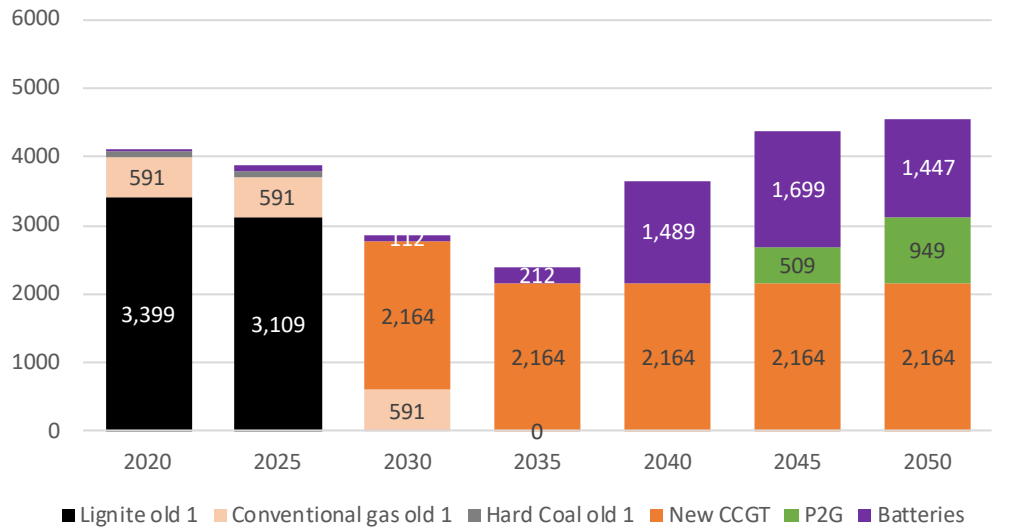
Ядрени централи - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Вятърни паркове - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



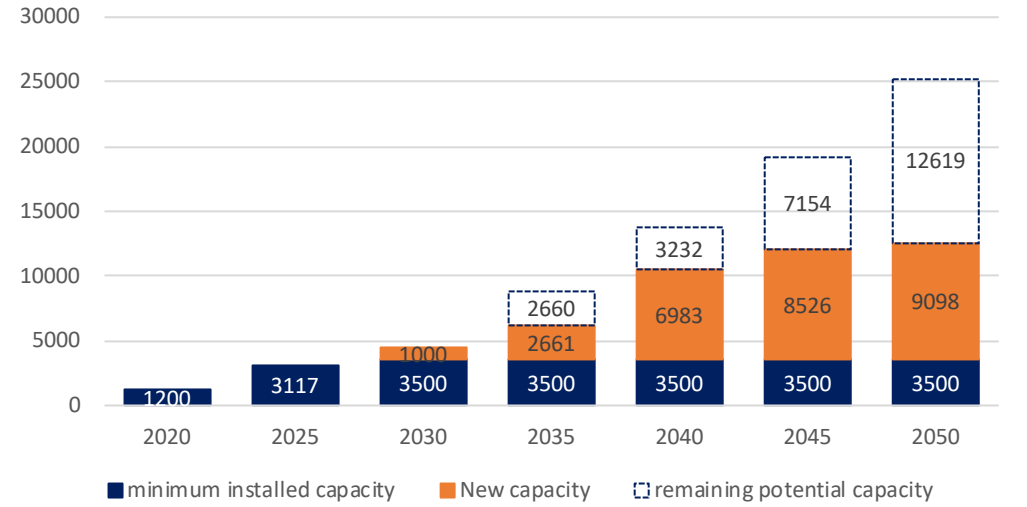
Топлоелектрически централи – прогнозна инсталирана мощност (MW)



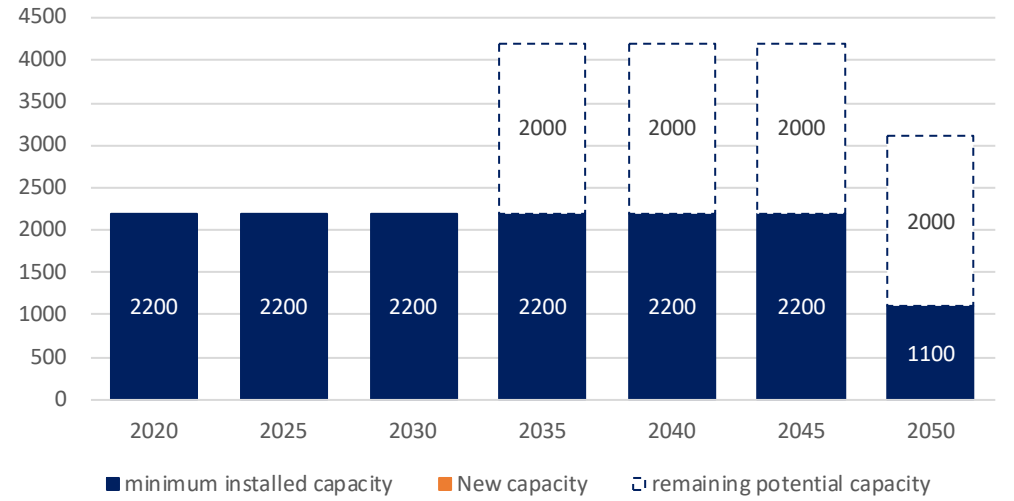
Източник: Compass Lexecon
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

При липса на нови ядрени мощности и при нисък потенциал на ВЕИ системата разчита в по-голяма степен на газ и батерии

