



УНИВЕРСИТЕТ ЗА НАЦИОНАЛНО И СВЕТОВНО СТОПАНСТВО

**ФАКУЛТЕТ „ИКОНОМИКА НА ИНФРАСТРУКТУРАТА“**  
**Катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“**

**Петко Петров Трухчев**

**ИНТЕГРИРАН ПОДХОД КЪМ НАМАЛЯВАНЕ НА  
ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ В ТРАНСПОРТА И  
ЕНЕРГЕТИКАТА**

**АВТОРЕФЕРАТ**

на дисертационен труд за присъждане на образователна и научна степен  
„доктор“ по професионално направление 3.8. „Икономика“, докторска  
програма „Икономика и управление (транспорт)“

научен ръководител: доц. д-р Борислав Арнаудов

София, 2023

Докторантът е зачислен със заповед на Ректора на УНСС № 926 от 27.04.2020 г. в редовна докторантура на обучение, субсидирано от държавата, докторска програма ИКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ (Транспорт), професионално направление 3.8. Икономика към катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“, със срок на обучение 3 години, считано от 31.03.2020 г. до 31.03.2023 г.

Дисертационният труд е предварително обсъден в научното звено на катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“, УНСС и е насочен за защита по решение на Катедрения съвет № 12/24.04.2023 г. и със заповед на Ректора на УНСС „“ № ..... от .....2023 г.

**Обща характеристика на дисертационния труд:**

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“ при Университета за национално и световно стопанство, гр. София. Авторът е докторант, редовна форма на обучение (субсидирана от държавата) в същата катедра. Дисертационният труд е с обем от 193 страници. Основната част е 166 страници и съдържа: увод, три глави, заключение и препоръки за бъдещи действия, списък на използваната литература. Публикациите по дисертацията са седем на брой.

Защитата на дисертационния труд пред научно жури ще се проведе на 28.06.2023 г. в Заседателната зала на УНСС. Материалите по защитата са на разположение на интересувашите се в канцеларията на Дирекция „Наука“ на УНСС, гр. София

**СЪДЪРЖАНИЕ:**

УВОД	4
<b>I. НАУЧЕН ПОДХОД КЪМ ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ. МОДЕЛИ ЗА ИЗЧИСЛЕНИЕТО ИМ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР</b>	9
1. Характеристика на въглеродните емисии и емитенти на CO <sub>2</sub>	9
2. Модели за изчисление на въглеродните емисии	11
3. Енергиен микс	12
4. Енергийните ресурси и мястото им в енергийните системи	15
<b>II. МЕРКИ ЗА НАМАЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ</b>	20
1. Международни политики за намаляване на въглеродните емисии	20
2. България като част от Европейския зелен пакт и Системата за търговия с емисии на ЕС	21
3. Институционални мерки за намаляване на въглеродните емисии	23
<b>III. МОДЕЛИ ЗА НАМАЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ В БЪЛГАРИЯ И КАНАДА. СРАВНИТЕЛЕН АНАЛИЗ НА ПРИЛОЖЕНИЯТА ИМ</b>	29
1. Растящите цени на въглеродните квоти като натиск за отказ от въглищната енергетика	29
2. Сравнителен анализ на модела на ценообразуване на въглеродните емисии на България и Канада	31
3. Модели за намаляване на емисиите на ПГ от въглищните електроцентрали	33
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ПРЕПОРЪКИ ЗА БЪДЕЩИ ДЕЙСТВИЯ</b>	40
<b>ПУБЛИКАЦИИ НА АВТОРА ПО ТЕМАТА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД</b>	44
<b>БИБЛИОГРАФИЯ</b>	46

## УВОД

Парниковите газове (ПГ) са част от атмосферата, като без тях температурата на земната повърхност би била с 33°C по-ниска. Те имат основна роля в поддържането на климата на Земята в условия, годни за живот. Част от тях е въглеродният диоксид (CO<sub>2</sub>). Повишаването му, заедно с други парникови газове, в резултат на човешката дейност, води до засилване на парниковия ефект и покачване на температурата. Науката разделя CO<sub>2</sub> на такъв с естествен произход, формиран от природните процеси и на формиран от човешката дейност, определян като CO<sub>2</sub> с антропогенен произход. Последният засилва парниковият ефект, като това води до покачване на температурата на земната повърхност в долния слой. Именно отделянето на CO<sub>2</sub> от човешка дейност е предмет на науката за климата, икономиката и екологията, които се стремят да определят негативното му влияние върху живота на Земята и да намалят нивата му до стойности, които да го минимизират. Основният източник на CO<sub>2</sub> от човешка дейност, е изгарянето на изкопаеми горива. Делът му в общия дял на ПГ е 39%, втори по обем след ПГ от водни пари (55%).

Нарастващата концентрация на парникови газове в атмосферата води до промени в климата. Най-често те се изразяват в температурни аномалии, повишаване на нивото на световния океан и по-чести природни катаклизми. Трите явления са посочени като основни последици в Междуправителствения панел по измененията в климата (IPCC) от 2007 г. В доклада си тогава IPCC отбелязва, че „промените в атмосферната концентрация на парникови газове изменят енергийния баланс на климатичната система“. Заключение е, че „увеличената концентрация на парникови газове, в резултат на човешката дейност, е най-вероятната причина за нарастване на глобалната средна температура след средата на XX век“ (IPCC, 2008). Политиките на ООН и големите икономики са насочени към намаляване на парниковите емисии. Основното предизвикателство е как това да не влияе на икономическото развитие и растеж. Разработват се редица модели за прогнозиране, използващи математико-икономически методи. Сроковете, които едни от водещите политически обекти си поставят за постигане на целите за спад на емисиите на ПГ, са с продължителност до 2050 г. за страните от Европейския съюз (ЕС), неофициално 2060 г. за Китай и в този времеви интервал за САЩ, които още нямат официално приета конкретна дата.

България е приела 2050 г. като крайна дата за постигане на нетни нулеви емисии на CO<sub>2</sub>, заложи в еврочленството на страната и общата политика на ЕС по това

направление.

Енергийният сектор е отговорен за почти една четвърт от парниковите емисии в ЕС. Същите нива на въглеродни емисии са дело и на транспортния сектор. Транспортът ползва една трета от крайната енергия в ЕС и заедно с енергетиката образуват почти от половината от въглеродните емисии в ЕС (Masterson, 2022).

#### ➤ **Актуалност и значимост на дисертационния труд**

Намаляването на въглеродните емисии е политически ангажимент на световната общност. В процес на формиране са политики на глобално, регионално и местно ниво за редуцирането им до нива, които да не оказват влияние на климата. Например, Европейският зелен пакт или т.н. „зелена сделка“ е инициатива на ЕС от 2019 г., определяща обща цел за климатична неутралност, която всяка страна-членка на ЕС, сред които и България, трябва да постигне до 2050 г. Предизвикателството е намалението на въглеродните емисии с 55% до 2030 г. спрямо нивата им от 1990 г. Темата е актуална в общественения дневен ред в България с оглед на дебатите за промяна в енергийната стратегия на страната и липсата на актуализирана такава към 2023 г.

#### ➤ **Обект и предмет на дисертационния труд**

Обект на изследването са водещите сектори, емитенти на въглеродни емисии. В дисертационния труд основен е енергийният.

Предмет на изследването са въглеродните емисии, институционалните политики и прилаганите въз основа на тях механизми за намаляването им през следващите десетилетия до достигане на въглеродна неутралност ( за ЕС и България като част от ЕС до 2050 г.).

#### ➤ **Цел и задачи на дисертационния труд**

Целта на изследването е да определи възможностите за постигане на правителствените цели за намаляване на въглеродните емисии в заложените срокове. Също така и да определи кои от използваните модели са подходящи за целта, кои не и кои могат да се комбинират или взаимозаменят от българска и от канадска страна. Това е възможно с изпълнение на следните задачи:

- Определяне на основните причини за емитиране на въглеродни емисии, според обекта на изследването
- Анализ на текущите нива на въглеродни емисии и отчитане на постигането им

въз основа на програми, политики, икономически фактори като потребление, производство, БВП и др.

- Сравнение на приложените, прилаганите и политиките, които са заложиени за прилагане по отношение на намаляване на въглеродните емисии от двете страни
  - Определяне на ефективни модели от правителствените мерки в развитие, които ще постигнат заложените цели за намаляване на въглеродните емисии
  - Прогнозиране въз основа на контент-анализ за успеваемостта на посочените модели за намаляване на парниковите емисии
- **Изследователски подходи и методи в дисертационния труд (методология)**

Изследователските подходи са в няколко направления:

- сравнителен анализ - приложим за отчитането на нивата на парниковите емисии, както и при определяне на характеристиките им според източниците за емитиране
- факторен анализ - за определяне на причините за емитиране на въглеродните емисии и промяната в нивата им, според заложените времеви цели за постигане на въглеродна неутралност

По отношение на методите най-често използван е интерпретативният анализ на програми и законодателни рамки за целевите нива на въглеродните емисии. Аналитико-синтетичната обработка на данни от официални източници с цел постигане на моделиране на прогнозните нива на въглеродни емисии според източниците и капацитета им на емитиране. В изследователския подход са използвани още и:

- математико-икономически метод – за прогнозиране на нивата на въглеродните емисии според заложените национални и наднационални политики и програми за намаляването им и в частност за анализ на тяхната ефективност
  - дедуктивен метод – за извеждане на логическа аргументация по отношение на обработените данни и анализирането им въз основа на които се формулират хипотезите в дисертационния труд
  - логически метод - за интерпретация на постигнатите резултати
- **Ограничения на дисертационния труд**
- Ограничения в обекта на изследване - основната част на обекта се фокусира върху

енергийния сектор: добив, производство и потребление на изкопаеми горива и електроенергийни системи, с оглед на зависимостта на транспорта от тях като източник за преобразуване от първична в крайна енергия. Невъзможността на транспортния сектор да съществува самостоятелно, без енергия, определя като водещ предмет в изследването енергийният отрасъл. Без намаляването на парниковите емисии от него ще е невъзможно и същото в транспортния, който по предмета на изследване, е в пряка връзка и с емисиите от енергетиката.

Въглеродните емисии и източниците им на емитиране са фокусирани пространствено върху България и Канада. Изборът на втората страна е с цел по-ясна съпоставка на две различни политики по декарбонизация и подходи към намаляване на въглеродните емисии, с цел открояване на ползи и недостатъци при два различно прилагани модела. Тъй като България като част от ЕС прилага общи политики с останалите 26 страни-членки, сравнението ѝ с някоя от тях би било само на базата на националните политики за постигането на целите въз основа на едни и същи системи. За това сравнението с друга страна, извън ЕС, откроява по-ясно подходите и моделите, които са най-релевантни за постигане на целите за намаляване на парниковите емисии.

Изчисленията в аналитичната част, въз основа на които се формира авторската теза, са базирани на официално приети законодателства и в двете страни към края 2022 г. Тъй като политиките по декарбонизация са и политически обвързани, промяната в целите и сроковете за постигането ѝ, са обект на постоянни корекции и промени в течение на времето.

### ➤ **Основна хипотеза и авторска теза**

Разработените хипотези в дисертационния труд са базирани на изчисления въз основа на текущи данни на нивата на въглеродни емисии, генерирани от водещите емитенти и задават насоката за постигане на редуцирането им от водещите емитенти. Основната хипотеза е, че намалението на въглеродните емисии от енергийния сектор е възможно условие, ако са налице заместващи ниско емисионни или без емисионни енергийни мощности, които да гарантират енергийната сигурност, както и от съпътстващи икономически мерки, чрез които да се финансират. Авторската теза е, че тези икономически мерки, като системите за търговия с въглеродни емисии, могат да генерират финансов ресурс, който да бъде насочен в разгръщането на потенциала на нови

енергийни мощности, които не отделят въглеродни емисии. За извеждане на доказателство на авторската теза са използвани за сравнение два различни модела на формиране на цена на въглеродните емисии - свободна борсова търговия и фиксиран данък върху квоти за въглеродни емисии и на CO<sub>2</sub>/т. Въз основа на математически модели, се формулира теза, че въглеродният данък е по-подходящата система за намаляване на въглеродните емисии и за генериране на повече приходи в националните бюджети, които да финансира прехода към декарбонизация на икономиката.

Също така основната хипотеза и теза изискват интеграция по отношение на изграждането на нови ниско или беземисионни мощности със съпътстващите капиталови разходи по изграждането им и прилежащата инфраструктура, които се генерират от цената на въглеродния диоксид, постиганата през борсовата търговия, данъчната система и инвестициите в сектора. Само по себе си изчислението на заместващи конвенционални мощности с нискоемисионни е обосновано, но за приложимостта му в реална икономическа среда е необходимо да е съпътствано от финансова характеристика за обезпечаването им, тъй като процесът по декарбонизация изисква капиталови инвестиции, понякога непосилни за държави с по-слаба икономика. От гледна точка на източниците на парникови емисии интегрираният подход е приложим по отношение на всеки един аспект от единната енергийна система – добив, производство, пренос и потребление на енергия.

### ➤ **Използвани източници и литература по проблема**

Концепцията на отделянето на парникови емисии в атмосферата, водещо до повишаване на температурата на Земята, е публикувана за пръв път от шведския учен Сванте Арениус през 1896 г. Той е считан за откривател на парниковия ефект. Повишеното наличие на въглеродни емисии в атмосферата заради човешката дейност, води до промени в енергийния баланс на Земята и в по-дългосрочен план в климата (The Nobel prize, 2022). С откритието му започва научното развитие по темата.

Климатичното моделиране обединява няколко научни направления и служи за управление на климата или политики за смекчаване на измененията му. В контекста на енергетиката като водещ емитент на парникови газове е значим трудът на индийския геолог Просенджит Гош (Prosenjit Ghosh, 2003). Той потвърждава научно, че нарастващите нива на CO<sub>2</sub> се дължат на човешката активност като доказва експериментално, че



атмосферният CO<sub>2</sub> нараства от изкопаеми горива.

Следствие на растящото потребление на енергия учените започват да теоретизират иконометрически чрез пространствения модел на Дъбин (Dubin, 2003), като включват икономически растеж, потребление на енергия и емисии на CO<sub>2</sub> и изучават връзката и пространственото разпространение между ефектите на трите.

Трудно е да се открият пионерите в науката за връзката между потреблението на енергия и въглеродните емисии. Учени от всяка една страна изследват както регионалните, така и световните тенденции в нарастването на емисиите на ПГ и глобалното затопляне. Още повече, че науките за климата с икономическите науки формират новото научно течение, определяно като климатични политики, които включват направления като икономика, енергетика и екология.

Британският икономист и професор Дитер Хелм изследва в книгата си „The Carbon Crunch” защо развиващите се икономики увеличават дела на въглеродните си емисии, докато вече развитите успяват дори да прилагат успешно намаление. При висок БВП се показва по-лесно редуцирането на емисиите на ПГ, отколкото при нарастващ. Проф. Хелм защитава като основна теза, че въглеродният отпечатък би могъл да се намали чрез икономически методи. Един такъв е въглеродният данък или прилаганата в ЕС система за търговия с въглеродни емисии (ЕСТЕ). Чрез иконометричен математически модел проф. Хелм показва, че въглеродният данък е по-удачен вариант за прилагане като мярка, целяща емитентите да намалят нивата си на ПГ (Helm, 2015). Неговият модел е използван и за доказателствената част на авторската теза на настоящия дисертационен труд.

## **I. НАУЧЕН ПОДХОД КЪМ ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ. МОДЕЛИ ЗА ИЗЧИСЛЕНИЕТО ИМ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР**

### **1. ХАРАКТЕРИСТИКА НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ И ЕМИТЕНТИ НА CO<sub>2</sub>**

С нарастването на потреблението на първична енергия нарастват и глобалните средни температури. Енергийният сектор генерира най-много въглеродни емисии (Worldometer, 2016). Основното предизвикателство пред политиките за климата е преобразуването на производството на енергия от въглеродно интензивни към чисти

източници. Повишеното наличие на въглеродни емисии в атмосферата заради човешката дейност, води до промени в енергийния баланс на Земята.

Значението на енергийния отрасъл е водещо за стопанството и бита на хората. От състоянието му зависи развитието на останалите индустриални отрасли. Общото потребление на енергийни ресурси и потреблението по енергийни източници е сред индикаторите за измерване на БВП на глава от населението. По-развитите икономики потребяват по-големи енергийни ресурси. Това води до по-големи нива на CO<sub>2</sub> в атмосферата. Изводът е, че по-развита икономика генерира по-високи нива на въглеродни емисии. Така възниква дискусиата как да се намалят нивата на емисиите от CO<sub>2</sub>, без това да повлияе на икономическото развитие.

Използването на енергия отделя 75% CO<sub>2</sub> в атмосферата сред всички парникови газове. Затова и всички политики са насочени срещу трансформирането на енергийните източници на производство на енергия към такива с ниски или нулеви въглеродни емисии. Декарбонизацията, или процесът на намаляване на въглеродните емисии в атмосферата, е от ключово значение за постигането на целите в областта на климата. Концентрацията на CO<sub>2</sub> не е равномерна. Тя е обусловена от различията в числеността на населението, характеристиките на икономиките и енергийните им системи, бита и потреблението на суровини, ресурси и стоки, произведени с въглероден отпечатък. Приети са методологии на измерване на въглеродните емисии в зависимост от секторите, в които се емитират. Например в електроенергийния сектор се изчисляват на базата на количеството енергия (MWh, GWh) и отделените от производството нива на въглеродни емисии (g,t). Измерването на въглеродните емисии е важно, за да могат да се контролират нивата им, според целите за декарбонизация.