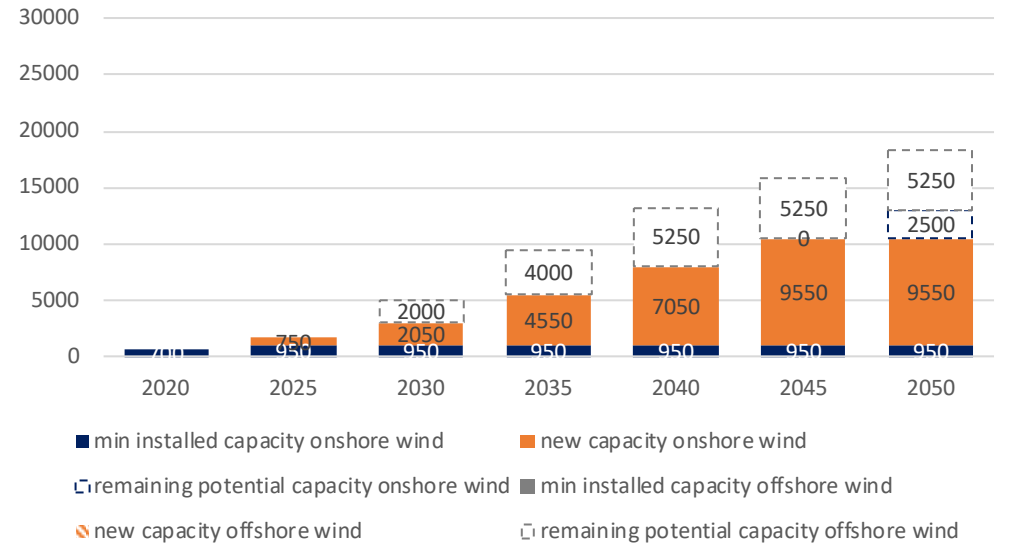
Слънчеви фотоволтаични инсталации - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



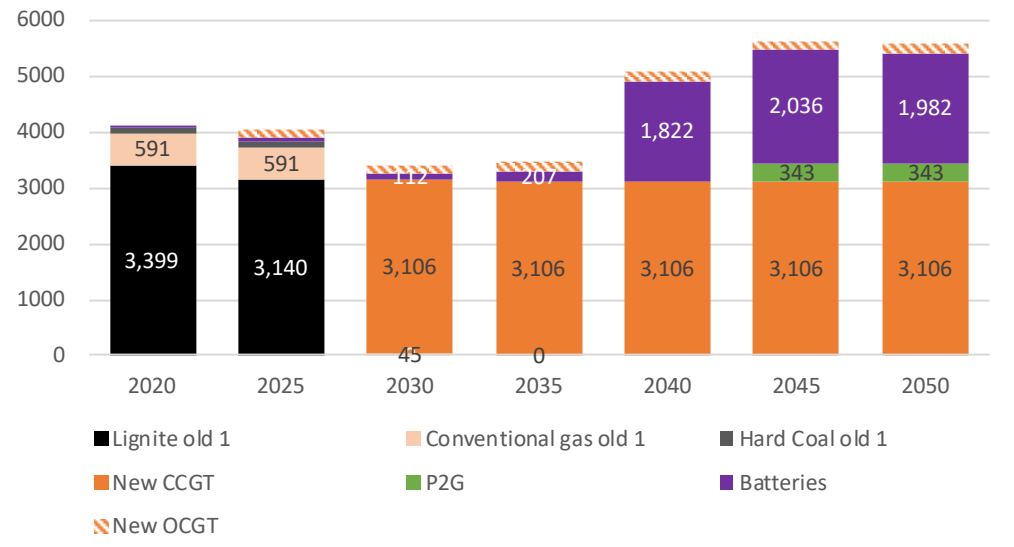
Ядрени централи - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



Вятърни паркове - минимални, новоизградени мощности и оставащ потенциал (MW)



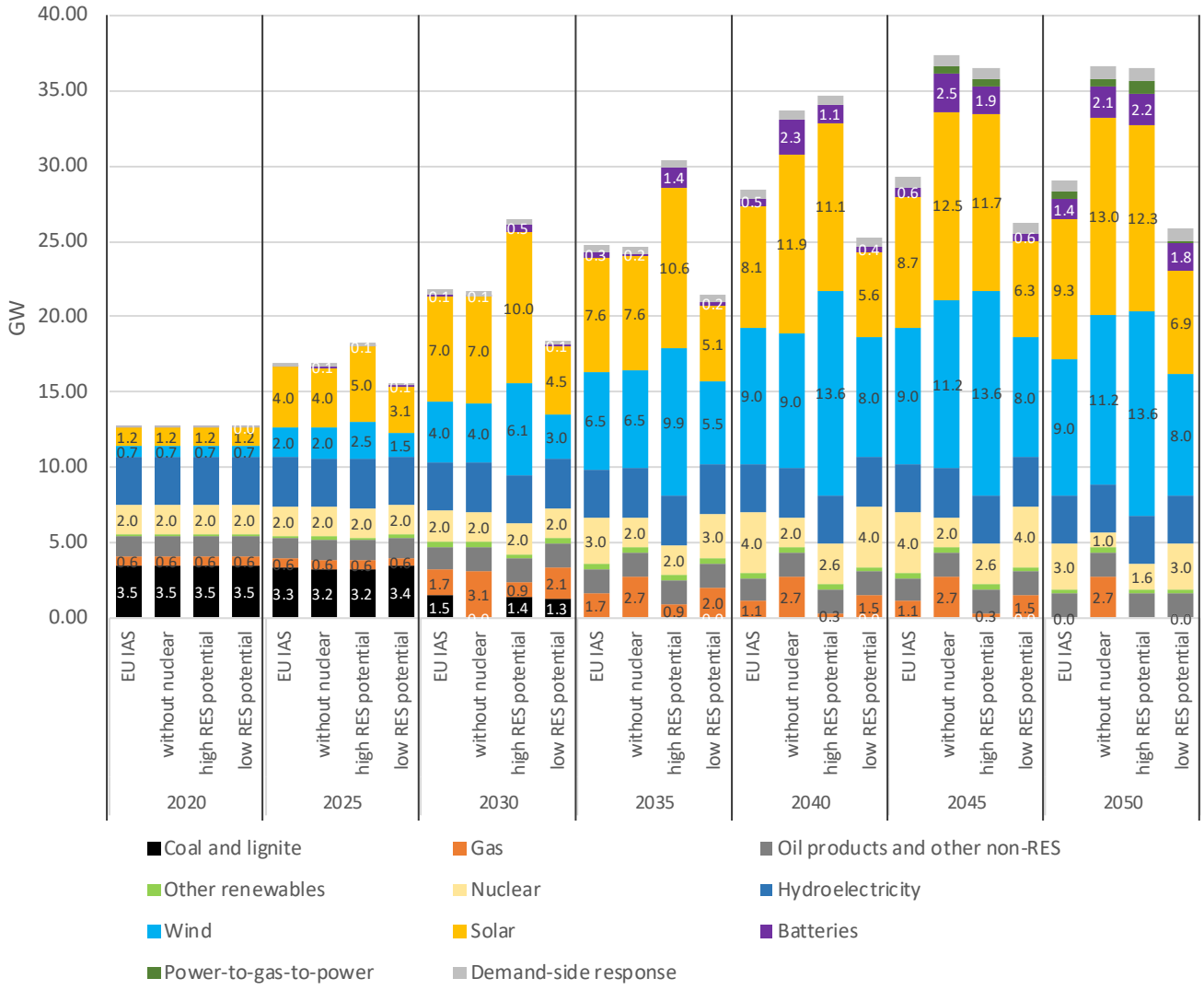
Топлоелектрически централи – прогнозна инсталирана мощност (MW)



Източник: Compass Lexecon
Бележка: В допълнение, моделирането разработва разширението на помпено-акумулиращ резервоар, но не и на речното водохващане

Чувствителните фактори подчертават критично важната роля на организирания преход, при който се запазва значителна част от топлоелектрически централи, за да се гарантира сигурността на доставките по време на прехода …

Сравнение на инсталираните мощности в сценариите за чувствителност

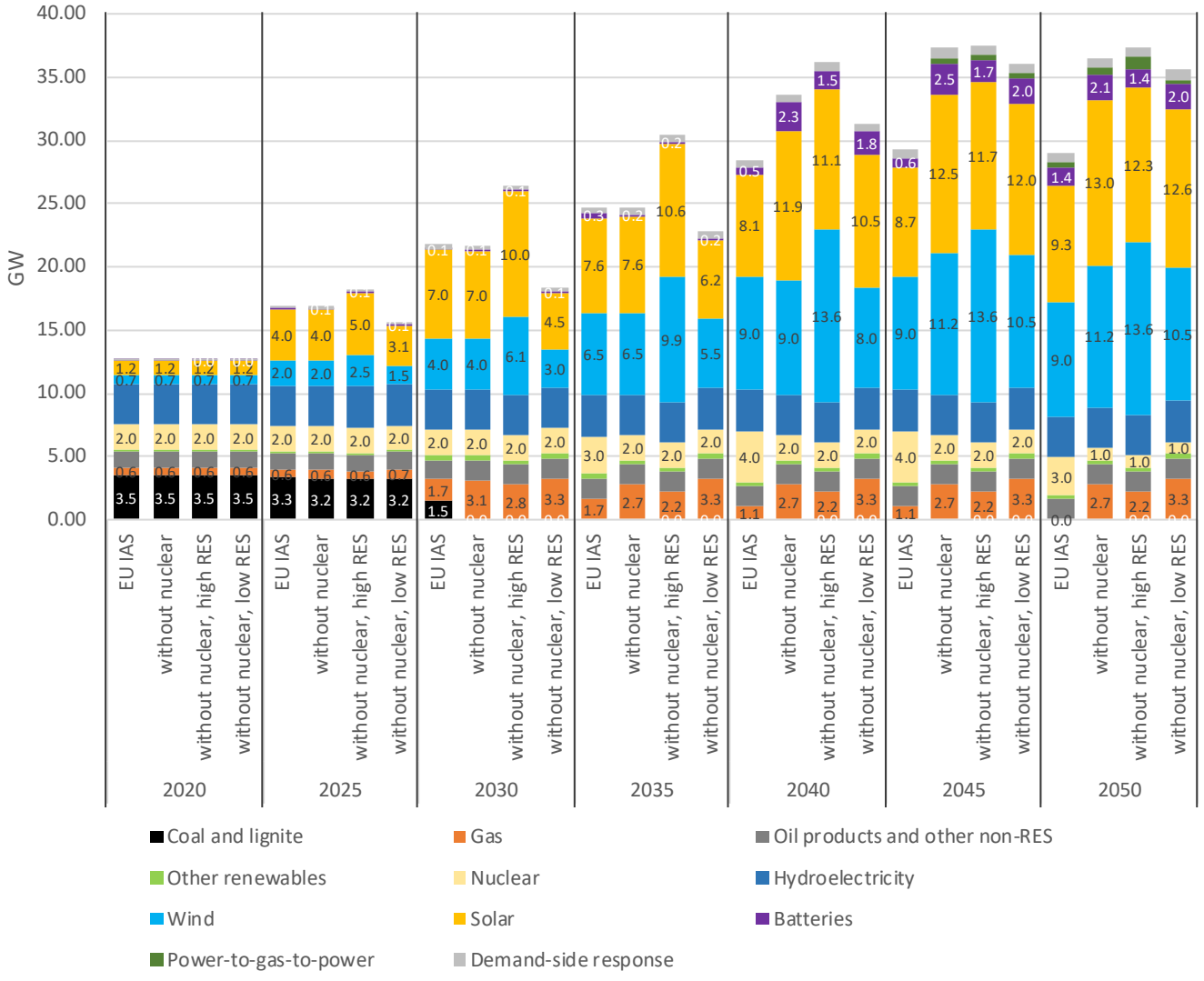


- Чувствителните фактори във вариантите без нови ядрени блокове ясно показват необходимост от допълнителни парогазови мощности, за да се гарантира сигурността на доставките, което налага по-ранно затваряне на централите на лигнитни въглища.
- Чувствителните фактори във вариантите с по-висок потенциал за изграждане на ВЕИ показват, че моделът предвижда изграждането на по-малко ядрени блокове в сравнение със СПА на ЕС. Това води до по-голяма необходимост от гъвкави мощности, като например батерии и P2G2P системи.
- Чувствителните фактори в сценария с по-нисък потенциал за изграждане на ВЕИ сочат необходимост от изграждането на нови ядрени блокове, необходими за декарбонизиране на енергийния сектор, като същевременно се гарантира сигурността на доставките.
- Тези чувствителни фактори подчертават необходимостта от запазване на някои съществуващи мощности на лигнитни въглища, за да се управляват закъсненията в развитието на нови газови или ядрени мощности или затрудненията в ускоряването на развитието на ВЕИ.