Основното предизвикателство е как да се задоволят нарастващите потребности на енергия, да се преодолеят препятствията във веригите на доставки и да се неутрализира въздействието на енергията върху климата. За тази цел са класифицирани енергийни източници, чийто добив и производство оставя въглероден отпечатък. Такива са въглеводородните изкопаеми като петрол, газ и въглища. Те служат като енергийни суровини в производството на постоянна енергия. Друг вид суровини, използвани за производство на енергия, са природните дадености като вятър, слънце и вода, които формират производството на възобновяема енергия. При произвеждането ѝ не се отделят въглеродни емисии. Делът ѝ в световен план все още е недостатъчен, за да задоволи потребностите от енергия. Във фокуса на мерките за декарбонизация са първичните енергийни източници, които произвеждат различни количества въглеродни емисии

според типа източник.

## 2. МОДЕЛИ ЗА ИЗЧИСЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ

За изчислението на емисиите на ПГ се използва величината емисионен фактор (EF). Той се определя според единица налична дейност (Clim'Foot, 2016). Според общовалидното определение, прието от IPCC, емисионният фактор е коефициент, който позволява да се преобразуват данните за дейността в емисии на парникови газове. Или това е средната скорост на емисии от даден източник спрямо единици дейност или процес. Мерните единици за изчисление са 1 кг парников газ от 1 KWh единица продукт (еквивалентно в 1 MWh/1 тон). Така EF е сумата от емисиите на CO<sub>2</sub>, генерирани от човешката дейност спрямо масовата единица CO<sub>2</sub> на емисионния източник. За съставянето на EF се използва набор от данни, който описва и определя количествено дейността, генерираща парников газ. Рамката на парниковите газове е определена институционално чрез „Протокола от Киото“. Всяка емисия парникови газове се преобразува в еквивалент CO<sub>2</sub>. Това става като се умножи количеството газ с еквивалента му на CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>eq). CO<sub>2</sub>eq е универсалната единица за измерване на емисиите парникови газове, която отразява различния им потенциал на глобално затопляне.

Основен индикатор на оценка на емисиите на парникови газове е прието „емисии на ПГ на човек от населението“. Той се изчислява като общите данни на емисиите на национално ниво се разделят на броя на постоянните жители на една страна. Показва какъв дял се потребява на единица от населението. За България показателят варира от 13 т. CO<sub>2</sub>eq през 1988 г. до 7 т. CO<sub>2</sub>eq за ЕС (ИАОС, 2019). В Канада този дял е около 15 т. CO<sub>2</sub>eq на глава от населението, главно заради високия жизнен стандарт по данни за 2019 г. Това ѝ отрежда 5-то място в света по този показател като задминава дори страни като Китай и САЩ като водещи емитенти на парникови газове (Hannah Ritchie, 2020).

Емисии на парниковите газове за единица на БВП показват количествата им, които се генерират при производството на единица на БВП. Емисиите на парникови газове са свързани пряко с икономическия растеж. С нарастването на икономическата активност расте и потреблението на енергия и природни ресурси. Намалението на тази зависимост е признак за устойчиво развитие. За изчисление на устойчивото развитие се преценява по параметрите на емисиите, според единица БВП. За България емисиите, получени при създаването на 1000 лв. БВП, намаляват значително от 2.45 т. CO<sub>2</sub>eq за 1999 г. до 0.49 т. през 2019 г. (ИАОС, 2019). В Канада този показател е 0.35 т. CO<sub>2</sub>eq за

1000 \$ БВП по данни на Световната банка за 2019 г. (Government of Canada, 2022).

Инвентаризацията на емисиите на ПГ се прави на национално ниво, като всички емитенти докладват количествата от дейностите на оторизирания държавен орган. Така събрани данните служат за измерител при формирането на стратегии и политики за намаляване на парниковите газове. В България за 2019 г. обемът им е близо 56 млн. т., от които над 42 млн. т. CO<sub>2</sub>, а в Канада 672 млрд. т. CO<sub>2</sub>e.

Според данните от Националната инвентаризация на парниковите газове на Република България, подавани в МАЕ, за производството на електроенергия индикативната стойност на EF е 0.819 тона на CO<sub>2</sub>eq за всеки произведен MWh (Bertoldi & Damian Bornás Cayuela, 2017). Нивата за въглеродна интензивност в електроенергийния сектор са два пъти над средните за ЕС. Емисионният фактор е водещ индикатор и за изчисляването на размера на разходите за закупуване на въглеродни квоти от пазара за търговия с емисии.

Водещ по емисии на CO<sub>2</sub> в България е енергийният сектор. Той е с ключова позиция за икономиката и е с над 70% от емисиите на парникови газове, а CO<sub>2</sub> е с най-голям дял от 96% в сектора. С най-голям дял са емисиите от горивни процеси за производство на енергия. Те съставляват около 62% от всички емисии в сектора (ИАОС, 2019).

### **3. ЕНЕРГИЕН МИКС**

България все още е на челни места в ЕС по въглеродна интензивност от енергийния сектор, където около 40% от произведената енергия е от въглища (ME, 2019). Те водят до повече образуване на CO<sub>2</sub> в сравнение, с което и да е друго изкопаемо. Въпреки подобрените екологични характеристики на ТЕЦ-овете в страната, те остават основният източник на замърсители в атмосферата. Производствените мощности в електроенергийния сектор на страната са както следва:

Фигура 1.



Източник: МЕ (2019)

На Фигура 1 също така е показан и енергийният микс на България. Под енергиен микс по първични източници от изкопаеми горива за транспортния сектор се отчитат доставките, които са основно вносни. Енергийният микс при петрола и природния газ дава по-голяма сигурност за нуждите на потреблението, отколкото вноса само от един доставчик. При електроенергийния сектор с дял от 55% в енергетиката, енергийният микс е в производството на енергия по източници. Заложен е в плановете на компаниите според производствените мощности на дадена страна и се утвърждава от енергийния регулатор. Двата сектора – по производство и потребление на първична енергия и електроенергия, са обект на политиките, свързани с климата. Програмите за развитието им са в посока декарбонизиране и постепенно извеждане на източниците в секторите, отговорни за емисиите CO<sub>2</sub>.

Производството на първична енергия в България осигурява около 62% от брутното вътрешно потребление на енергия. Структурата през последните години и при динамиката на потреблението, е сравнително еднаква, според примера от Таблица 1 (НСИ). При електроенергията се разчита основно на местни енергоносители (95%) и на вносни (5%) (МЕ, 2020). Електроенергийният сектор е с висока независимост от външни източници.

**Таблица 1. Дял на ВЕИ в общия енергиен баланс**

		2015	2016	2017	2018	2019
Производство на първична енергия	1000 тне	12 033	11 273	11 728	11 957	11 693
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	16 681	18 294	18 936	19 003	18 848
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9 389	9 518	9 742	9 750	9 699
Дял на възобновяемата енергия в брутно крайно потребление на енергия	%	18.3	18.8	18.7	20.6	21.6

*Източник: сборна справка на автора от база данни на НСИ*

Докато при първичната енергия търговското салдо износ – внос е отрицателно, то при електроенергията е винаги положително, т.е. страната произвежда повече отколкото консумира. Общият енергиен баланс е отрицателен при търговското салдо (НСИ, 2022). Въпреки това България е сред петте най-независими енергийно държави в ЕС. За периода 2000-2018 г. енергийната зависимост се понижава от 50 на почти 45% при среден показател за ЕС от 58% (Евростат, 2021). Енергийната зависимост е показател, указващ дела на енергията, необходима на икономиката, който трябва да се внесе. Като извод България е нетен вносител на енергия и нетен износител на електроенергия. Ограничаването на износа би намалило нивата на въглеродните емисии заради по-слабото производство, но би лишило от приходи държавния бюджет.

За разлика от България, производството на електроенергия в Канада емитира по-малко от 9 на 100 от въглеродните емисии. С основен дял е добивният енергиен сектор с водещ дял на петрола. Темпът на ръста на канадската икономика в последното десетилетие е с реален ръст на БВП от 26.5%. Над 10 на 100 от ръста е обусловен от развитието на индустрията. Това води до покачване на енергийното потребление с над 10% и увеличение на промишлените емисии с 4.7 на 100. Като цяло парниковите газове нарастват с 1/5 от темпа на икономическия растеж. Една от причините, поради които икономическият растеж и използването на индустриална енергия са по-бързи от

нарастването на емисиите на парникови газове е, че индустрията за производство, пренос и разпределение на електроенергия се измества от въглища към по-малко интензивни енергийни източници на парникови газове. Добивът на петрол и газ в Канада са с най-високи емисии на парникови газове за десетилетието от 2009 г. до 2019 г. с дял от близо 21% от общите емисии.

#### **4. ЕНЕРГИЙНИТЕ РЕСУРСИ И МЯСТОТО ИМ В ЕНЕРГИЙНИТЕ СИСТЕМИ**

Като дял от промишлеността, енергетиката обхваща добивните отрасли или добивът на енергийни източници. Тя включва и всички големи естествени и изкуствени системи за производство, преобразуване, разпределение и използване на енергийните ресурси от всички познати видове. Крайната цел е производството на енергия. Първичната природна енергия (съдържаща се в изкопаемите горива или възобновяемите енергийни източници) се преобразува във вторична (преобразуване или трансформиране на първичната), подходяща за използване от хората като електрическата и топлинната. Целият този процес от началната до крайната фаза е определян като енергийна система. Тя е система, предназначена за доставка на енергийни услуги на крайни потребители (Н.-М.Groscurth, 1995). Петият доклад за оценка на IPCC от 2014 г. определя енергийната система като система от „всички компоненти, свързани с производството, преобразуването, доставката и използването на енергия“ (IPCC, 2015). Всички системи се обединяват в цялостна (единна) енергийна система. Концепцията ѝ се развива според технологиите и практики и регулациите в сектора. Цялостната енергийна система е обект на енергийната политика, отговаряща за развитието на енергетиката. Тя, от своя страна, е залегнала в основите на съвременните икономики, наред с труда и капитала.

Енергийната система на България се състои от следните елементи:

- Въглища/въглищни електроцентрали – по добив първичен енергиен ресурс и производство на вторична енергия, отрасълът е водещ за страната. Местният добив на въглища осигурява независимостта ѝ от внос. Като се има предвид, че въглищната електроенергетика е с водещ дял от енергийния микс, местният добив и производство е значим за нормалното функциониране на енергийната система. С оглед на политиките за декарбонизация, въглищата като основен емитент на CO<sub>2</sub>, трябва постепенно да отпаднат от енергийния микс и да бъдат заменени с нискоемисионно производство. В България са обособени 3 въглищни региона с

местни ТЕЦ. Най-значим от тях е промишленият комплекс „Мини Марица-изток“. На територията на комплекса се извършват три от основните четири дейности от веригата на една енергийна система – добив, преобразуване и производство на крайна енергия. Комплексът е най-големият на Балканите и осигурява над 1/3 от производството на електроенергия в страната.

- Природен газ – за разлика от въглищата България е изцяло зависима от вноса на газ. Под 1% е собствен добив. Годишното потребление на природен газ възлиза между 3 млрд. и 3.5 млрд. т. Като част от енергийния микс заема нисък дял с 14% спрямо 25% средно за ЕС. Основните дейности, в които се използва, са транспорта, промишлеността, производството на топлоенергия и в много малка част в електроенергията при топлофикациите с когенерация. Едва около 100 хил. или 3% от домакинствата са газифицирани. Ролята му в процеса на декарбонизация е на „преходно гориво“, т.е. припознава се от ЕК като временна енергийна суровина, заради по-ниските емисии на CO<sub>2</sub> от тези при въглищата и петрола, но все пак по-високи от тези при ВЕИ. Природният газ ще се използва в европейската таксономия докато се развие инфраструктурата на ВЕИ. Тъй като няма добив на територията на България, единственото значимо предприятие е държавното Булгаргаз. Неговата роля е да осигурява внос на количества според вътрешното потребление. Основен източник е Русия. След началото на войната в Украйна от февруари 2022 г., транзитът на природен газ за България беше спрял от руска страна. Случаят е показателен за силната външна зависимост и за геополитическите рискове, които съпътстват доставките му.
- Атомна енергия – с развити традиции в България, една от 31-на страни с ядрени реактори. Към 2023 г. два работещи блока на площадката на АЕЦ Козлодуй осигуряват над 1/3 от националното производство на електроенергия. Заради изтичащата годност на реакторите в края на 30-те години на XXI в., националните власти обмислят замяната им с нови мощности – VII и VIII блок на атомната площадка в Козлодуй. Атомната енергия е заложена в националните планове за декарбонизация (ИНПЕК 2021-2030 г., 2020), заради ниско емисионната електроенергия. Заедно с „Мини Марица-изток“, АЕЦ Козлодуй е елемент от националната сигурност и гарантира постоянна енергия. Подобно на природния газ се счита от ЕК за преходна енергия. След началото на войната в Украйна, заради проблеми с доставките на газ от руска страна и енергийната криза,



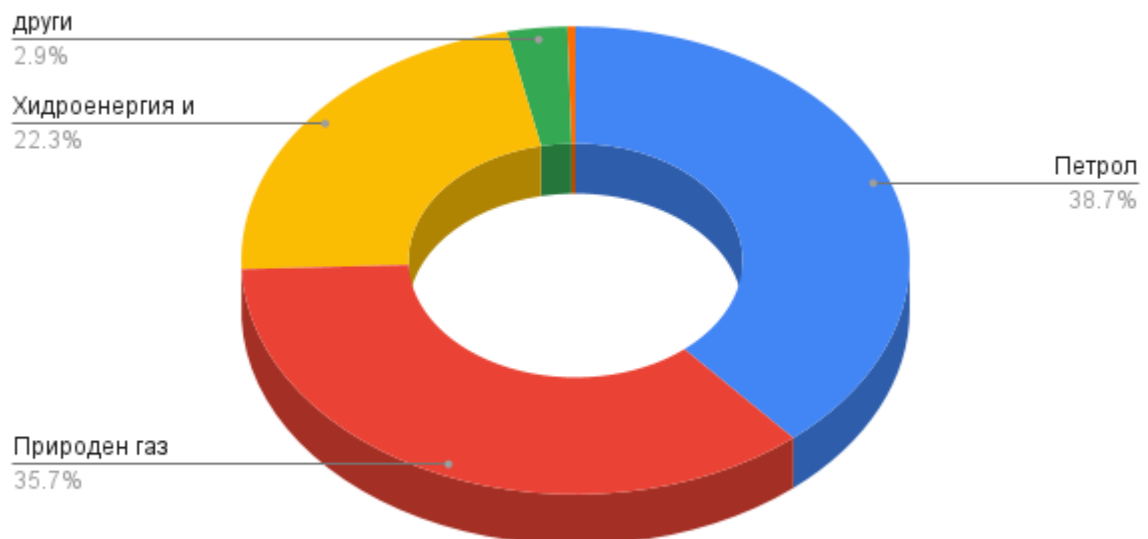
породена от недостатъчното предлагане на енергия, в ЕС се води дискусия дали атомната енергия да бъде призната за „зелен енергиен източник“ или не. Аргументите в полза на първото са ниските нива на въглеродни емисии от производствения процес, в сравнение с тези от въглеводородните изкопаеми. Против са основно аргументите заради високата опасност от ядрени инциденти и теч на радиация.

- ВЕИ - в България се развиват ускорено през второто десетилетие на XXI в. Заради плановите на ЕС за увеличаване на дела на възобновяема енергия в енергийния микс започва ускореното им внедряване в електроенергийната система. В края на 2020 г. дялът им е около 23.32% от брутното крайно потребление (НСИ, 2020), което надхвърля заложените цели от 20% за периода. Държавните стимули за инвеститорите и преференциалните изкупни цени водят до икономически подем на сектора, който след спирането им е в застой. Липсата на интегриран план води до неравномерното им териториално разпределение. С най-голям дял на ВЕИ е южната част на страната, където са съсредоточени основната част от фотоволтаичните централи. Те са и с най-голям дял от общия брой и мощности на възобновяемите източници. С голям потенциал е вятърната енергия. Тя е концентрирана основно в североизточната част на страната с няколко вятърни парка до черноморското крайбрежие. С неоползотворен потенциал е геотермалната енергия, като инвестициите в нея са незначителни. Над 200 малки ВЕЦ има на територията на България, които са предимно частни. Държавните ВЕЦ са по-големи и са построени преди политическите промени през 1989 г. ПАВЕЦ са 3 на брой. Сред тях ПАВЕЦ Чаира е най-голямата в Югоизточна Европа. Общият дял на ВЕЦ сред ВЕИ възлиза на близо 62% за 2021 г. Заради хидроложки промени този дял варира в годините с отклонения на порядъка от 10-15%. Биомасата е с дял от 3.2% през 2021 г. от общия дял на ВЕИ, като не представлява интерес за инвеститорите. За сравнение дялът ѝ в ЕС сред ВЕИ е близо 60%. Очакванията и прогнозите към ВЕИ сектора в България са за ръст на дела им в енергийния микс. Причините за това са свързани основно с изпълнението на климатичните цели в плана на ЕС за въглеродна неутралност. Основният им недостатък е технологичен, заради непостоянството на природния ресурс, който ги захранва, както и невъзможността на този етап за достатъчно съхранение на произведената енергия.