Източник: Compass Lexecon

… това важи с особена сила в сценариите, в които нова ядрена мощност не е възможна, а за гарантиране на сигурността на доставките са необходими парогазови централи

Сравнение на инсталираните мощности в сценариите за чувствителност

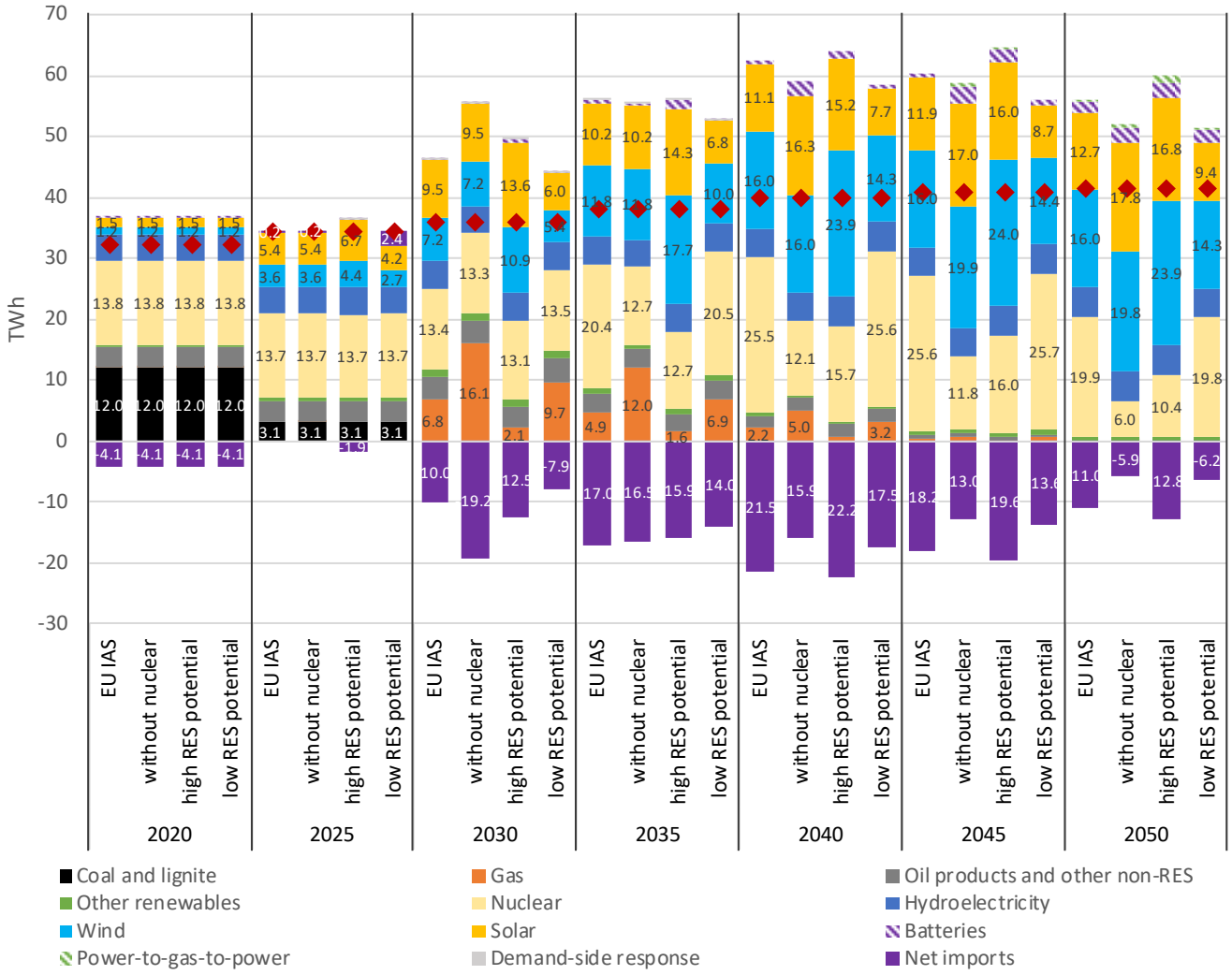


- Чувствителните фактори сочат, че за организирания преход поддържането на значителна инсталирана мощност от топлоелектрически централи е от решаващо значение, за да се гарантира сигурността на доставките по време на прехода.
- Чувствителните фактори във вариантите без нови ядрени мощности сочат необходимост от допълнителен капацитет на централи с парогазови турбини, за да се гарантира сигурността на доставките, което налага по-ранно затваряне на централите на лигнитни въглища.
- Чувствителните фактори в сценария без ядрени мощности с висок потенциал на ВЕИ изискват по-малък капацитет на централи с парогазови турбини в сравнение със сценария без ядрена енергетика и този с нисък потенциал на ВЕИ и ядрени мощности.

Източник: Compass Lexecon

По-високият потенциал на ВЕИ би довел до намаляване на производството от термични централи през 2030-те г., докато липсата на нови ядрени блокове би намалила износа след 2040 г.