- Петрол - както при природния газ, така и при петрола България е изцяло зависима от вноса на суровината. Подобно и при газа, в електроенергийния сектор употребата му е още по-ограничена. Използва се основно от дизелови агрегати и малки резервни електроенергийни системи. Основният потребител е транспортния сектор. Годишното потребление възлиза средно на 4.5 млн. т. нефтен еквивалент като от тях собствен добив са около 25 хил. т. (~ 1%). Русия е основен доставчик на суров петрол, който се преработва от рафинерията край Бургас „ЛУКОЙЛ Нефтохим“, която е източник на парникови газове в региона като често е глобявана от регионалните надзорни органи за превишаването на допустимите им норми. Половината от преработения петрол и продуктите от него се изнасят като рафинирани. Ролята на петрола в процеса на декарбонизация все още не е в посока на отказ, както при въглищата – процес, който ще започне след преходния период заради забраната за производство на двигатели с вътрешно горене в транспорта след 2035 г. за страните от ЕС.

Енергийният микс при първичната енергия на Канада е разнообразен въпреки огромното наличие на петрол и газ. Комбинацията от различни енергийни източници е показана на *фигура 2* (CAPP, 2019).

**Фигура 2. Първични енергийни ресурси на Канада (2019)**



Източник: CAPP (2019)

Заради федерализацията на териториите и огромната площ, както и несъразмерно разпределеното население, енергийният микс се различава за всяка една от провинциите. Докато в Онтарио преобладава дялът на хидро и ядрената енергия, в Албърта и Саскачеван доминират са изкопаемите там петрол и природен газ. Същото важи и при електроенергийния микс. За разлика от България, въглищата заемат едва 7% в дела, а хидроенергията над 60%. В електроенергийния сектор Канада е на път да постигне въглеродна неутралност съвсем скоро, но постигането на такава при първичната енергия е от важност за крайния резултат.

В обобщение от първа глава основните изводи са следните:

- глобалното затопляне се дължи на повишеното ниво на парникови газове с антропогенен характер (следствие на индустриализацията)
- осъзнава се като проблем на политическо ниво; научната дискусия е налице и е припозната на по-късен етап (в средата на 90-те год. на XX в.), като се очертават и първите институционални ангажименти за намаляване на парниковите емисии, за да се върне темпа на покачване на глобалната температура до нива, които няма да влияят на промените в климата
- основен източник на генерирането на ПГ е енергийният сектор, с водещ дял на въглеродните емисии сред ПГ
- методите за измерване на нивата на CO<sub>2</sub> в атмосферата се определят от енергоизточника; ЕФ единицата за измерване на нивата на CO<sub>2</sub>, въз основа на който се изготвя инвентаризационен доклад за всеки енергоизточник (*бел. основен индикатор при търговията с въглеродни емисии, вж. II глава, 2.2*)
- в България електроенергийният сектор е водещ в нивата на емитиране на парникови емисии в атмосферата докато в Канада е добивният сектор на изкопаеми горива, също разглеждан като част от енергийния сектор. И в двете страни нивата на емисии на единица на БВП са на сходни нива, т.е. икономиките са енергоинтензивни. Нивата на въглеродни емисии на глава от населението също са на високи нива, над средните за развитите страни
- От анализа на енергийната система става ясно, че въглищните електроцентрали са основен емитент на CO<sub>2</sub>, а ВЕИ са ниско или беземисионни, но с най-малък дял сред основните енергоизточници
- Ценообразуването в енергийния микс показва по-ниски производствени

## **II. МЕРКИ ЗА НАМАЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ**

### **1. МЕЖДУНАРОДНИ ПОЛИТИКИ ЗА НАМАЛЯВАНЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ**

След като глобалното затопляне е припознато като световен проблем започва формирането на политики за намаляване на ефекта му. Първият официален документ за политическа ангажираност е “Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата” от 1992 г. (UNFCCC). „Протоколът от Киото“ от 1997 г. представлява разширение на Рамковата конвенция. Документът е международно споразумение за контрол над глобалното затопляне (UNFCCC, 1997). Подписалите го държави се ангажират да намалят емисиите си на парникови газове. Влиза в сила от 2005 г. и е първото международно споразумение за опазване на околната среда. Документът въвежда международната търговия с квоти за вредни емисии, основана на пазарен принцип за регулирането им. Целта е в периода 2008 – 2012 г. изхвърлянето на деветте водещи ПГ да бъде занижено с 5.2%, в сравнение с нивата им от 1990 г. „Протоколът от Киото“ обаче не задължава всяка подписала го страна да свие емисиите си с този процент, а определя даден процент от емисии за всяка страна според икономическата ѝ структура. България е подписала Протокола и се ангажира да намали количеството вредни емисии с 8%, колкото е целта на ЕС. Към края на 2012 г. целите са преизпълнени (ИАОС, 2020). Това обаче се дължи не на мерки за намаляването им, а заради промяна на стопанската конюнктура след политическите промени през 1990 г. и преминаването към отворена пазарна икономика. Като следствие голям дял от парниковите газове, генерирани от тежката промишленост, по-ниската производителност и пр., водят до естествения им спад.

Целта за Канада е спад на емисиите на парникови газове с 6% спрямо нивата от 1990 г. в периода 2008 – 2012 г. (Hrvatín, 2016). Страната се проваля като не само, че не намалява емисиите си, а ги увеличава с 30%. В резултат правителството оттегля Канада от „Протокола от Киото“ през 2011 г. и се връща отново през 2016 г. с по-амбициозни цели.

„Парижкото споразумение“ от 2015 г. залага по-драстични цели, а няколко години по-късно „Пактът от Глазгоу“ въвежда вече времеви хоризонт 2030 г. За пръв път

официално лидерите на страните по Пакта постигат съгласие за ограничаването на добива и потреблението на изкопаемите горива като петрол и въглища.

В последващ етап на международните политики по декарбонизация България като страна-член на ЕС приема да изпълни общите цели за намаляване на емисиите с най-малко 55% до 2030 г. спрямо нивата им от 1990 г. Стратегията на ЕС „Европейски зелен пакт“ за климатична неутралност от 2021 г. добива термина „зелена сделка“ на ЕС. Европейският зелен пакт превръща Общността в лидер по политиките, предприети за опазване на климата, независимо дали такива се прилагат в други страни.

След рязък политически обрат в Канада, страната приема да изпълни „Парижкото споразумение“ и да намали нивата на емисиите си с 30% до 2030 г. спрямо 2005 г. По време на срещата на COP26 в Глазгоу декларира, че този дял не е достатъчен за целите на декарбонизация и завишава целите на 40-45% (Richards, 2021).

## 2. БЪЛГАРИЯ КАТО ЧАСТ ОТ ЕВРОПЕЙСКИЯ ЗЕЛЕН ПАКТ И СИСТЕМАТА ЗА ТЪРГОВИЯ С ЕМИСИИ НА ЕС

„Европейският зелен пакт“ е основната стратегия, от която България се води в изпълнението на ангажиментите си за климатична неутралност. Заложените цели са посочени и в споразумението от Глазгоу. Същността на Пакта е ЕС да стане първият неутрален по отношение на климата континент до 2050 г. Основните инструменти за постигането на целта важат за всичките 27 страни-членки. Пакетът от законодателни мерки от ЕК озаглавяват „Подготвени за цел 55“ (*на англ. Fit for 55*). Сектор енергетика е водещ емитент на парникови газове в ЕС. Производството и използването на енергия генерира повече от 75% от емисиите на ПГ. Декарбонизацията или процесът на намаляване на въглеродните емисии в атмосферата, е от ключово значение за постигането на целите в областта на климата. Декарбонизацията е и в основата на дългосрочната стратегия за климатична неутралност на ЕС до 2050 г. От ЕК определят част от периода към въглеродна неутралност като преходен. Процесът изисква времеви период докато икономиките заменят емисионните енергийни източници с по-нискоемисионни или изцяло беземисионни. Това означава структурна промяна на премахване на въглерода от производството на енергия.

Започналата военна инвазия на Русия в Украйна довежда до преосмисляне на целите, заложен в Зеления пакт на ЕС. Проблемите в доставките на енергийни ресурси засягат най-пряко газовите доставки от Русия за ЕС. България е една от първите страни, на които Русия спира доставките на природен газ. Ситуацията показва силна зависимост

на страните от ЕС от руските доставки на изкопаеми горива. Заради недостигът на природен газ в първите месеци след войната и високите му цени като резултат, ЕК обявява в отговор по-амбициозния план REPowerEU за повишаване на възобновяемата енергия в енергийния микс. Производството на чиста енергия придобива нови цели за страните-членки, сред които и България. Поставена е нова цел за увеличаване на ВЕИ в енергийния микс до 45%, т.е. с 5% повече от последната заложена цел в Европейския зелен пакт.

Промени настъпват и в т.н. Европейска система за търговия с емисии (ЕСТЕ). Тя продължава да е водещият механизъм за намаляване на парниковите газове в ЕС. Въведена с „Протокола от Киото“ през 2005 г., системата представлява борсово търгуване на тон CO<sub>2</sub> (квота). Целта е производителите с високи нива на CO<sub>2</sub> да заплащат за емитирането им. По този начин ще бъдат стимулирани да преминат към по-ниско емисионни енергийни източници. Финансовите постъпления от продажбите на квоти се използват за финансиране на декарбонизацията в ЕС. От 2021 г. системата се реформира драстично. Новите мерки са съобразени с постигането на целите по декарбонизацията до 2030 г. Постепенно безплатните квоти за икономически уязвимите сектори ще отпаднат, резервът за стабилност намален, като в търговията ще бъдат включени и нови сектори.

България се включва в ЕСТЕ през последната година на първия етап на системата след приемането на страната в ЕС от 2007 г. Включени са 130 предприятия и 4 авиационни оператори (ИАОС, 2021). Съгласно регламента предприятията, генериращи CO<sub>2</sub> в производствената си дейност, трябва да плащат за количествата им. Първоначално всяко едно получава безплатни квоти (1 квота е еквивалент на 1 тон емисии от CO<sub>2</sub>), а при надхвърлянето им купува чрез търг допълнителни квоти. Към 2020 г. безплатното разпределяне на квоти представлява 40% от общия брой налични.

Съгласно оценката на ЕК, въпреки напредъка от 1990 г. насам по намаляването на емисиите на ПГ, България е икономиката с най-интензивни парникови газове, а въглицата продължават да са основен източник на енергия (ЕР, 2021). Съотношението на емисиите на ПГ към БВП остава най-високото в Европа. Поддържаният икономически растеж от над 3% на БВП годишно след 2015 г. и несъществения спад на емисиите, изискват допълнителни мерки за разделяне на ръста от емисиите, така че политиката да е устойчива. Като положителна е отчетена политическата заявка за намаляване на въглеродния интензитет на икономиката чрез енергийна трансформация, увеличаване на производството на енергия от възобновяеми източници и подобряване на енергийната ефективност.

### 3. ИНСТИТУЦИОНАЛНИ МЕРКИ ЗА НАМАЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ

Сред правителствените мерки към 2023 г. в процес на изпълнение е Интегрираният план в областта на енергетиката и климата на Р България (ИНПЕК). След като последната национална енергийна стратегия изтича през 2020 г., към 2023 г. страната няма актуализирана такава. ИНПЕК е с хоризонт до 2050 г. и е следствие на Европейския зелен пакт. Документът е критикуван от ЕК заради липсата на конкретни мерки за изпълняване на целите за декарбонизация.

В становището си по ИНПЕК от ЕК отчитат, че в плана има съществени пропуски в информацията и данните (ЕК, 2020). В частта за декарбонизация, базирана на ВЕИ, от шест препоръки напълно отразени са две.

Критиките на ЕК са насочени към липсата на план за постепенното извеждане на въглищата от употреба в енергийния микс. Друг критичен момент е липсата на план за ограничаване на емисиите извън енергийния и транспортния сектор, като например енергийната ефективност и други сектори, извън обсега на ЕСТЕ.

Съгласно ИНПЕК се очаква крайното брутно потребление да нараства плавно в периода до 2030 г. като средния темп на нарастване в периода до 2025 г. е с около 0.75% на година и с 0.4% след 2025 г., показано на *таблица 2* (ЕК, 2022).

**Таблица 2. Среден темп на нарастване на крайното брутно потребление на електроенергия**

Сценарий ИНПЕК [GWh]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Брутно крайно потребление на електроенергия в страната	41,16	41,48	41,8	42,12	42,29	42,47	42,64	42,81	42,97

*Източник: по обобщени данни от ИНПЕК (2022)*

С оглед на сценария следва производството на електроенергия да отговаря на търсенето ѝ. Трябва да се отчетат два основни фактора:

- задоволяване на вътрешното потребление чрез енергийни ресурси, съгласно приетите на европейско ниво източници в съответствие с политиките на ЕС за опазване на климата и декарбонизация
- запазване на нетния износ на електроенергия, който води до финансови постъпления в електроенергийния сектор и осигуряване на ресурс за инвестиране в техническото подобрение, капацитет и иновации на електроенергийната система

Очакваното увеличаване на брутно крайно потребление на електроенергия не предполага свиване на мощности, каквото би било затварянето на въглищните електроцентрали, а адекватната им замяна с аналогични мощности, съобразени технологично с целите за декарбонизация.

Националният план за възстановяване и устойчивост е най-актуалният политически документ към началото на 2023 г. за целите по декарбонизация на България. След пет неodobreni плана от ЕК, окончателният предвижда нови заложенi цели като най-важният е ускорено намаляване на дела на въглеродните емисии от производството на електроенергия. Срокът за постигането им до края на 2025 г., спад с 40% спрямо нивата им от 2019 г., когато са възлизали на 42.2 млн. т. (ИАОС, 2021). Т.е. до 30 юни 2026 г. България трябва да намали въглеродните емисии с 16.9 млн. т. Планира се това да залегне в Закона за ограничаване на изменението на климата (Министерство на иновациите и растежа, 2022). Обект на държавната политика са въглищните електроцентрали като най-голям емитент на парникови емисии. Предвид, че ЕФ за производството на 1 MWh е 1.2 за Маришкия басейн, то 40% по-малко емисии се равнява на 50% по-малко произведена електроенергия от въглищните електроцентрали. НПВУ не обхваща в реформата всичките електроцентрали, работещи на въглища. Не се посочва кои мощности трябва да бъдат затворени. Крайното решение ще е със закон на Народното събрание през 2023 г., е посочено в главата „Справедлив преход“. Комисията по енергиен преход към НПВУ е набелязала основни мерки (МЕ, 2023), а именно:

- Увеличаване на капацитета на ВЕИ в България с поне 3500 MW допълнителни мощности, предимно вятър и слънце до 2026 г. Това трябва да бъде постигнато чрез набор от амбициозни реформи за увеличаване на производството на енергия от ВЕИ и инвестиции в подкрепа на разгръщането на поне 1425 MW от този капацитет от ВЕИ, със съвместно разположени поне 350 MW системи за съхранение на енергия



- Създаване на национална инфраструктура за съхранение на електроенергия на мрежово ниво от 6000 MWh използваем енергиен капацитет. Съоръженията се състоят от батерии, инвертори, трансформатори, силова електроника/интелигентни електронни устройства и автоматизация на управлението
- Подкрепа за въвеждане на пилотни проекти за производство на зелен водород и биогаз, включително инсталирането на най-малко 55 MW електролизери и съоръжения за биогаз с мощност най-малко 9 MW. Включени са също реформи и инвестиции в областта на енергийната ефективност, а именно подкрепа за обновяване на сградния фонд с цел намаляване на потреблението на първична енергия средно с поне 30 % на най-малко 5 млн. кв. м. площ
- Подкрепа за най-малко 10 000 домакинства за закупуване на нови "най-добри в класа" слънчеви системи за битова гореща вода и фотоволтаични системи с мощност до 10 kWp, за да се увеличи дялът на възобновяемата енергия в крайното потребление на енергия от домакинствата.
- Подкрепа за дигитализацията и увеличаване на капацитета на електропреносната мрежа за интегриране на до 4 500 MW нови мощности от ВЕИ, като същевременно се увеличи капацитетът на междусистемните връзки с 1 200 MW.

Решението на 48-то Народно събрание, с което се задължава правителството да предоговори удължаване на сроковете за запазване на мощностите от въглищните електроцентрали до 2038 г., е в противоречие с приетото в НПВУ крайно решение за затварянето им до началото на 2026 г.

Заложените индикативни цели са при сценарий за постигане на намаление на въглеродните емисии от електроенергийния сектор с 40% до 2026 г. спрямо нивата им от 2019 г.