Сравнение на производството в сценариите за чувствителност

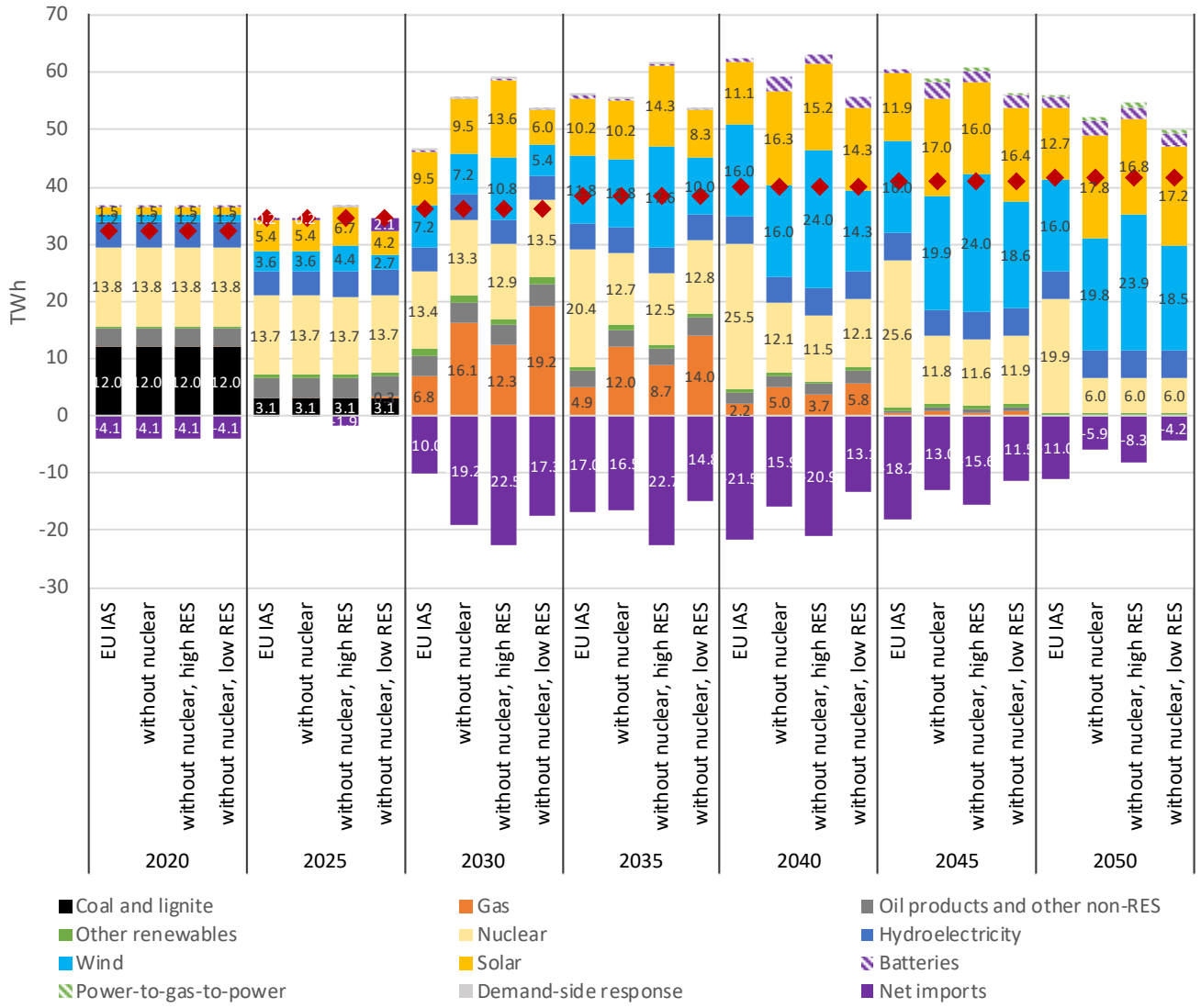


- Производството на електроенергия отразява еволюцията на инсталираните мощности, като през прогнозния период производството на електроенергия от ВЕИ се увеличава значително.
- Чувствителните фактори без нови ядрени блокове сочат, че производството на електроенергия от централи на газ през 2030-те г. ще се повиши чувствително.
- С добавянето на нови ядрени блокове в енергийния микс производството след 2040 г. се увеличава, което води до по-висок износ в сравнение със варианта без нови ядрени блокове.
- Чувствителните фактори и при двата сценария без ядрени блокове и с нисък потенциал на ВЕИ водят до по-нисък износ спрямо СПА на ЕС и сценария с висок потенциал на ВЕИ.

Източник: Compass Lexecon

При липса на нови ядрени мощности износът ще бъде по-нисък, а производството на газ - по-високо по време на прехода