Канада започва инвентаризация на емисиите си на ПГ през 1994 г. след като приема UNFCCC. Първият национален план за климата на Канада е Панканадската рамка за чист растеж и изменение на климата (PCF). Приет е през 2016 г. (без провинция Саскачеван, която декларира, че ще изпълнява свои мерки за целите), включва над 50 мерки за намаляване на емисиите и въвежда въглеродния данък. Той е водещ за националния план. Счита се, че ценообразуването на въглеродните емисии ще насърчи иновациите в частния сектор да търсят ефективни начини за повишаване на ефективността си чрез по-малко замърсяване с парникови газове. В канадския план се отчитат и финансовите загуби,

които страната ще търпи ако не предприеме действия за намаляване на парниковите газове. Между 21 и 43 млрд. С\$ годишно (*бел.* между 2 и 5% от годишния БВП) до 2050 г. ще струват на федералното правителство последиците от изменението на климата в страната. Въз основа на мерките в РСФ, емисиите на ПГ трябва да бъдат сведени до 2030 г. на 532 Mt.

Ценообразуването на въглеродните емисии е широко признато като един от най-ефективните подходи за намаляване на въглеродните емисии. Чрез РСФ мярката се въвежда в канадските провинции. Всяка от тях определя облагането според спецификите на икономиката си, степента на замърсяване, социалната тежест и поставените цели за редуциране. В Британска Колумбия е въведен въглероден данък. Той обхваща производствения сектор, където всеки метричен тон се облага с 50 С\$ от средата на 2022 г. Към горивата е наложен данък от 6.75 цента за всеки литър, а с постъпленията от него се финансират проекти в зелен транспорт. В Албърта, която е лидер по добив и производство на суров петрол в страната, системата за таксуване е хибридна. Тя съчетава фиксиран данък за всеки тон емисии със система, базирана за големите промишлени емитенти в нефтодобивния сектор. Домакинствата, които заплащат данъка, според консумираната енергия, получават част от платения данък обратно под формата на годишна данъчна отстъпка. За четиричленно домакинство годишната отстъпка е средно 1079 С\$. Промените на федерално ниво предвиждат драстично увеличение на таксата на 65С\$ от 2023 г. и 13 цента на литър гориво. В провинциите Квебек и Онтарио е въведена система за ограничение на максимално допустими норми, а надвишаването им се търгува на пазарен принцип. Системата наподобява ЕСТЕ.

Облагането на домакинствата в Канада е революционна стъпка в сравнение с мерките в ЕС, където подобно действие се планира от 2025 г. В този аспект Канада може да послужи за пример на добре действаща система за ценообразуване на въглеродните емисии извън рамките на промишления сектор.

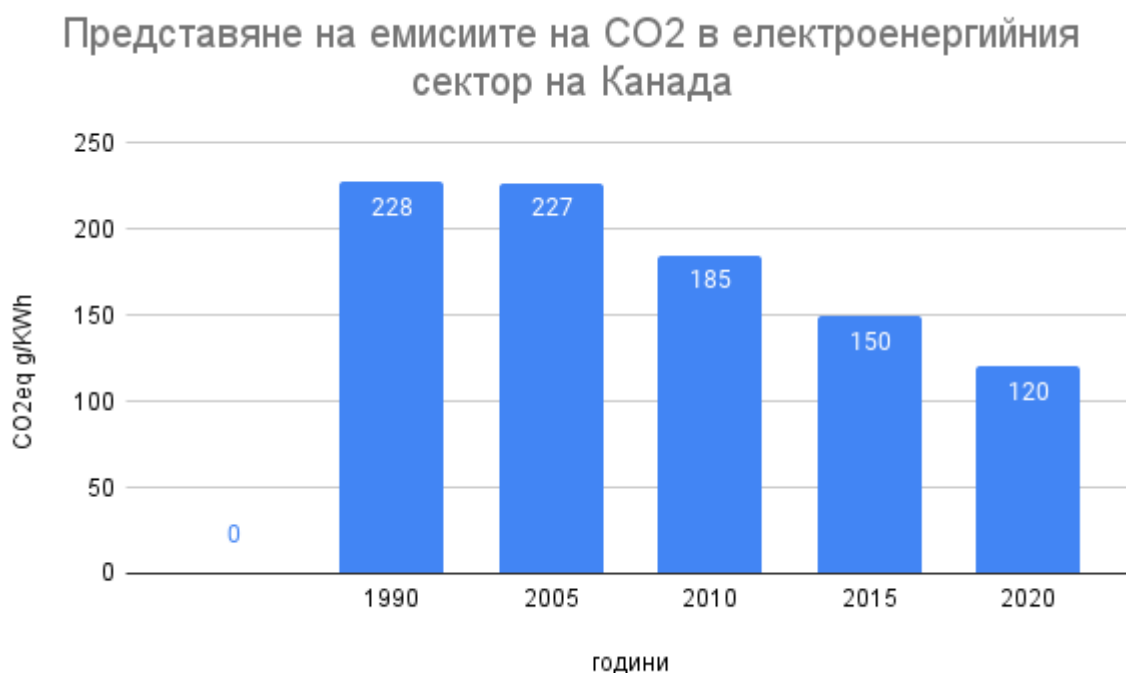
Общата рамка на облагане на федерално ниво започва с 10\$ на тон CO<sub>2</sub>eq от 2018 г., като с всяка година се увеличава двойно и през 2022 г. достига 50\$. Провинциите с ограничения и търговия на емисиите трябва да постигнат с вътрешни мерки крайната национална цел до 2030 г. Ако до края на 2022 г. не са показали добри резултати в тази насока, ще трябва да въведат по-строги догонващи регулации. Приходите от въглеродния данък остават в юрисдикцията на всяка провинция и тя може да се разпорежда с тях, според нуждите си. Цялостният подход се разглежда на 5-годишен период, който изтича

в края на 2022 г. Прегледът на резултатите от действията определя следващи мерки според постигнатите резултати.

Целенасочените действия за намаляване на емисиите на ПГ от другите сектори извън енергийния, е от решаващо значение за постигане на целите на Канада към нисковъглеродна икономика. Намаляването ще се отрази сумарно от общото количество ПГ, като тези от изкопаемите горива намаляват с по-бавен интензитет, заради редица предпоставки за по-високите нива на емитиране от тях.

Електроенергийният сектор, както във всичките провинции, така и на национално ниво, е намалил емисиите си с около 50% към 2020 г. спрямо 1990 г. и 2005 г., когато и в двете отправни години нивата са идентични, показано на *фигура 3* (CER, 2022).

**Фигура 3.**



*Източник: CER (2022)*

От тенденцията става ясно, че електроенергийният сектор може да постигне неутрални емисии към 2050 г., но проблемите с високите нива на емисии ще продължат да се дължат на нефтодобивния сектор, така както в България на въглищната енергетика. Подобно на петрола, не малка част от електроенергията, произвеждана в Канада се изнася за САЩ. Докато при петрола и петролните продукти износът спрямо добива е около 90%, при електроенергията този дял е 10% (632 TWh произведени и 67 TWh износ).

В обобщение на II глава могат да се открият следните аспекти:

- България и Канада са приели международните ангажименти за намаляване на въглеродните емисии в националните законодателства. За Канада този процес започва 20 години по-късно, след процесите в България, като въпреки това страната е привела в националното си законодателство планове и стратегии за изпълнението на целите. Крайната цел за двете страни е нулеви нетни парникови емисии до 2050 г.
- В България привеждането на международните ангажименти за въглеродна неутралност, произтичащи основно от членството ѝ в ЕС, е „двоен процес“, тъй като трябва да залегнат и в националното законодателство. В Канада този процес е по-опростен. Страната е приела доброволно свои цели и набелязва свои мерки в тази насока като се придържа към условията в международните споразумения от срещите на COP
- Политическите ангажименти и национални програми в България не са довели до спад на емисиите на CO<sub>2</sub>, като този спад се дължи по-скоро на реструктурирането на икономиката след 1990 г., докато характерът на канадската икономика не е свил индустриализацията и остава водещ сектор на ПГ
- Първоначалните институционални мерки в България не формулират ясни цели, а по-скоро пожелателни като тези в ИНПЕК, например. А именно: задоволяване на вътрешното потребление чрез енергийни ресурси, съгласно приетите на европейско ниво източници в съответствие с политиките на ЕС за опазване на климата и декарбонизация и запазване на нетния износ на електроенергия, който води до финансови постъпления в електроенергийния сектор и осигуряване на ресурс за инвестиране в техническото подобрене, капацитет и иновации на електроенергийната система. Едва след приетите цели за процентно намаление на емисиите на ПГ спрямо базова година, такива са заложили и от българските власти
- Актуалният план, към който се придържа България е НПУ, съобразен с целите на ЕС „Fit for 55” и RePowerEU. Заложени са по-кратки срокове за изпълнение на целите за спад на въглеродните емисии, но конкретните ангажименти са спорни за постигането им
- ЕСТЕ е водещият финансов механизъм, който насърчава емитентите да намалят емисиите си, като това компенсира разходите по тях и осигурява финансов ресурс за инвестиции в нискоемисионни източници, на които се разчита за „зеления преход“. Въпреки това смесеният ѝ характер, с елементи на свободен и регулиран

пазар, има своите несъвършенства, а разпределението на приходите от ЕСТЕ не се извършва по определени параметри

- Канадската система за таксуване на въглеродните емисии чрез въглероден данък отчита предимства като предвидимост и по-точно планиране на разходите за бизнеса, за държавните финанси и за гражданите. Има социален елемент, тъй като част от средствата от данъчните постъпления се връщат към икономиката с цел да насърчат инвестициите в зелена енергия. Последното обаче е спорно, тъй като няма разписани механизми. Идеята е като тази на ЕСТЕ – спестяване от разходи за екологични данъци чрез нови „зелени“ технологии. В тази връзка канадският план за декарбонизация разчита силно на научния развой, докато този елемент в България липсва и се придържа само към настоящите налични технологии за процеса

### **III. МОДЕЛИ ЗА НАМАЛЕНИЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ В БЪЛГАРИЯ И КАНАДА. СРАВНИТЕЛЕН АНАЛИЗ НА ПРИЛОЖЕНИЯТА ИМ**

#### **1. РАСТЯЩИТЕ ЦЕНИ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ КВОТИ КАТО НАТИСК ЗА ОТКАЗ ОТ ВЪГЛИЩНАТА ЕНЕРГЕТИКА**

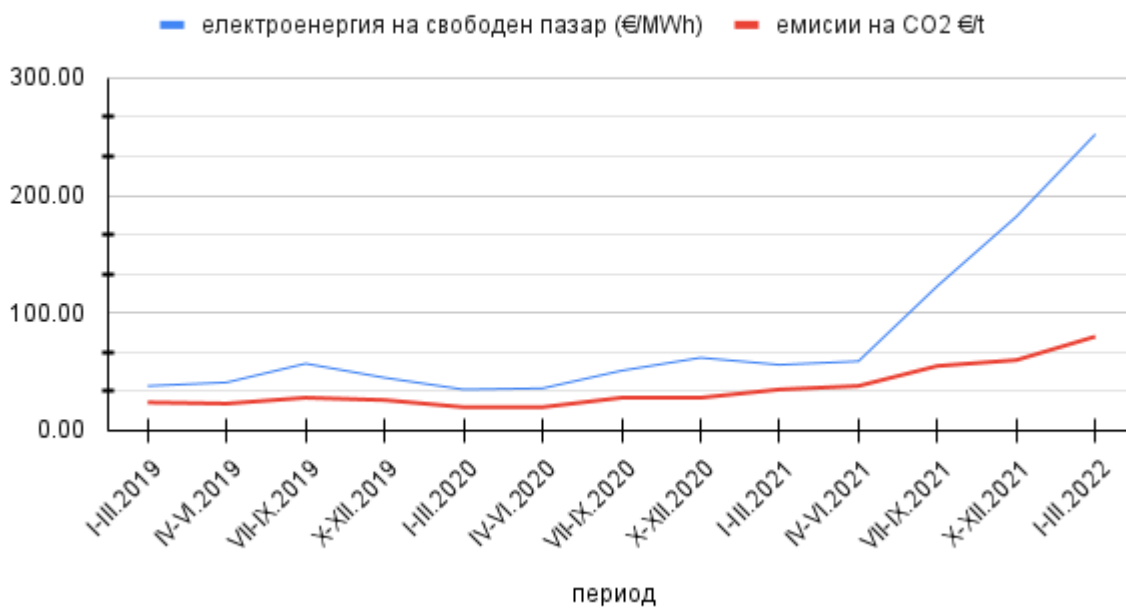
Изхождайки от нивата на въглеродните емисии от двете системи за ценообразуване на въглеродните емисии – ЕСТЕ в България и въглероден данък в Канада, могат да се очертаят силни и слаби страни и за двете.

Намалението на въглеродните емисии от енергийния сектор е съсредоточено на първо място върху електроенергийната система като най-голям емитент. За първите 9 месеца на 2021 г. България е емитирала 14 млн. т. CO<sub>2</sub>, като 13.1 млн. т. от тях са от изгарянето на въглища (Moore, 2022). В този контекст увеличаването на цената на въглеродните емисии, заплащани от въглищните електроцентрали, ще се калкулира в крайната цена на произведената от тях електроенергия. Това ще ги лиши от конкурентоспособност за свободния пазар в страната според икономическата логика. Така постепенно електроенергията от въглища ще стане по-скъпа отколкото тази, произведена от останалите източници и търсенето ѝ ще намалява. За производството на 1 MWh електроенергия от трите ТЕЦ в Маришкия басейн се отделят средно по 1.3 т. емисии CO<sub>2</sub>eq. От 2021 г. преобладаващата предлагана електроенергията от

предприятието е на свободния пазар (ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2, 2022). В резултат и на растящите цени на електроенергията на европейските пазари от лятото на 2019 г. насам производствените разходи и тези по емисиите са по-ниски от приходите на реализираната продукция на пазара на електроенергия. В следствие се стига до свръхпечалба през 2022 г. Така цените на емисиите на CO<sub>2</sub> вече са под стойността на производствените разходи и кривите на цената спрямо въглеродните емисии и на електроенергията губят пресечната си точка. По този начин повишаването на цената на квотите на емисиите вече няма ефект заради по-високите електроенергийни цени, показани на *графика 1* (БНЕБ), което е в ущърб с философията на ЕСТЕ и отдалечава изпълнението на зелените цели.

*Графика 1.*

### Цени на електроенергия на свободен пазар/емисии на CO<sub>2</sub>



*Източник: по авторски изчисления от БНЕБ, Евростат*

За да се стигне до ситуация при, която цената на въглеродните емисии е по-висока от тази на произведената електроенергия, е необходимо повишено търсене на емисии и по-слабо търсене на електроенергия. В случаите, в които пазарните принципи не дават очаквания ефект, се въвеждат регулации. Такъв пример е ЕСТЕ, която от пазарна, в началото на действието си, система започва да се преобразува в хибриден тип. Например, следващият период на реформа на схемата, който ще регулира доставчиците на горива след 2025 г. Административното намаляване на безплатните квоти и увеличаването на

горната граница на целта за намаляване на въглеродните емисии, също може да се разглежда като регулация. Поддържането на определени нива на емисии с цел постигане на конкретни цели, също така може да се разгледа като регулация.

## **2. СРАВНИТЕЛЕН АНАЛИЗ НА МОДЕЛА НА ЦЕНООБРАЗУВАНЕ НА ВЪГЛЕРОДНИТЕ ЕМИСИИ НА БЪЛГАРИЯ И КАНАДА**

На този етап регулациите върху ЕСТЕ не оказват въздействие върху производството в ЕС (OECD, 2018). Може да се каже, че ЕСТЕ отговаря на условията за регулиран пазар. От друга страна, борсовото търгуване на квоти дава достъп на участници до пазара, които могат да спекулират. ЕСТЕ търпи най-често критики по тази линия, а редица компании призовават за изчистване на спекулантите от пазара (Oxera, 2022). В този аспект канадският модел на облагане на емисиите чрез данък е по-подходящ. Друго предимство на канадския модел е предвидимостта в производствените разходи за компаниите, емитиращи въглеродни емисии. Моделът на ЕСТЕ води до липсата на предвидимост и създава предпоставки за ценово влияние от външни фактори. Бързото им покачване, с над 150% в рамките на година, показва, че ръстът в цената им би могъл да доведе до инфлационен натиск по веригата на производства, доставки и потребление.

Наличието на непредсказуемост и вредна волатилност на цените, какъвто е случаят с ЕСТЕ, е причината поради която системите за ограничаване и търговия обикновено са по-лоши от въглеродните данъци, при които увеличението на цените на емисиите е постепенно и предвидимо. При стоковите пазари, какъвто представлява ЕСТЕ, е наличие на нестабилност заради слабия или отсъстващия контрол над предлагането и търсенето. Единственият инструмент за влияние е чрез административна промяна върху свободните квоти, което може да доведе до промяната в търсенето и предлагането им на пазара. Разширяването на участниците в ЕСТЕ в новия ѝ период след 2025 г., ще доведе до по-голямото търсене на квоти на емисии заради включването на нови сектори за участие в търговията с емисии. За разлика от въглеродния данък, при квотите на борсово търгуване емисии налице е цикличност на цените. В годините емисиите в ЕС са достигали ценови равнища от 4 евро за тон по времето на световната финансова криза от 2008 г. до 90 евро през 2019 г., при това при сходни нива на развитие на европейската икономика и минимална инфлация. Пазарът на квоти би могъл да продължи да расте на ценово равнище, докато възобновяемата енергия не достигне

степен, че да задоволява потреблението на енергия. Тогава заради по-ниските цени на изкопаемите горива в резултат на слабото им търсене и употреба, цените на квотите за емисии могат да намалееят и да настъпи пазарно равновесие. В краткосрочен план ограниченото предлагане и силното търсене създават предпоставки за ръст в цените им, поне в следващите 10-15 години, докато продължава т.н. „преходен период“ в ЕС. Пазарът на въглеродни емисии ще стане ненужен, едва когато е постигнат въглеродният преход.