Сравнение на производството в сценариите за чувствителност

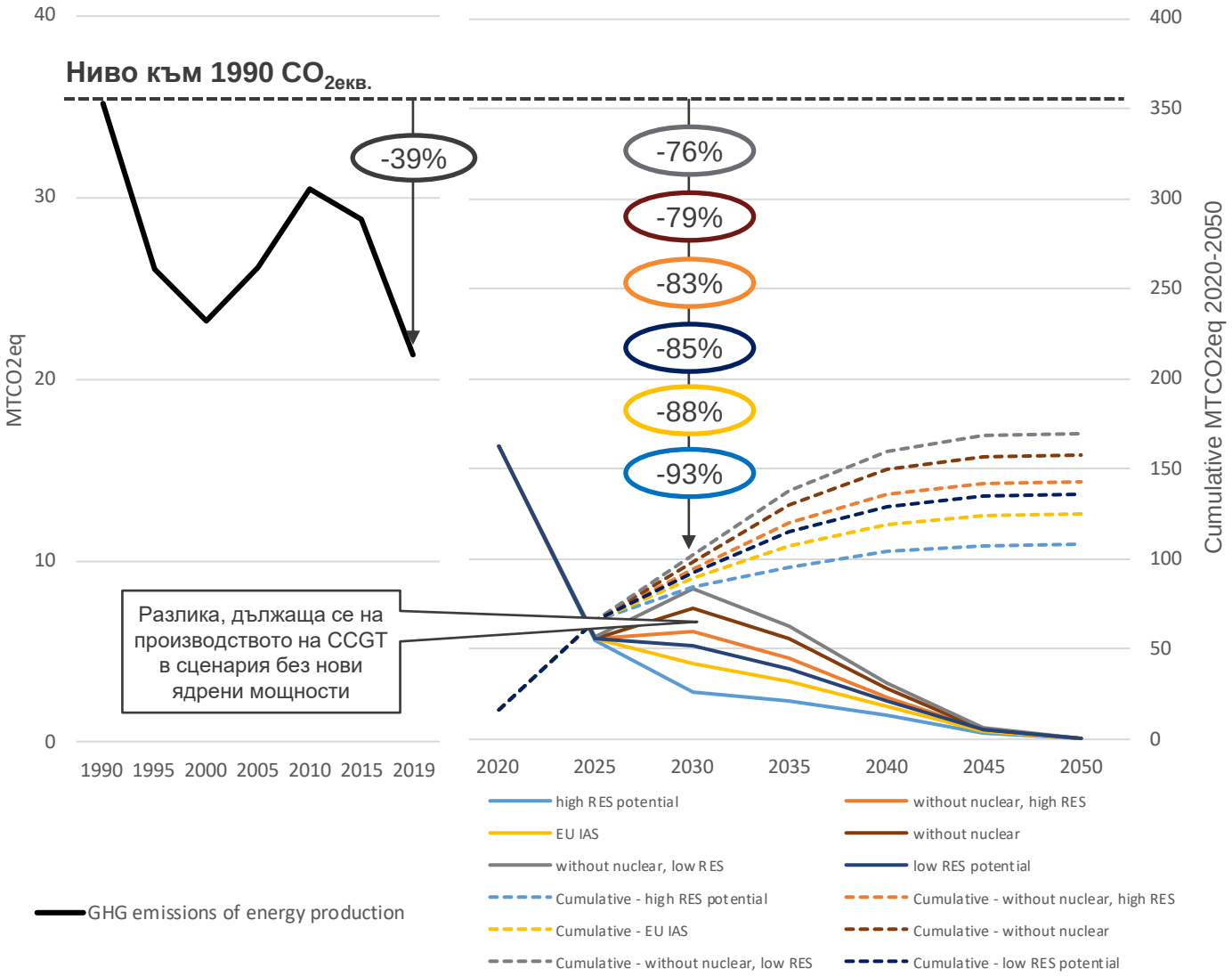


- Производството на електроенергия отразява еволюцията на инсталираните мощности, като през прогнозния период производството на електроенергия от ВЕИ ще се увеличи значително.
- Въпреки това по-ниският размер на ядрените мощности налага допълнително производството на електроенергия от газ по време на прехода.
- При варианта без нови ядрени мощности производството на електроенергия от газ през 2030 г. се повишава значително.
- Равнището на производството на газ в сценариите с различни чувствителни фактори зависи от изграждането на ВЕИ.

Източник: Compass Lexecon

Емисиите от енергийния сектор се намаляват с поне 76% до 2030 г. в сравнение с нивото от 1990 г. във всички сценарии на чувствителност на СПА на ЕС

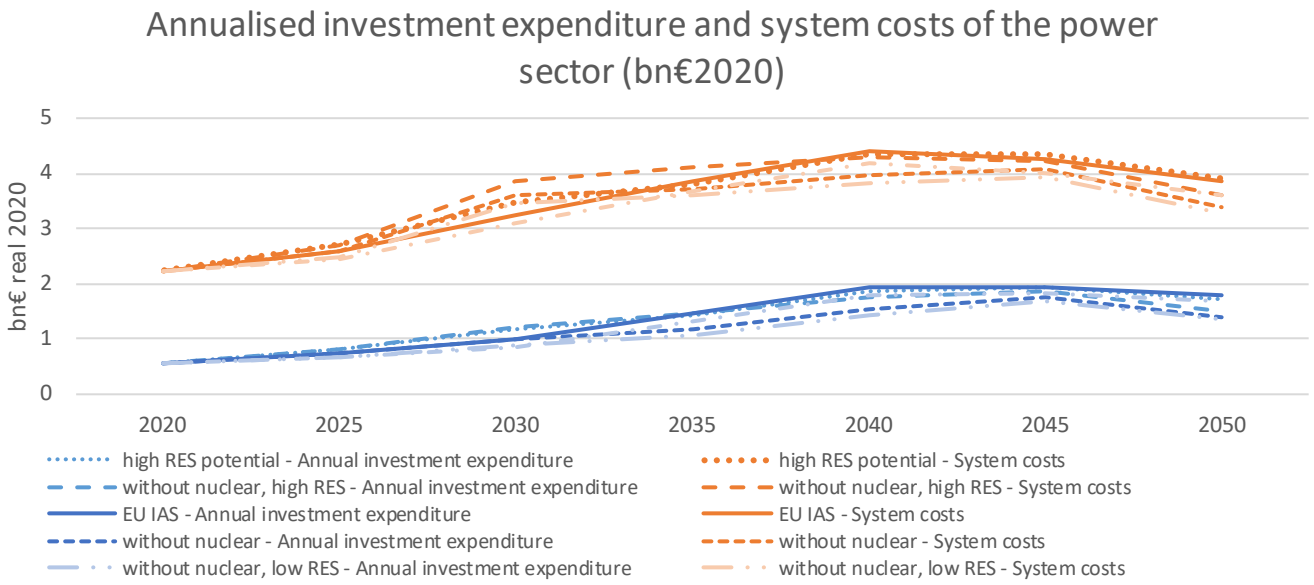
Емисии парникови газове на енергийния сектор

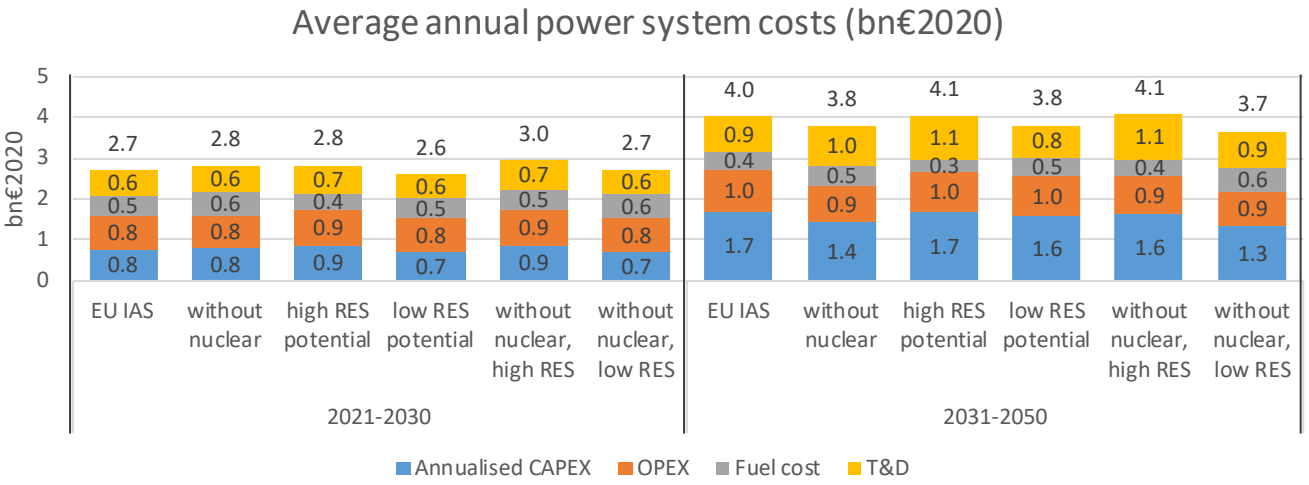


- В исторически план през периода 1990-2019 г. въглеродните емисии от енергийния сектор са намалели с 39%.
- Резултатите за производствения микс, представени в слайда по-горе, позволяват да се направи извод за свързаните с тях прогнозни емисии на CO_2.
- Все по-широкото навлизане на производството от възобновяеми източници в българския енергиен микс и извеждането от експлоатация на централите на лигнитни въглища, водят до значително намаляване на емисиите през 2020 г.
- Наблюдаваните разлики в емисиите могат да се обяснят с разликите в производството от термични централи и енергия от ВЕИ.
- До 2050 г. българският енергиен сектор е напълно декарбонизиран.