Сравнението на двата финансови механизма за намаление на въглеродните емисии и взаимната им замяна в двете държави няма да е сравнително точно. Дизайнът и обхватът на системите са различни. Докато системата в Канада обхваща всички емитенти, то в България и ЕС към 2023 г. са обхванати само производителите. В този аспект дизайнът на въглеродния данък не може да се приложи за сравнение с този на емисиите на CO<sub>2</sub> в България. При взаимстване трябва да се изчислят емисиите по дейности, приноса им към замърсяване на околната среда с ПГ, социалната поносимост, влиянието им върху данъчната система и др. Математически погледнато прилагайки единна данъчна ставка върху емисиите въглероден диоксид за България, ще се получи следното:

$$57.2MtCO_2 \times 20\$ = 1.14 \text{ млрд. \$ (по данни за 2019 г.) където:}$$

$$1 \text{ метричен тон} = 1000 \text{ 000 мегатона}$$

1.14 млрд. \$ по средномесечен курс на БНБ на лв.:\$ за дадения период = ~ 1.95 млрд. лв.

В изчислението е най-релевантно да се използват данните за 2019 г. като последна предпандемична година към тренда. Обхванати са всички сектори на емисии на ПГ в страната като канадския модел. От гледна точка на фискалния ефект, то въглероден данък би бил по-удачен в сравнение с ЕСТЕ. Приходите за България от търговията с квоти за 2019 г. са малко под 900 млн. лв. Трябва да се отчете и фактът, че това са приходите само върху квотите в обращение на пазара, които са около 1/3 от всичките емисии. В това число не влизат безплатните квоти и някои сектори, които ЕСТЕ не обхваща. В противен случай фискалният ефект би бил по-голям при прилагането на ЕСТЕ, отколкото фиксиран въглероден данък по канадския пример. Прилагайки философията на въглеродния данък чрез увеличаване на ценовата му стойност да се намали потреблението на енергия и да се инвестира в беземисионни енергийни източници, търсенето на по-голям фискален ефект би оказало по-голямо въздействие в



посока спад на емисиите. През 2021 г., например, цената на въглеродните емисии в ЕС нараства средно до 54.18 €/t, т.е. 2 пъти и половина спрямо 2 години по-рано (ЕМІ, 2022). Реализираните приходи от продажбите са за над 1.6 млрд. лв., но при вече по-затегнат пазар на квоти. През това време въглеродният данък в Канада вече се е увеличил до 40 \$/t. Курсът на долара спрямо лева е по-висок и това отново би показало, че при фиксирано облагане фискалният ефект би бил по-голям, отколкото търговията с квоти. Освен това, не на последно място, трябва да отчете и фактът, че характерът на емисиите в България и в Канада е съвсем различен заради вида горива, които ги излъчват. Това води до промени и в тяхната интензивност.

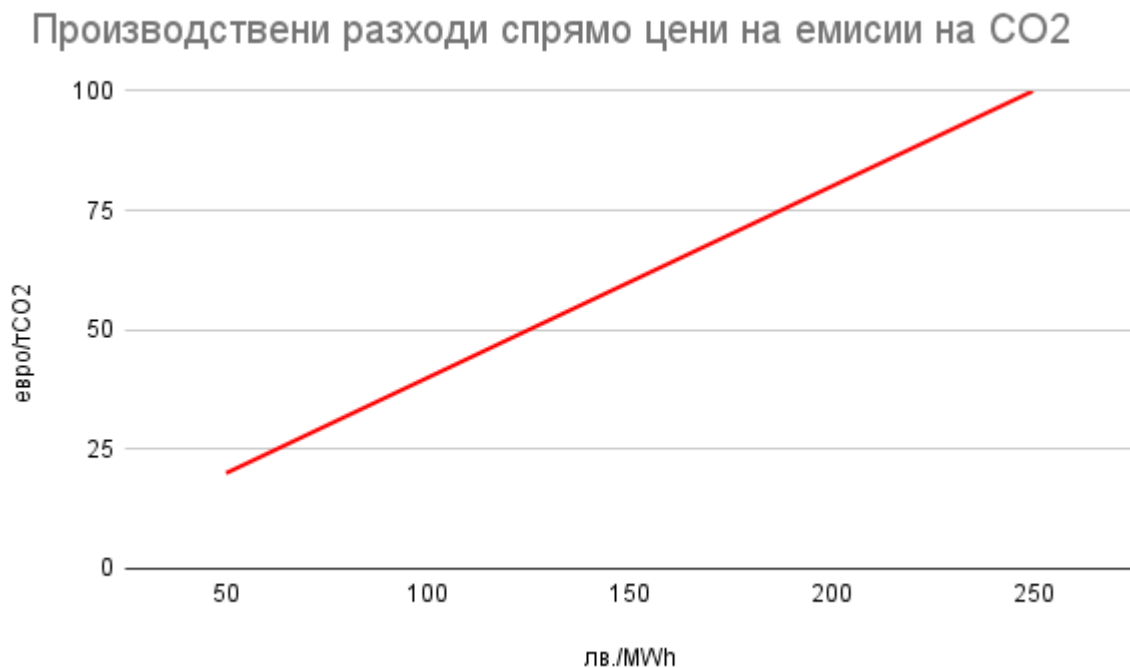
### **3. МОДЕЛИ ЗА НАМАЛЯВАНЕ НА ЕМИСИИТЕ НА ПГ ОТ ВЪГЛИЩНИТЕ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ**

Основна роля в прехода към декарбонизация, т.н. „зелен преход“, ще има електроенергията, докато не са налице други алтернативи. В този контекст българските топлоелектрически централи могат да работят най-късно до 2050 г. В следващото десетилетие те ще продължат да имат основна роля върху енергийната сигурност на България, но политиките са за намаляване на емисиите чрез намалено производство, инвестиции в чисти технологии и планове за замяна на въглищата с ВЕИ и батерии в Маришкия басейн. От тяхното спиране ще зависи успешният преход към нискоемисионни източници в електроенергийния сектор, като това не трябва да се случва без да има предварително ясни планове за замяната им, особено в контекста на растящата необходимост от електрификация. Политиката, залагащата на постепенното нарастване на дела зелената енергия до водещ означава, че България трябва да увеличи мощностите от ВЕИ почти шест пъти, за да замени изцяло въглищното производство на сегашните нива с екологично.

Трудно е проследяването на съотношението на цените на въглеродните емисии спрямо производствените разходи на трите ТЕЦ от комплекса Мини Марица-изток, тъй като емисиите са част от променливите разходи. Според данни от отчетите съотношението е 22%,45% и 36% за трите дружества в комплекса, като най-високи са за държавната ТЕЦ Марица-изток 2 (Аврамов, 2021). Разликата в процентното съотношение може да се обясни с финансовото управление на трите дружества и формирането на крайните разходи при всяко едно извън тези за въглеродни емисии. При средна стойност от над 30% за пределна цена на въглеродните емисии в крайната цена на разходите от трите комплекса, може да се проследи съотношението ѝ спрямо средната

цена на електроенергията, продавана от дружествата, изчислено на *графика 2*. При цена на електроенергията по-ниска от процентното съотношение от разходите за емисии на трите дружества, то те биха продавали на загуба произведената електроенергия. Например, ако цената на тон въглеродни емисии е от порядъка на 50 евро, то минималната цена, на която дружествата могат да продават електроенергия, без да са на загуба, е 68.5 €/MWh.

*Графика 2.*



*Източник: по авторски изчисления*

70% от общите емисии на парникови газове в България се дължат на дейността на трите ТЕЦ на комплекса Марица изток. Поетапното им извеждане от експлоатация ще предопредели тенденцията с емисиите за сектора изцяло. Ако към 2030 г. България преустанови производството на въглищна енергетика, то целите на ЕС за намаление на нетните емисии парникови газове към 2030 г. с поне 55% от нивата им към 1990 г., следва да са постижими. Въз основа на този факт могат да се очертаят няколко сценария за декарбонизация на ТЕЦ Марица-изток.

1. Растящи цени на квотите за емисии - местният добив на въглища в Маришкия басейн не налага вноса им. Следователно откъм суровини ценови натиск към производството на електроенергията от трите топлоцентрали не се очаква. Такъв би могъл да дойде от ЕС по линия на квотния данък върху емисиите на CO<sub>2</sub>. Според

пределния оперативен ЕФ за ТЕЦ при производството на 1 MWh електроенергия се генерира 1.278 тона въглероден диоксид (МОСВ, 2014). При превишаване на пределно допустимите разходи за продажба на електроенергия при нулева печалба, електроцентралите от „Марица изток“ ще са в състояние да произвеждат електроенергия. Ако крайната цена на електроенергията от производителите е под пределните разходи за въглеродните емисии, то произвежданата електроенергия ще е под себестойността си на пазара и предприятията няма да успеят да издържат на финансовия натиск.

2. Замяна на въглищата с нискоемисионни мощности - смяната на суровината с природен газ е предпоставка за риск и ценови шок на крайната продукция. Докато въглищният добив е местно производство, то природният газ е основно внос. При все още липсата на алтернативни доставчици и господстващ монопол в доставките от трета страна, в съчетание с използването на природния газ като геополитически натиск, енергийната сигурност на страната е изложена на риск. Възлагането на газа като основен енергоносител, подобно на петрола през миналия век, поставя под въпрос предвидимостта и прогнозирането в производството. Липсата на точен разчет при планирането на производствените мощности ще доведе до дисбаланс между наличните резерви или недостига и плана за продажби и приходи. При по-ниско натоварване на мощностите в трите блока на „Марица изток“ от около 2 200 MW, колкото е в момента, и при КПД 64%, ще са необходими между 2 и 2,5 млрд. евро за 10-годишен период (Булатом, 2021). Спорно е доколко такава инвестиция е оправдана, тъй като според европейския регламент за зелена енергия големи горивни инсталации на природен газ могат да работят до 2050 г. Хипотетично изчислено според средната цена на природния газ в България за 2021 г. (55 евро/1000 куб. м.) плюс 10 евро средни оперативни разходи и производство на електроенергия с КПД 43% цената на тока за 1 MWh възлиза на около 110 евро. В това число са включени и компоненти като 10 евро възвръщаемост на инвестицията, 3 до 5 евро оперативна печалба и 10 евро за въглеродни квоти при цена на въглеродните емисии от 25 евро за тон. При изгарянето на газ също има изхвърляне на въглеродни емисии, макар и в по-малки количества, като за 1 MWh са около 0.5 т.

Само затварянето на промишления комплекс „Мини Марица-изток“ е достатъчно за постигането на последната цел на ЕС за 40% по-ниски емисии на ПГ до 2030 г. или т.н. зелен преход. Като се има предвид, че комплексът е отговорен за почти 70% от общите въглеродни емисии, след постигането на новата цел би могла да работи една от трите ТЕЦ до края на срока за постигане на нулеви емисии през 2050 г. Още повече, че

подобна мощност ще е необходима като балансираща при преобладаващ дял на ВЕИ в енергийния микс.

При ограничаване на износа на електроенергия, който за 2019 г. представлява около 20% (фигура 4), делът на ВЕИ за компенсация на мощностите от изведените ТЕЦ, би могъл да е и по-нисък.

Така или иначе електроенергийната система на страната е далеч не толкова сложна, колкото канадската, и планирането на най-общи модели не изисква сложни изчисления. Ако се придържаме към тези данни, то през 2030 г. без износ и при реализация на продукцията от АЕЦ Козлодуй на вътрешния пазар за компенсация на липсващи мощности от „Мини Марица-изток“, емисиите на ПГ могат да достигнат целевия спад от 40%.

Фигура 4.



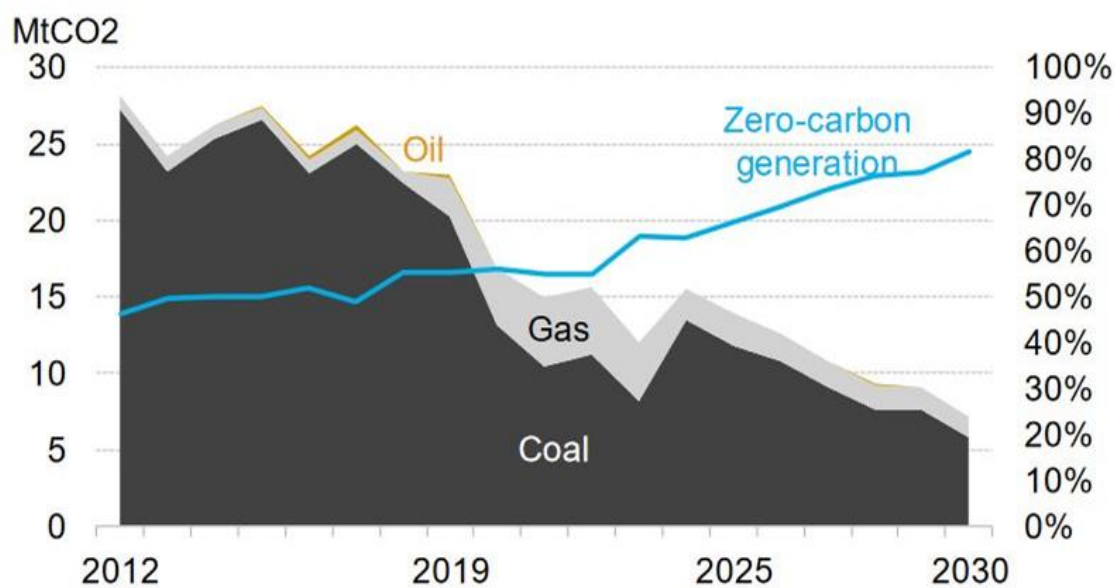
Източник: МЕ (2019)

Ако от данните се сформира процентното съотношение на произведената електроенергия от АЕЦ и ВЕИ към „Марица изток“ се установява, че делът им е малко под 60%. Ако към техният дял се премахне този на износа, се получава около 51% произведена електроенергия от ниско и беземисионни източници. Така целта за преходния период за спад на въглеродните емисии с 40% може да бъде изпълнена. При премахване на дела на въглищните електроцентрали от енергийния микс обаче възниква

несъответствие между крайното потребление и произведената електроенергия, т.е. в такъв случай наличната електроенергия ще е по-малко с около 20%, като няма да е достатъчна да задоволи потреблението. В този случай България ще има нужда от нови производствени мощности за компенсиране на недостига на електроенергия. Предвид политиката на ЕС за забрана на субсидиите в изкопаеми горива и европейската таксономия, определяща природния газ и ядрената енергия като преходни източници, алтернатива на ТЕЦ на въглища са ВЕИ. Техният ръст при нивата на производство и потребление от 2019 г. трябва да е почти двоен след 2030 г. Той би могъл и да е по-нисък, ако се прилагат политики за намаляване на енергийната интензивност, електрификацията в транспорта остане на ниски нива и др. При запазване на инвеститорския интерес на нивата от 2022 г., инициативата на частния сектор е достатъчна за нарастване на дела на ВЕИ. Основен проблем се явява включването им в електропреносната система. Към август 2022 г. тя е достигнала абсолютния лимит и изисква разширяване (ЕСО, 2022). Това поставя под въпрос ефективността на функционалността на електроенергийната система пред новото предизвикателство, каквото е опазването на климата и политиката за ускорено внедряване на ВЕИ. Електрическата енергийна инфраструктура на България е в експлоатация от дълго време, но с развитието на технологиите бързо се изправя пред функционална ограниченост и до увеличаване на риска ѝ от претовареност (Зиновиев, 2020, стр.7).

До 2030 г. могат да бъдат инсталирани нови ВЕИ мощности за 8 GW при сценарий с най-малко разходи (*графика 3*, BloombergNEF, 2020).

Графика 3.




Източник: BloombergNEF (2020)

В частта за България прогнозата показва сценарий при спад на капацитета на въглищните ТЕЦ с близо  $\frac{3}{4}$  до 1.3 GW през 2030 г. При този сценарий, описаният по-рано модел, следва да бъде релевантен. При модела прогнозата разчита на високи цени на емисиите на ПГ, които да изтласкат въглищните ТЕЦ от пазара чрез загуба на конкуренция. 7.7 GW нови мощности от възобновяеми източници ще са достатъчни, за да компенсират отпадането на 3.2 TW електроенергия от въглищни ТЕЦ според същия модел. В средата на третото десетилетие газът ще замени част от въглищните ТЕЦ чрез изграждането на междусистемни газови връзки със съседни страни. Прогнозата е за ръст на ВЯЕЦ и ФЕЦ до 52% от електроенергийния микс през 2030 г. Това би намалило нивата на емисиите на ПГ в електроенергийния сектор до 16 млн. т. спрямо нивата им от 2018 г.