Източник: Compass Lexecon
Забележка: Исторически емисии от националния доклад за инвентаризация на България за 2021 г.

Разходите за електроенергийната система нарастват значително във всички сценарии на чувствителност на СПА на ЕС като отражение на по-високите инвестиции в нисковъглеродни технологии за постигането на нулеви нетни емисии

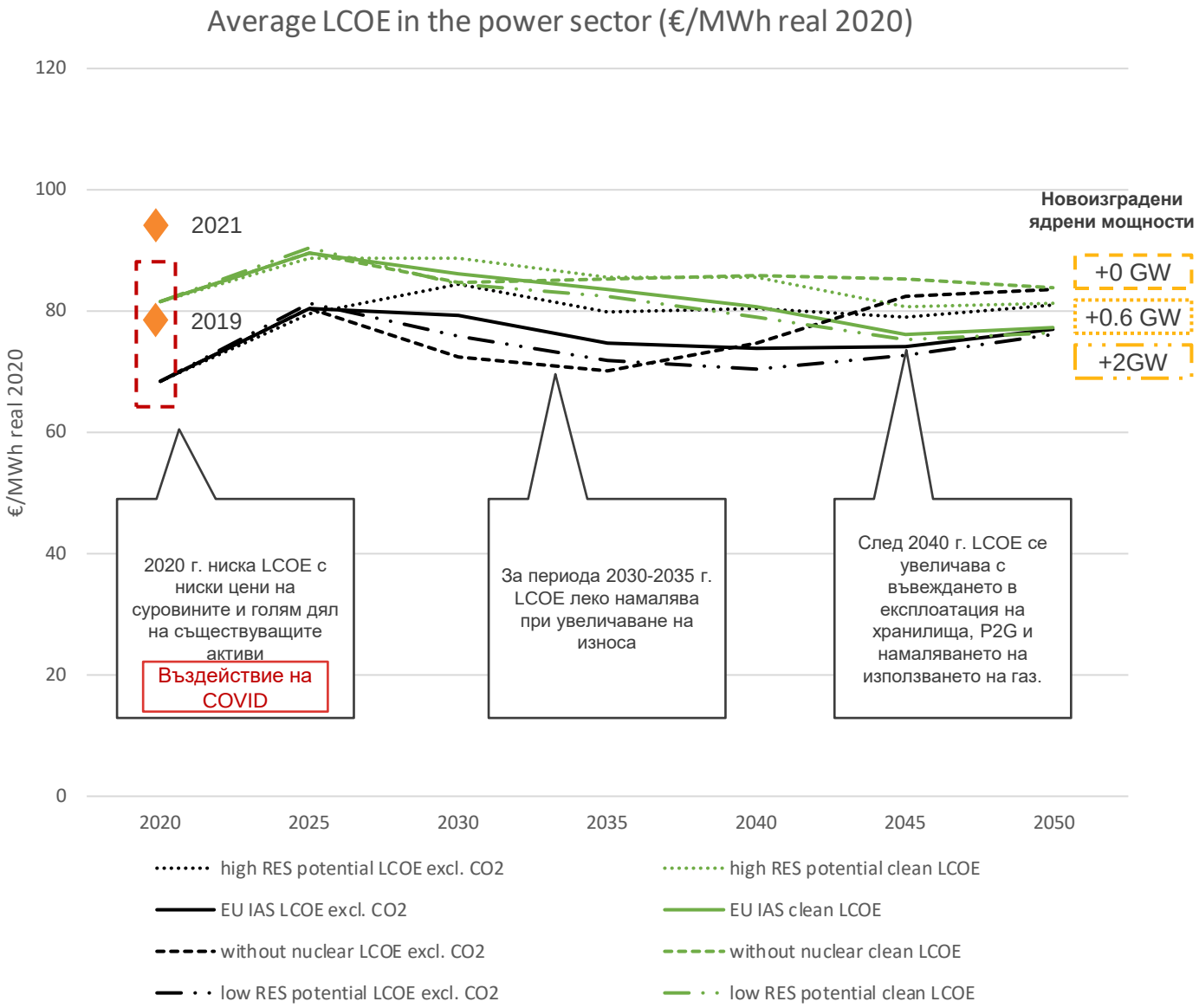




- След 2030 г. целта за декарбонизация се изразява в по-широко навлизане на ВЕИ и електрификация на икономиката, което изисква допълнителни инвестиции.
- Годишните инвестиционни разходи се удвояват до 2050 г. спрямо равнището им от 2020 г., а в рамките на СПА на ЕС общите системни разходи се увеличават със 73 % за същия период.
- Въпреки че капиталовите и оперативните разходи се увеличават значително (предвид значителния обем на новите инвестиции), делът на разходите за гориво намалява с течение на времето с по-широкото навлизане на ВЕИ и намалената зависимост от изкопаеми горива.
- **Бележка 1**: Капиталовите разходи се отчитат в системните разходи като анюитетни плащания. За изчисляване на годишните капиталови разходи се прилага дисконтов фактор от 5%. Разходите за енергийната система не включват разходите за емисии
- **Бележка 2:** Разходите за електроенергийната система включват съществуващите разходи за пренос и разпределение, както и допълнителните разходи за пренос и разпределение от навлизането на ВЕИ и увеличаването на пиковото потребление въз основа на референтните стойности на ЕС. Подробната оценка на специфичните за България разходи за пренос и разпределение ще изисква отделен анализ.
- **Бележка 3:** Разходите на електроенергийната система не включват разходите, свързани с експлоатацията или закриването на мините за лигнитни въглища, нито разходите, свързани с газовата мрежа.

Източник: Compass Lexecon

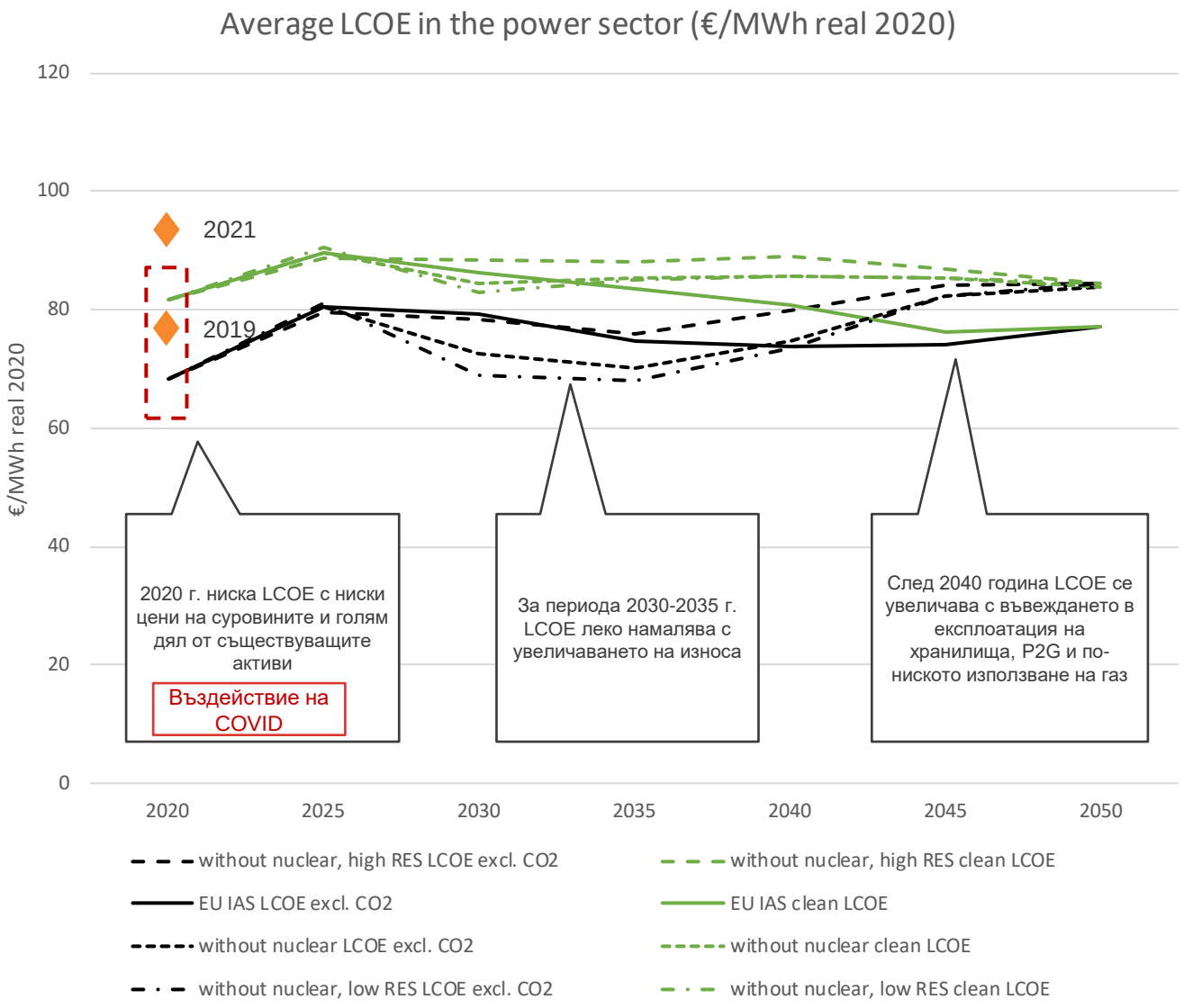
Сценариите за чувствителност без или с ниско ниво на нови ядрени мощности води до по-високи средни LCOE в енергийния сектор, тъй като са необходими допълнителни инвестиции в гъвкави мощности



- Средните LCOE остават относително стабилни с течение на времето, тъй като намаляването на разходите за възобновяеми енергийни източници се компенсира от необходимостта от допълнителни гъвкави мощности в системата.
- В дългосрочен план пълната декарбонизация на енергийния сектор води до сближаване на LCOE и чистите LCOE.
- При сравнение на различните чувствителни фактори прогнозите за LCOE са сравними през целия хоризонт, но силно зависят от: (i) инвестиционната рамка, която ще бъде въведена; и (ii) потенциала на наличните нисковъглеродни технологии за постигане на целите за намаляване на емисиите.
- Забележка: LCOE в енергийния сектор съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чиста LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозната цена на СТЕ на ЕС.

Източник: Compass Lexecon

Основният сценарий с повишена амбиция (СПА) на ЕС показва по-ниска LCOE в енергийния сектор, тъй като част от необходимата гъвкавост се осигурява от ядрената енергия



- Средната LCOE остава относително стабилна с течение на времето, тъй като намаляването на разходите за възобновяеми енергийни източници се компенсира от необходимостта от допълнителни гъвкави мощности в системата.
- В дългосрочен план пълната декарбонизация на енергийния сектор води до сближаване на LCOE и чистата LCOE.
- При сравняване на различните чувствителни фактори, LCOE са по-ниски при варианта с новоизградени ядрени мощности, но това зависи в голяма степен от: (i) инвестиционната рамка, която ще бъде въведена; и (ii) потенциала на наличните нисковъглеродни технологии за постигане на целите за намаляване на емисиите.
- Забележка: LCOE в енергийния сектор съответства на годишните разходи на енергийната система (вж. предишния слайд) за единица потребление на електроенергия, като по този начин се изключват разходите за емисии. Чистата LCOE включва разходите за емисии, оценени по прогнозната цена на СТЕ на ЕС.

Източник: Compass Lexecon

За контакт

Yves Le Thieis
Vice President
+33 (0) 1 53 06 36 26
ylethieis@compasslexecon.com

Gerald Aue
Senior Economist
+33 (0) 1 53 06 36 51
gaue@compasslexecon.com