Намаляването на въглеродната интензивност за единица произведен БВП също би имало принос към декарбонизация. По този показател България е на първо място в ЕС. Т.н. „зелен БВП“ е с 4 млрд. лв. по-висок през 2019 г. от номиналния, изчислен по метода на Степанович, Томас и Шкаре (Stjepanović, 2019).

В обобщение на трета глава се обособяват следните характеристики, с които се определя интегрираният подход към намаление на въглеродните емисии, сравнен между България и Канада:

България	Канада
<p>ЕСТЕ като модел за ценообразуване на въглеродните емисии в миналото изкривява пазара, в бъдеще изисква по-трудно прогнозиране, съответно затруднява и бюджетирането на производствените разходи; към момента не насърчава енергийно интензивните индустрии да намалят разходите си. Като ефект се очаква загуба на конкурентоспособност на конвенционалните високоемисионни електроенергийни източници пред възобновяемите</p>	<p>Фиксираният въглероден данък осигурява прогнозируемост както за бизнеса, така и за приходната част на държавния бюджет и улеснява разпределението на средствата за подпомагане на процеса по декарбонизация. Добивът на петрол, като водещ емитент на ПГ в Канада, не се влияе от данъка заради все още конкурентоспособността му на суровинните чуждестранни пазари, още повече, че цената му се повишава следствие на намаления добив заради „зеления преход“, докато търсенето му все още не намалява</p>
<p>Ускорено изграждане на алтернативни ниско или беземисионни енергийни източници като заместващи мощностите от въглеродно интензивните енергийни производства до 2030 г. Възможно е преминаване към водещ дял на ВЕИ в енергийния микс, но в съчетание с конвенционална балансираща мощност, каквато би могла да е АЕЦ. Все още недостатъчният технически развой е проблем за постоянството на зелената енергия</p>	<p>В електроенергийния сектор заложените цели са постижими още преди 2030 г. заради основният дял на хидроенергия и огромният природен потенциал пред ВЕИ, който все още не се развива достатъчно бързо. Основен проблем остава петролът като основен енергиен източник, не толкова като ключов финансов актив за канадската икономика, колкото заради потреблението му във вътрешния транспорт</p>
<p>Двоен ръст на ВЕИ след 2035 г. до 2050 г. при електрификация на транспортния сектор (в това число и производството на зелен водород, също изискващ възобновяема електроенергия – над 8 хил. MW допълнителни мощности)</p>	<p>Двоен ръст от електропотреблението към 2019 г. само за електрификация на транспорта и свързаните индустрии, т.е. около 1,2 GW нови електроенергийни мощности</p>
<p>С по-нисък принос за декарбонизация е намаляване на високата енергийна интензивност в икономиката (през единица БВП). С по-голям ефект ще е намаляване на въглеродния отпечатък по цялата верига на потребление – от първичния енергиен източник</p>	<p> Релевантно и за Канада, тъй като по производство на единица БВП нивата са идентични по отношение на въглероден отпечатък, а при потреблението е дори още по-висок</p>

до производствения процес, преноса и потреблението	
---	--

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ПРЕПОРЪКИ ЗА БЪДЕЩИ ДЕЙСТВИЯ

Целта пред България и Канада е намаляването на интензитета на въглеродните емисии в енергийния сектор. На пръв поглед двете държави по този показател не изглеждат съизмерими заради редица отличителни черти на енергийните им системи. Основният се дължи на произхода на емисиите. Докато енергийният сектор е с по-голям дял в България от около 60 на 100, а в Канада е малко над  $\frac{1}{4}$ , все пак той е водещ и от спада в емисиите от него ще зависи успеха на енергийната трансформация. И в двата случая водещият емитент са изкопаемите горива – за Канада петрола, а за България въглищата. За Канада добивът на петрол представлява голяма част от приходите ѝ чрез износ, докато въглищните електроцентрали в България служат основно за задоволяване на енергийното потребление в страната. И за двете държави са необходими планове за пренастройване на икономиките към по-ниско емисионно потребление, което изисква огромни инвестиции. Насърчаването на изграждане на нови беземисионни мощности ще осигури на двете страни задоволяване на вътрешното енергийното потребление при постепенен спад в потреблението на изкопаеми горива.

От сравнителния анализ в III глава става ясно, че моделът на ценообразуване на въглеродните емисии в Канада не дава желаните резултати. Рано е за открояване на тенденция, тъй като в годините на пандемията от COVID през 2020-2021 г., е белязан лек спад, обяснен с намалената производствена активност и намаленото търсене на петрол на световните пазари. Аналогични са и резултатите за България в първите четири години след като започва търговията с емисии на ЕСТЕ.

Предимството на въглеродния данък, според изведените математически модели, е предвидимостта му, а фискалните ползи са по-големи от модела за борсово търгуване на емисии с частични регулации. Недостатък и на двата е възможността за прехвърляне на производства с широки обеми на емисии на ПГ в страни без подобен данък. Математическите изчисления при пренасянето на канадския модел върху България показват, че постъпленията биха били по-високи при фиксирана такса. Това съвпада и с модела на проф. Дитер Хелм от Университета „Йел“. В неговия научен труд „Въглеродната криза“ (Helm, 2015) той защитава тезата, че когато има фиксирано



количество въглеродни емисии, търгувани на пазарна цена, не се покриват разходите за щетите от въглеродните емисии и че в такъв случай е по-добре работещ фиксиран данък/такса върху емисиите на ПГ, които да отразят реално стойността на щетите и разходите по тях. Въглеродният данък може да има дългосрочна сигурност. И в двата случая се прилага модел на ценообразуване на въглерода, който е водещ в политиките по декарбонизация.

Въз основа на този метод са приложени изчисления спрямо българската икономика в развитието на **авторската теза**, а именно че модел на ценообразуване на въглеродните емисии като основополагащ фактор за пазарно отпадане на високоемисионните източници от енергийната система, канадският модел за въглероден данък е с по-висока фискална полза. Както при него, така и при ЕСТЕ, увеличаването на цените на квотите на въглеродните емисии ще доведе до неконкурентоспособност на високоемисионните източници. По-високите приходи от данък, в сравнение с тези на свободна пазарна цена, при правилно разпределение ще допринесат за повече средства за инвестиции в нискоемисионни технологии.

Казусът с „Марица изток“ е сложен, тъй като от една страна гарантира устойчивостта на енергийната система и осигурява енергийната сигурност на страната. В същото време противоречи на европейската политика за нулеви емисии към 2050 г. Липсва и национален план за замяната му. Налице е частен инвеститорски интерес от собствениците на два от блоковете в промишления комплекс. Предложението им е основано основно на газифициране на електроцентрала. Този подход би удължил производствената дейност до края на преходния период 2030 г. и след това, но не и преди крайния срок до 2050 г., тъй като природният газ е определен от европейското законодателство като преходно гориво.

Като работещ вариант за намаляване на дела на емисиите от въглищните електроцентрали в България се очертава отпадането им от пазарната саморегулация заради скъпата електроенергия, произвеждана от тях, обвързана с цените на въглеродните емисии. В следствие загубата на конкурентоспособност и заради растящ дял на ВЕИ, електроенергията от въглища ще намалява постепенно, докато пазарът ѝ позволи да съществува.

Налице са всички предпоставки за нарастване на дела на ВЕИ в енергийния микс и в двете разгледани държави. От констатациите се очертава водещ проблемът за състоянието на електропреносните мрежи и способността да отговорят на новите

мощности за присъединяване. Тази необходимост се очертава като по-ясно изразена в Канада, където необходимостта от електрификация за заместване на изкопаемите горива в енергийния сектор е заложено в правителствения план за декарбонизация. В България при продължаване на производството на електроенергията от въглищните електроцентрали и без национален план за извеждането им от работен режим, няма необходимост от нови електроенергийни мощности. Такива се налагат заради изпълнението на целите за намаляване на емисиите на ПГ, които в страната се излъчват основно от „Мини Марица-изток“. Също така за двете страни е валидно увеличаване на електроенергийните мощности при намаляване на дела на изкопаемите горива. Освен частичните планове за енергийния сектор, за останалите икономически отрасли липсват стратегии как ще се случи процесът. Това пречи на прогнозирането на точното количество на нови електроенергийни мощности. Предположението за количествата им, изчислено въз основа на потреблението на изкопаеми горива, дава ориентировъчна яснота за мащабите на електроенергийно производство и при прекратяване на използването на изкопаеми горива в транспортния сектор и заместването му с вторични ресурси, за чието производство също се налага използването на електроенергия.

Спрямо тези технологични особености, заложените цели за декарбонизация и замяната им с нискоемисионни се формулира **хипотеза**, според която е възможно извеждането на високоемисионните енергийни мощности от употреба да доведе до целевия спад на въглеродните емисии. Това обаче не трябва да става самоцелно, а при добре планирани нови, заместващи мощности, които да гарантират стабилността на енергийната система. Едни такива могат да са ВЕИ. Като недостатък все още се отчита непостоянството при произвежданата от тях енергия, както и липсата на технологично решение за съхранението за по-дълъг период на произведената, но неупотребявана такава. В този аспект ВЕИ все още не могат да служат като базова енергия.

Друга мярка за намаление на емисиите на ПГ е подобряване на енергийната ефективност и намаляване на енергийната интензивност в промишлеността. Производствата и в двете страни потребяват енергия над средните стойности за света и за ЕС. То се дължи както на високоемисионните енергоносители в енергийните системи на България и на Канада, така и на икономическата конюнктура в България. При намаляване на съотношението между крайното и първичното потребление на енергия, ще намалее първичната енергийна интензивност. За целта са необходими инвестиции в модернизация на отраслите, подобряване на енергийната ефективност и структурни

промени в икономиката. Така или иначе е очертана тенденция към намаляване, но с по-бавни темпове. За постигане на целта за нулеви емисии на ПГ до 2050 г. ще е от значение и подобряването на този показател, тъй като предполага ръст на БВП, който е обвързан с разхода на енергия за единица продукция.

Не на последно място по значение, геополитическите рискове също оказват влияние върху енергийния преход. За България той се оценява като външен заради силната зависимост от вноса на изкопаеми горива като петрол и газ. В същото време тази зависимост може да се превърне в катализатор за увеличаване на електроенергийните мощности, които в дългосрочен план ще могат да заместят тези от изкопаемите горива при условие, че е налице подходяща инфраструктура и конюнктурна промяна в секторите, които емитират въглеродни емисии чрез потребление на енергия. За Канада този риск се оценява като вътрешен, тъй като страната е енергийно независима, като добива и потребява изцяло свои продукти и производство. Рискът произтича от трансформацията на добивния сектор на петрол, която води до влошаване на макроикономическите показатели и на социалния диалог в провинциите, където е съсредоточен добивът на въглеродороди.

Енергийният сектор се трансформира в няколко направления: политически, суровинно и технологично. Прогнозирането чрез модели е важно за планирането на развитието на сектора. В този аспект **приносът на дисертационния труд** се изразява в:

- Приложим метод за изчисление при замяната на високоемисионни с нискоемисионни източници за постигане на декарбонизация
- Приложимост на научните технологии в енергийния сектор според условията в България
- Финансова обосновка на енергийната трансформация в България
- Финансовите загуби за българската икономика от поддържането на високовъглеродна икономика

Въз основа на изложеното в дисертационния труд могат да се очертаят следните **мерки/препоръки** по отношение на парниковите емисии, върху които да се набележат политики, чрез които да се постигне целта за намаляване на въглеродните емисии до 2030 г. според заложената цел:

- управление на търсенето на енергия и постигане на икономии на енергия
- преминаване към ВЕИ и други беземисионни източници

- заместване на въглищата/петрола с алтернативни решения в средносрочен и дългосрочен хоризонт
- развитие и внедряване на нови технологии за управление на въглеродните емисии
- преосмисляне на енергийните пазари
- енергийна свързаност на местно, национално и наднационално ниво
- мобилизиране на инвеститорския ресурс
- осигуряване на държавни стимули в енергийния сектор
- облекчена нормативна рамка за присъединяване на нови беземисионни мощности към електроенергийната система и модернизацията ѝ, за да отговори на капацитета им

Средносрочните и дългосрочните прогнози не могат да определят точна достоверност. Тяхното значение е за определяне на количествените и техническите параметри за изчисляване на новите енергийни мощности в контекста на декарбонизацията на икономиките като изведеното в дисертационния труд.

## ПУБЛИКАЦИИ НА АВТОРА ПО ТЕМАТА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД:

1. Публикация на доклад, представен на „Юбилейна научна конференция по случай 70 години от създаването на катедра и специалност „Икономика на транспорта“ на тема „Транспортна свързаност 2020“, организирана от УНСС/ Катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“ на 29.10.2020 г., заглавие: „Ниската цена на петрола – предпоставка за зеления преход в Канада“, публикувана в сборник „Транспортна свързаност 2020“, Издателски комплекс УНСС, София 2021, ISBN: 978-619-232-451-3
2. Публикуван научен доклад в научното издание „Механика, транспорт и комуникации“ на ВТУ „Тодор Каблешков“, гр. София, на тема „Намаляване на въглеродните емисии от Марица изток. Модели за преобразуването на комплекса според целите на ЕС за климатична неутралност“ (art. ID:2183, ISSN 2376-6620, том 20, брой 1,2022), достъпно онлайн на: [https://mtc-aj.com/MTC-aj\\_paper.2183.htm](https://mtc-aj.com/MTC-aj_paper.2183.htm)
3. Публикувана статия в научното издание на УНСС „Bulgarian journal of international economics and politics“ (Vol. 2, Issue 1, pp. 51-64 ); заглавие: „Geopolitical Models before the Decision on the EU Taxonomy“, достъпна онлайн на: <https://doi.org/10.37075/VJIEP.2022.1.04>
4. Публикация по доклад от Международна научна конференция на тема: "ТЕНДЕНЦИИ И СТРАТЕГИИ ЗА ВЪЗСТАНОВЯВАНЕ НА ИКОНОМИЧЕСКАТА И ОБЩЕСТВЕНАТА СИСТЕМА СЛЕД ПАНДЕМИЯТА ОТ COVID-19", 15 - 17 март 2023 г., заглавие: „Системата за търговия с въглеродни емисии като натиск за изпълнение на зелените цели“, Издателски комплекс УНСС, София 2021, ISBN: *в печат*

### *Медийни публикации:*

1. „Бъдещето на зеления водород/The future of green hydrogen“, статия в списание „Bloomberg Business Week“, двуезично месечно издание на български и английски език, юни 2021, брой 3, стр. 32-35, ISSN 2738-8239, достъпна онлайн на: <https://www.bloombergtv.bg/a/71-businessweek-biznes/102500-badeshteto-na-zeleniya-vodorod>
2. „Въглеродният данък на ЕС“, статия в списание „Bloomberg Business Week“, двуезично месечно издание на български и английски език, юли 2021, брой 4, стр. 6-9, ISSN 2738-8239, достъпна онлайн на: [https://www.bloombergtv.bg/a/72-businessweek-ikonomika/96011-vaglerodniyat-danak-na-es?fbclid=IwAR2T5e1KeF\\_wUE0uiZv2oE9E46If9q5CmdKfcL0-Ixldmtzxe2eGnJKzs4c](https://www.bloombergtv.bg/a/72-businessweek-ikonomika/96011-vaglerodniyat-danak-na-es?fbclid=IwAR2T5e1KeF_wUE0uiZv2oE9E46If9q5CmdKfcL0-Ixldmtzxe2eGnJKzs4c)
3. „Will China quietly surpass the EU’s green goals?“, статия в списание „Bloomberg business week“, двуезично месечно издание на български и английски език, февруари 2022, брой 10, стр.32-37, ISSN 2738-8239, достъпна онлайн на: <https://www.bloombergtv.bg/a/71-businessweek-biznes/102846-will-china-quietly-surpass-the-eus-green-goals>

## БИБЛИОГРАФИЯ:

1. Аврамов, В. (2021). *Либерализираният пазар на електрическа енергия*. София: Нов български университет.
2. Булатом. (10 06 2021 г.). *Позиция на Булатом за основните проекти в електро енергетиката на България*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Булатом: <https://www.bulatom-bg.org/%D0%B4%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%B8/%D0%BF%D0%BE%D0%B7%D0%B8%D1%86%D0%B8%D1%8F-%D0%BD%D0%B0-%D0%B1%D1%83%D0%BB%D0%B0%D1%82%D0%BE%D0%BC-%D0%B7%D0%B0-%D0%BE%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%B5-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BA>
3. Евростат. (21 07 2021 г.). *Archive:Производство и внос на енергия*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Eurostat: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE\\_%D0%B8\\_%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D1%81\\_%D0%BD%D0%B0\\_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE_%D0%B8_%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D1%81_%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F)
4. ЕК. (14 10 2020 г.). *Оценка на окончателния национален план на България в областта на енергетиката и климата*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Европейска Комисия: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff\\_working\\_document\\_assessment\\_necp\\_bulgaria\\_bg\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff_working_document_assessment_necp_bulgaria_bg_0.pdf)
5. ЕК. (09 09 2022 г.). *Становище на Европейската Комисия по ИНПЕК*. Извлечено от ЕК: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg\\_final\\_necp\\_main\\_bg.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf)
6. ЕСО. (10 08 2022 г.). *Проектни заявления за изграждане на нови ВЕИ за над 24 000 MW инсталирана мощност са постъпили в ЕСО до началото на август 2022 година*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от ЕСО: <https://www.eso.bg/doc?news=490>
7. Зиновиев, В. (2020). *Интелигентните енергийни мрежи*. София: УНСС.
8. ИАОС. (2019). *Национален доклад за състоянието и опазването на околната среда в РБългария*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от ИАОС: <https://eea.government.bg/bg/soer/2019/energetics/index>
9. ИАОС. (2021). *Емисии на парникови газове*. Retrieved 01 28, 2023, from Изпълнителна агенция по околна среда: <https://eea.government.bg/bg/soer/2019/climate/climate1>
10. ИНПЕК 2021-2030 г. (22 02 2020 г.). Изтеглено на 18 12 2022 г. от МОСВ: [https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national\\_energy\\_and\\_climate\\_plan\\_bulgaria\\_clear\\_22.02.20.pdf](https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national_energy_and_climate_plan_bulgaria_clear_22.02.20.pdf)
11. МЕ. (2023, 01 13). *Доклад за Екологична оценка на изменение и допълнение на Програма "Развитие на регионите 2021-2027"*. Retrieved 01 28, 2023, from Министерство на енергетиката: <https://www.me.government.bg/news/ministerstvoto-na-energetikata-publikuva-doklad-za-ekologichna-ocenka-na-izmenenie-i-dopalnenie-na-programa-razvitie-na-regionite-2021-2027-3134.html>

12. МЕ. (06 12 2019 г.). *Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България*. Изтеглено на 19 12 2022 г. от Министерство на енергетиката: <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy2018-04.06.2019-finish.pdf>
13. МОСВ. (2014). *Изчисление и прогноза за емисионния фактор на парниковите газове за националната електрическа мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.* Изтеглено на 18 12 2022 г. от МОСВ: [https://www.moew.government.bg/static/media/ups/articles/attachments/Bulgaria\\_EG\\_EF\\_20146ea9f45764941a5a2d78ac6f3006f62b.pdf](https://www.moew.government.bg/static/media/ups/articles/attachments/Bulgaria_EG_EF_20146ea9f45764941a5a2d78ac6f3006f62b.pdf)
14. НСИ. (н.д.). *Дял на възобновяемата енергия в брунтното крайно потребление на енергия*. Извлечено от НСИ: [https://infostat.nsi.bg/infostat/pages/reports/query.jsf?x\\_2=627](https://infostat.nsi.bg/infostat/pages/reports/query.jsf?x_2=627)
15. НСИ. (30 11 2022 г.). *Общ енергиен баланс*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от НСИ: <https://nsi.bg/bg/content/4196/%D0%BE%D0%B1%D1%89-%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B5%D0%BD-%D0%B1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%81>
16. ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2. (25 05 2022 г.). *Заявления за цени 2022*. Ковачево, Стара Загора, България. Извлечено от [https://www.dker.bg/uploads/zaqvlenia\\_ceni/2022/el/tec\\_maritsa\\_iztok\\_2\\_ead\\_22.pdf](https://www.dker.bg/uploads/zaqvlenia_ceni/2022/el/tec_maritsa_iztok_2_ead_22.pdf)
17. Bertoldi, P., & Damian Bornás Cayuela, S. M. (2017). *Guidebook "How to develop a Sustainable Energy Action Plan (Seap)"*. European Commission. Изтеглено на 18 03 2023 г. от [https://alea.ro/media/2022/03/jrc\\_technical\\_reports\\_com\\_default\\_emission\\_factors-2017.pdf](https://alea.ro/media/2022/03/jrc_technical_reports_com_default_emission_factors-2017.pdf)
18. BloombergNEF. (06 07 2020 г.). *Investing in the Recovery and Transition of Europe's Coal Regions*. Изтеглено на 19 12 2022 г. от Bloomberg: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-white-paper-EU-coal-transition-Final-6-July.pdf>
19. CAPP. (2019). *Canada's Energy Mix*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers): <https://www.capp.ca/energy/canadas-energy-mix/>
20. CER. (07 07 2022 г.). *Canada's Energy Transition: Historical and Future Changes to Energy Systems – Update – An Energy Market Assessment*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Canada Energy Reagulator: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/canadas-energy-transition/canadas-energy-transition-historical-future-changes-energy-systems-update-energy-market-assessment-energy-systems.html>
21. Clim'Foot. (2016). *What is an emission factor?* Изтеглено на 17 12 2022 г. от Clim'Foot: <https://www.climfoot-project.eu/en/what-emission-factor>
22. Dubin, R. (02 2003 г.). *Robustness of Spatial Autocorrelation Specifications: Some Monte Carlo Evidence*. doi:DOI:10.1111/1467-9787.00297
23. ЕМІ. (10 01 2022 г.). *Рекордни приходи от търговията с емисии за България през 2021*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от ЕМІ (Институт за енергиен мениджмънт): <https://www.emi-bg.com/%D1%80%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B4%D0%BD%D0%B8-%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%85%D0%BE%D0%B4%D0%B8->

[%D0%BE%D1%82-%D1%82%D1%8A%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%8F%D1%82%D0%B0-%D1%81-%D0%B5%D0%BC%D0%B8%D1%81/](#)

24. EP. (2021). *Climate action in Bulgaria Latest state of play*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от European parliament: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689330/EPRS\\_BRI\(2021\)689330\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689330/EPRS_BRI(2021)689330_EN.pdf)
25. Government of Canada. (12 07 2022 г.). *2030 Emissions Reduction Plan: Clean Air, Strong Economy*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Government of Canada: <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/emissions-reduction-2030.html>
26. H.M.Groscurth, T. R. (09 1995 г.). *Modeling of energy-services supply systems*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/036054429500067Q>
27. Hannah Ritchie, M. R. (2020). *CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emissions*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от OurWorldInData: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>
28. Helm, D. (2015). *The Carbon Crunch: Revised and Updated*. Yale University Press.
29. Hrvatin, V. (30 05 2016 г.). *A brief history of Canada's climate change agreements*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Canadian Geographic: <https://canadiangeographic.ca/articles/a-brief-history-of-canadas-climate-change-agreements/>
30. IPCC. (2008). *Climate Change 2007: Synthesis Repor*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от IPCC: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4\\_syr\\_full\\_report.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4_syr_full_report.pdf)
31. IPCC. (2015). *Climate Change 2014*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от IPCC: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/AR5\\_SYR\\_FINAL\\_Front\\_matters.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/AR5_SYR_FINAL_Front_matters.pdf)
32. Masterson, V. (29 09 2022 г.). *The European Union has cut greenhouse gas emissions in every sector - except this one*. Изтеглено на 14 01 2023 г. от World Economic Forum: <https://www.weforum.org/agenda/2022/09/eu-greenhouse-gas-emissions-transport/>
33. Moore, C. (01 02 2022 г.). *European Electricity Review*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Ember: <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/02/Report-EER.pdf>
34. OECD. (12 06 2018 г.). *EU Emissions Trading System does not hurt firms' profitability*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от OECD: <https://www.oecd.org/newsroom/eu-emissions-trading-system-does-not-hurt-firms-profitability.htm>
35. Oxera. (15 02 2022 г.). *Carbon trading in the European Union*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Oxera: <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2022/02/Oxera-EU-carbon-trading-report-2.pdf>
36. Prosenjit Ghosh, W. A. (01 08 2003 г.). *Stable isotope ratio mass spectrometry in global climate change research*. doi:[https://doi.org/10.1016/S1387-3806\(03\)00289-6](https://doi.org/10.1016/S1387-3806(03)00289-6)
37. Richards, C. (01 11 2021 г.). *"Nationally Determined Contributions" at COP26: what you need to know*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Nuclear Innovation Institute: <https://www.nuclearinnovationinstitute.ca/post/nationally-determined-contributions-at-cop26-what-you-need-to-know>



38. Stjepanović, S. T. (2019). *Green GDP: an analysis for developing and developed countries*. doi:10.15240/tul/001/2019-4-001
39. The Nobel prize. (2022). *Svante Arrhenius Biographical*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Nobel Prize:  
<https://www.nobelprize.org/prizes/chemistry/1903/arrhenius/biographical/>
40. UNFCCC. (1997, 12 10). Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved 03 14, 2023, from  
<https://unfccc.int/documents/2409>
41. Worldometer. (2016). *CO2 Emissions*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от  
<https://www.worldometers.info/>: <https://www.worldometers.info/co2-emissions/>



**UNIVERSITY OF NATIONAL AND WORLD ECONOMY**

The Spirit Makes The Power

**FACULTY OF INFRASTRUCTURE ECONOMICS**

**Department of Transport and Energy Economics**

**Petko Petrov Truhchev**

**AN INTEGRATED APPROACH TO REDUCING CARBON  
EMISSIONS IN TRANSPORT AND ENERGY**

**ABSTRACT**

dissertation for the award of Doctoral Degree in Education and Science  
in the Economics and Management (Transport) scientific specialty

scientific supervisor: Assoc. Prof. Borislav Arnaudov, PhD

Sofia, 2023

The PhD student is enrolled by the order of the Rector of UNWE № 926 from 27.04.2020 in a full-time doctoral study, subsidized by the state, doctoral program ECONOMICS AND MANAGEMENT (Transport), professional field 3.8. Economics at the Department of Economics of Transport and Energy, with a study period of 3 years, starting from 31.03.2020 until 31.03.2023.

The dissertation was previously discussed in the scientific unit of the Department of Economics of Transport and Energy, UNWE and was assigned for defense as per the decision of the Departmental Council № 12/24.04.2023 and order of the Rector of UNWE ... № ..... dated .....2023.

**General characteristics of the thesis:**

The dissertation was discussed and dirEU ETSd for defense by the Department of Transport and Energy Economics at the University of National and World Economy, Sofia. The dissertation was submitted to the Doctor of Economics and Economics, Department of Economics and World Economy, Sofia. The author is a PhD student, full-time (subsidized by the state) in the same department. The dissertation is 193 pages long. The main section is 166 pages and contains: introduction, three chapters, conclusion and recommendations for future actions, bibliography. There are seven publications on the dissertation.

The defense of the dissertation before a scientific jury will be held on the 28.06.2023 in the Meeting Hall of the UNWE. The materials of the defense are available for those interested in the office of the Science Directorate of the UNWE, Sofia.

## DISSERTATION CONTENT:

INTRODUCTION	53
<b>I. A SCIENTIFIC APPROACH TO CARBON EMISSIONS. MODELS FOR THEIR CALCULATION IN THE ENERGY SECTOR</b>	58
1. Characteristics of carbon emissions and CO2 emitters	58
2. Carbon emissions calculation models	59
3. Energy mix	60
4. Energy resources and their place in energy systems	63
<b>II. MEASURES TO REDUCE CARBON EMISSIONS</b>	67
1. International policies to reduce carbon emissions	67
2. Bulgaria as part of the European Green Pact and the EU Emissions Trading System	68
3. Institutional measures to reduce carbon emissions	70
<b>III. CARBON EMISSION REDUCTION MODELS IN BULGARIA AND CANADA. COMPARATIVE ANALYSIS OF THEIR APPLICATIONS</b>	76
1. Rising carbon allowance prices as pressure to abandon coal power	76
2. Comparative analysis of the carbon pricing model of Bulgaria and Canada	77
3. Models for reducing GHG emissions from coal-fired power plants	79
CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS FOR FUTURE ACTION	85
PUBLICATIONS OF THE AUTHOR ON THE DISSERTATION TOPIC	90
BIBLIOGRAPHY	91

## INTRODUCTION

Greenhouse gases (GHGs) are part of the atmosphere, and without them, the Earth's surface temperature would be 33°C lower. They play a major role in keeping the Earth's climate in livable conditions. Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) is one of them. As a result of human activity, its quantity increases along with other greenhouse gases, thus leading to an increase in the greenhouse effect and a rise in temperature. Science divides CO<sub>2</sub> into that of natural origin, formed by natural processes, and that formed by human activity, defined as CO<sub>2</sub> of anthropogenic origin. The latter enhances the greenhouse effect, leading to a rise in the Earth's surface temperature in the lower layer. It is the release of CO<sub>2</sub> from human activity that is the subject of climate science, economics and ecology, seeking to determine its negative impact on life on Earth and reduce its levels to values that minimize it. The main source of CO<sub>2</sub> from human activity is the burning of fossil fuels. It accounts for 39% of total GHGs, second only to water vapour GHGs (55%).

The increasing concentration of greenhouse gases in the atmosphere is leading to climate change. These are most often manifested in temperature anomalies, rising global ocean levels and more frequent natural disasters. The three phenomena were identified as major consequences in the 2007 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). In its report, the IPCC noted that 'changes in atmospheric greenhouse gas concentrations are altering the energy balance of the climate system'. The conclusion is reached that 'increased greenhouse gas concentrations resulting from human activities are the most likely cause of the increase in global average temperature since the mid-20th century' (IPCC, 2008). Policies of the UN and major economies are aimed at reducing greenhouse gas emissions. The paramount challenge is how to avoid any detrimental effects on the economic development and growth. A number of forecasting models using mathematical and economic methods has been developed. The timeframes that some of the leading political entities are setting for themselves to meet their GHG emissions reduction targets are extending to 2050 for the European Union (EU) countries, informally 2060 for China and the US, which does not yet have a formally agreed specific dateq should also fit into this timeframe.

Bulgaria has accepted 2050 as the target date for achieving net zero CO<sub>2</sub> emissions, as set out in the country's EU membership and the EU's general policy in this area.

The energy sector is responsible for almost a quarter of the EU's greenhouse gas emissions. The transport sector accounts for the same level of carbon emissions. Transport uses a third of the

EU's final energy and together with energy accounts for almost half of the EU's carbon emissions (Masterson, 2022).

➤ **Relevance and Significance of the Dissertation**

Reducing carbon emissions is a political commitment of the global community. Policies are being developed at global, regional and local levels to reduce them to climate-neutral levels. For example, the European Green Pact, or the so-called Green Deal, is a 2019 EU initiative setting a common climate neutrality target that each EU member state, including Bulgaria, must achieve by 2050. The challenge is to reduce carbon emissions by 55% by 2030 compared to 1990 levels. The issue is a hot topic on the public agenda in Bulgaria in view of the debate on changing the country's energy strategy and the lack of an updated one by 2023.

➤ **Object and subject of the thesis**

The object of the study is the leading carbon emitting sectors. The energy sector is the focus of the thesis.

The subject of the study is carbon emissions, institutional policies and the mechanisms applied to reduce emissions in the coming decades to reach carbon neutrality (for the EU and Bulgaria as part of the EU by 2050).

➤ **Aim and objectives of the thesis**

The aim of the study is to identify opportunities to meet the government's carbon reduction targets within the timeframe set. It is also to determine which of the models used are suitable for the purpose, which are not and which can be combined or interchanged on the Bulgarian and Canadian side. This is possible by performing the following tasks:

- Identification of the main causes of carbon emissions, according to the object of the study
- Analysis of current carbon emission levels and reporting on their achievement based on programs, policies, economic factors such as consumption, production, GDP, etc.
- Comparison of the implemented, enforced policies and the ones that are set to be implemented in terms of carbon emission reductions by both countries

- Identify effective models in the discussed government measures that will achieve the carbon reduction targets set
- Projections based on content analysis, the success of the specified models for reducing greenhouse gas emissions
- **Research approaches and methods in the dissertation (methodology)**

Research approaches are in several aspects:

- comparative analysis - applicable to both reporting greenhouse gas emission levels and defining their characteristics by emission sources
- factor analysis - to determine the causes of carbon emissions and the change in their levels, according to the set time targets for achieving carbon neutrality

In terms of methods, the most commonly used ones include interpretive analysis of programs and legislative frameworks for carbon emission targets. Analytical and synthetic processing of data from official sources to model projEU ETSd carbon emission levels according to sources and their capacity to emit. The research approach includes also:

- mathematical-economic method - for forecasting carbon emission levels according to the set national and supranational policies and programs for their reduction and in particular for analyzing their efficiency
- deductive method - to derive a logical argumentation in relation to the processed data and their analysis and on the basis to formulate the hypotheses in the dissertation
- logical method - to interpret the results
- **Limitations of the thesis**

Limitations of the research object - the main part of the object focuses on the energy sector: output, production and consumption of fossil fuels and electricity systems, in view of the dependence of transport on them as a source for conversion from primary to final energy. The inability of the transport sector to exist independently without energy defines the energy sector

as the leading subject of the study. Without reducing its greenhouse gas emissions, it would be impossible to do the same in the transport sector, which, by the subject of the study, is also directly related to emissions from the energy sector.

Carbon emissions and their sources are regionally focused on Bulgaria and Canada. The choice of the second country is to clearly compare two different decarbonization policies and approaches to carbon reduction, in order to highlight the benefits and drawbacks of two differently implemented models. Since Bulgaria, as an EU member state, has common policies with the other 26 member states, the comparison with any of them would only be based on national policies to achieve the targets based on the same systems. Comparison with a non-EU country therefore highlights clearly the approaches and models that are most relevant to achieving the GHG reduction targets.

The calculations in the analytical part, based on which the author's thesis is formed, are as per the officially adopted legislations in both countries by the end of 2022. As decarbonization policies are also politically bound, changes in targets and timelines for achieving them are subject to constant adjustments and changes over time.

➤ **Main hypothesis and author's thesis**

The hypotheses developed in the thesis are based on calculations based on current data of carbon emission levels generated by the leading emitters and set the guidelines for achieving their reduction by the leading emitters. The underlying assumption is that reductions in carbon emissions from the power sector constitute a possible condition depending on the availability of substitute low-emitting or zero-emitting power capacity to provide energy security, and on accompanying economic measures to finance them. The author's thesis is that these economic measures, such as carbon trading schemes, can generate financial resources that can be channeled into unlocking the potential of new carbon-free energy capacity. To provide evidence for the authors' thesis, two different models of carbon pricing are used for comparison - free exchange trading and a fixed tax on carbon allowances and CO<sub>2</sub>/t. Based on mathematical models, it is argued that a carbon tax is the more appropriate system for reducing carbon emissions and generating more revenue in national budgets to finance the transition to decarbonization of the economy.

Also, the underlying hypothesis and thesis require integration in terms of the construction of new low or zero emission capacities with the relevant capital costs of its construction and the



associated infrastructure that is generated by the carbon price achieved through exchange trading, the tax system and investment in the sector. The calculation of substituting conventional capacity with low-carbon capacity is justified in itself, but for it to be feasible in a real economic environment it needs to be accompanied by financial provisions, since the decarbonization process requires capital investments oftentimes impossible for countries with weaker economies. In terms of sources of greenhouse gas emissions, the integrated approach is applicable to every aspect of the single energy system - output, production, grid and consumption.

### ➤ **Sources and literature on the problem**

The concept of greenhouse emissions in the atmosphere leading to an increase in the Earth's temperature was first published by the Swedish scientist Svante Arrhenius in 1896. He is credited with discovering the greenhouse effect. The increased presence of carbon emissions in the atmosphere due to human activity leads to changes in the Earth's energy balance and, in the longer term, in the climate (The Nobel prize, 2022). His discovery began the scientific development on the subject.

Climate modelling integrates several scientific disciplines and serves climate management or mitigation policies. In the context of energy as a leading emitter of greenhouse gases, the work of Indian geologist Prosenjit Ghosh is significant. He confirms scientifically that rising CO<sub>2</sub> levels are due to human activity by proving experimentally that atmospheric CO<sub>2</sub> is increasing from fossil fuels.

As a consequence of rising energy consumption, scholars began to theorize econometrically through Dubin's spatial model (Dubin, 2003), incorporating economic growth, energy consumption, and CO<sub>2</sub> emissions, and studying the relationship and spatial distribution among the effects of all three.

It is difficult to identify the pioneers in the science of the link between energy consumption and carbon emissions. Scientists in every country are examining both regional and global trends in the growth of GHG emissions and global warming. Moreover, climate science with economics is forming a new scientific trend, defined as climate policy, which includes fields such as economics, energy and ecology.

In his book *The Carbon Crunch*, the British economist and professor Dieter Helm explores why

developing economies are increasing their share of carbon emissions, while already developed economies are even managing to successfully implement reductions. A high GDP shows an easier time reducing GHG emissions than an increasing one. Prof. Helm elaborates on the basic thesis that the carbon footprint could be reduced by economic methods. One such method is the carbon tax or the carbon trading system (ETS) implemented in the EU. Using an econometric mathematical model, Prof. Helm shows that a carbon tax is a better option to implement as a measure aiming for emitters to reduce their GHG levels (Helm, 2015). His model is also used for the evidence section of the author's thesis of this dissertation.

## **I. A SCIENTIFIC APPROACH TO CARBON EMISSIONS. MODELS FOR THEIR CALCULATION IN THE ENERGY SECTOR**

### **1. CHARACTERISTICS OF CARBON EMISSIONS AND CO<sub>2</sub> EMITTERS**

As primary energy consumption rises, so do global average temperatures. The energy sector generates most carbon emissions (Worldometer, 2016). The main challenge for climate policies is the conversion of energy production from carbon-intensive to clean sources. The increased presence of carbon emissions in the atmosphere due to human activities is leading to changes in the Earth's energy balance.

The importance of the energy sector is leading for the economy and people's everyday life. The development of other industrial sectors depends on its state. The total consumption of energy resources and consumption by energy source is among the indicators for measuring GDP per capita. The more developed an economy is, the higher the energy resources consumption. This leads to higher levels of CO<sub>2</sub> in the atmosphere. The implication is that a more developed economy generates higher levels of carbon emissions. Hence the discussion on how to reduce CO<sub>2</sub> emission levels, without affecting economic development.

Energy use releases 75% of CO<sub>2</sub> into the atmosphere among other greenhouse gases. Therefore, all policies are directed against the transformation of energy production sources to low or zero carbon ones. Decarbonization, or the process of reducing atmospheric carbon emissions, is key to achieving climate goals. CO<sub>2</sub> concentration is not uniform. It is determined by differences in population size, the characteristics of their economies and energy systems, their lifestyles and their consumption of raw materials, resources and carbon footprint produced

goods. Methodologies have been adopted to measure carbon emissions according to the sectors in which they are emitted. For example, in the electricity sector, they are calculated based on the amount of energy (MWh, GWh) and the carbon emitted from production (g,t). The measurement of carbon emissions is important to control their levels according to decarbonization targets.

The main challenge is how to meet growing energy demand, overcome bottlenecks in supply chains and neutralize the climate impact of energy. To this end, energy sources whose extraction and production leave a carbon footprint are classified. These are hydrocarbon fossil fuels such as oil, gas and coal. They serve as energy resources in the production of fixed energy. Another type of raw materials used for energy production are natural resources such as wind, sun and water, which form renewable energy production. No carbon emissions are released in its production. Its global share is still insufficient to meet energy needs. The focus of decarbonization measures is on primary energy sources, which produce different amounts of carbon emissions according to the type of source.

## **2. CARBON EMISSIONS CALCULATION MODELS**

The emission factor (EF) is used to calculate the GHG emissions. It is determined according to the unit of activity available (Clim'Foot, 2016). According to the common definition adopted by the IPCC, the emission factor is a factor that allows to convert activity data into GHG emissions. Or it is the average rate of emissions from a source relative to units of an activity or process. The units for calculation are 1 kg of greenhouse gas from 1 KWh unit of product (equivalent in 1 MWh/1 ton). Thus EF is the sum of CO<sub>2</sub> emissions generated by human activity relative to the mass unit of CO<sub>2</sub> of the emitting source. A dataset that describes and quantifies the greenhouse gas generating activity is used to construct the EF. The GHG framework is institutionally defined through the Kyoto Protocol. Each greenhouse gas emission is converted to a CO<sub>2</sub> equivalent. This is done by multiplying the amount of gas by its CO<sub>2</sub> equivalent (CO<sub>2</sub>eq). CO<sub>2</sub>eq is the universal unit of measurement for greenhouse gas emissions, reflecting their different global warming potentials.

The main indicator of GHG emissions assessment is the 'GHG emissions per capita'. It is calculated by dividing the national emission totals by the number of permanent inhabitants of a country. It shows how much is consumed per unit of population. For Bulgaria, the indicator ranges from 13 tCO<sub>2</sub>eq in 1988 to 7 tCO<sub>2</sub>eq for the EU (EEA, 2019). In Canada, the share is

around 15 tCO<sub>2</sub>eq per capita, mainly due to the high standard of living according to 2019 data. This ranks it 5th in the world for this indicator, surpassing even countries like China and the USA as leading emitters of greenhouse gases (Hannah Ritchie, 2020).

Greenhouse gas emissions per unit of GDP shows the amount of greenhouse gases that are produced per unit of GDP. GHG emissions are directly linked to economic growth. As economic activity grows, so does the consumption of energy and natural resources. Reducing this dependence is a sign of sustainable development. For the calculation of sustainable development, the emission parameters are estimated according to the unit of GDP. For Bulgaria, the emissions obtained in the creation of 1,000 BGN of GDP are considered as the GDP per unit of GDP. GDP, decreased significantly from 2.45 tCO<sub>2</sub>eq in 1999 to 0.49 t in 2019 (EEA, 2019). In Canada, this indicator is 0.35 tCO<sub>2</sub>eq per \$1000 GDP according to World Bank data for 2019 (Government of Canada, 2022).

The GHG emissions inventory shall be carried out at national level, with all emitters reporting the quantities of activities to the authorised government authority. The data thus collected serves as a yardstick for the formulation of GHG reduction strategies and policies. In Bulgaria, the 2019 volume is nearly 56 Mt, of which over 42 Mt of CO<sub>2</sub>, and in Canada 672 billion tons of CO<sub>2</sub>e.

According to data from the National Greenhouse Gas Inventory of the Republic of Bulgaria, submitted to the IEA, for electricity generation the indicative EF is 0.819 tons of CO<sub>2</sub>eq for each MWh produced (Bertoldi & Damian Bornás Cayuela, 2017). Carbon intensity levels in the electricity sector are twice the EU average. The emission factor is also a leading indicator for calculating the cost of purchasing carbon allowances from the emissions trading market.

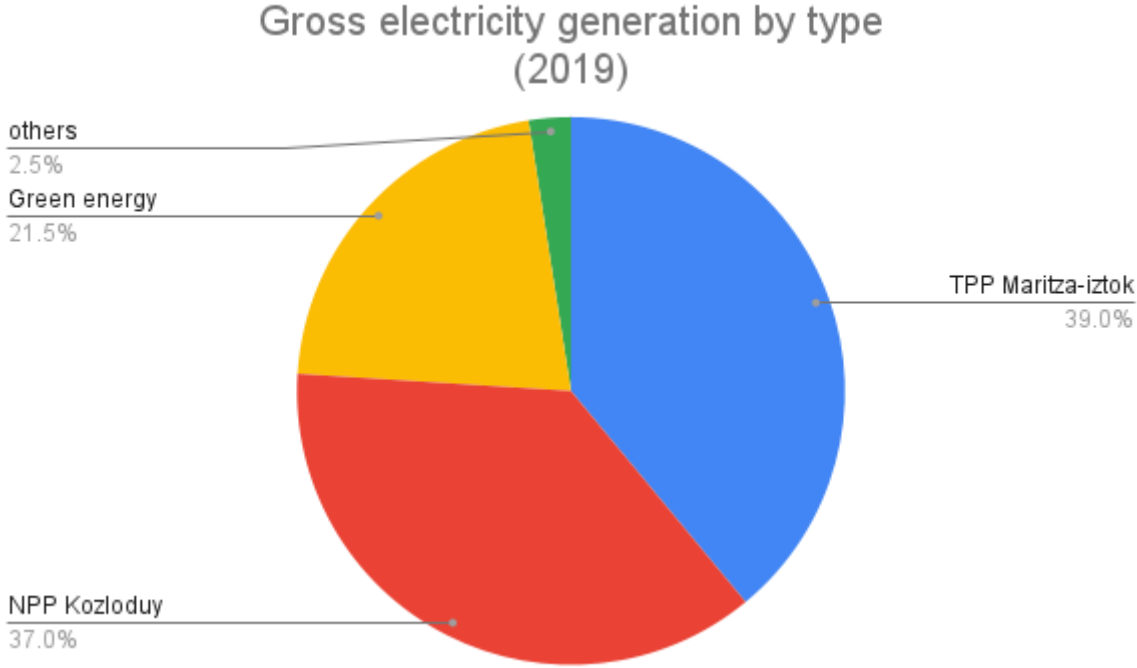
Bulgaria's leading CO<sub>2</sub> emitter is the energy sector. It is a key contributor to the economy, accounting for over 70% of greenhouse gas emissions, with CO<sub>2</sub> accounting for the largest share at 96%. Emissions from combustion processes for power generation account for the largest share. They account for around 62% of all emissions in the sector (EEA, 2019).

### **3. ENERGY MIX**

Bulgaria is still among the leading EU countries in the carbon intensity of the energy sector, where around 40% of energy produced is from coal (ME, 2019). Coal use results in more CO<sub>2</sub> formation than any other fossil fuel. Despite the improved environmental performance of the

country's power plants, they remain the main source of pollutants in the atmosphere. The country's electricity generation capacity is as follows:

*Figure 1.*



*Source:ME (2019)*

Figure 1 also shows Bulgaria's energy mix. The energy mix by primary sources of fossil fuels for the transport sector takes into account supplies that are mainly imported. The energy mix for oil and natural gas provides more certainty for consumption needs than imports from a single supplier. In the electricity sector, with its 55% share in energy, the energy mix is in energy production by source. It is set out in companies' plans according to a country's generation capacity and is approved by the energy regulator. The two sectors of primary energy and electricity production and consumption are subject to climate-related policies. Their development programs are aimed at decarbonizing and phasing out sources in the sectors responsible for CO2 emissions.

Primary energy production in Bulgaria accounts for about 62% of gross domestic energy consumption. The recent years structure in the dynamics of consumption is relatively unchanged, according to the example in Table 1 (NSI). Electricity relies mainly on domestic energy sources (95%) and imported energy sources (5%) (ME, 2020). The electricity sector is highly independent from external sources.

**Table 1. Share of RES in the total energy balance**

		2015	2016	2017	2018	2019
Primary energy production	1000 tne	12 033	11 273	11 728	11 957	11 693
Gross domestic energy consumption	1000 tne	16 681	18 294	18 936	19 003	18 848
Final energy consumption	1000 tne	9 389	9 518	9 742	9 750	9 699
Share of renewable energy in gross final energy consumption	%	18.3	18.8	18.7	20.6	21.6

*Source: author's summary from NSI database*

While in primary energy the export-import trade balance is negative, in electricity it is always positive, i.e. the country produces more than it consumes. The overall energy balance is negative in the trade balance (NSI, 2022). However, Bulgaria is among the five most energy independent countries in the EU. Over the period 2000-2018, energy dependency has decreased from 50 to almost 45%, compared to an EU average of 58% (Eurostat, 2021). Energy dependency is an indicator showing the share of energy needed by the economy that needs to be imported. In conclusion, Bulgaria is a net importer of energy and a net exporter of electricity. Restricting exports would reduce carbon emissions due to lower production but would deprive the state budget of revenue.

Unlike Bulgaria, Canada's electricity generation emits less than 9 per 100 of its carbon emissions. The extractive energy sector is the major contributor, with oil accounting for the bulk. The growth rate of the Canadian economy in the last decade has been a real GDP growth rate of 26.5%. More than 10 in 100 of the growth is driven by industrial development. This led to a rise in energy consumption of over 10% and an increase in industrial emissions of 4.7 per 100. Overall, greenhouse gas emissions grew at 1/5 the rate of economic growth. One of the reasons why economic growth and industrial energy use is outpacing the growth in GHG emissions is that the electricity generation, transmission and distribution industry is shifting

away from coal to less GHG intensive energy sources. Canada's oil and gas production had the highest GHG emissions for the decade from 2009 to 2019, accounting for nearly 21% of total emissions.

#### **4. ENERGY RESOURCES AND THEIR PLACE IN ENERGY SYSTEMS**

As a sector of industry, energy comprises extractive industries or the extraction of energy sources. It also includes all major natural and artificial systems for the production, conversion, distribution, and use of energy resources of all known types. The ultimate goal is energy production. Primary natural energy (contained in fossil fuels or renewable energy sources) is converted into secondary energy (conversion or transformation of primary energy) suitable for human use such as electricity and heat. This whole process from the initial to the final phase is defined as an energy system. It is a system designed to deliver energy services to end users (H.-M. Groscurth, 1995). The 2014 IPCC Fifth Assessment Report defines the energy system as a system of 'all components related to the production, conversion, supply and use of energy' (IPCC, 2015). All systems come together to form an overall (unified) energy system. Its concept evolves according to technologies and practices and regulations in the sector. The overall energy system is the subject of the energy policy in charge of energy development. It is, in turn, embedded in the foundations of modern economies alongside labour and capital.

Bulgaria's energy system consists of the following elements:

- Coal/coal-fired power plants - in terms of primary energy resource extraction and secondary energy production, the sector is the leading one in the country. Domestic coal mining ensures its independence from imports. Considering that coal-fired power generation is the leading share of the energy mix, local extraction and production is significant for the normal functioning of the energy system. In view of decarbonization policies, coal as a major CO<sub>2</sub> emitter should be phased out of the energy mix and replaced by low-carbon generation. In Bulgaria, 3 coal regions with local thermal power plants have been identified. The most significant of these is the Maritsa East Mines industrial complex. Three of the main four activities of an energy system chain - extraction, conversion, and final energy production - are carried out on the territory of the complex. The complex is the largest in the Balkans and accounts for over 1/3 of the country's electricity production.
- Natural gas - unlike coal, Bulgaria is entirely dependent on gas imports. Less than 1%

is own production. Annual consumption of natural gas amounts to between 3 billion and 3.5 billion t. As part of the energy mix, it occupies a low share of 14% compared to the EU average of 25%. The main activities in which it is used are transport, industry, heat generation and, to a very small extent, electricity production in CHP plants. Only about 100 thousand or 3% of households are gasified. Its role in the decarbonization process is that of a 'transitional fuel', i.e., it is recognized by the EC as a temporary energy resource because of its lower CO<sub>2</sub> emissions than coal and oil, but still higher than those of renewables. Natural gas will be used in the European taxonomy until the RES infrastructure is developed. As there is no production on the territory of Bulgaria, the only significant enterprise is the state-owned Bulgargas. Its role is to import quantities according to domestic consumption. The main source is Russia. After the start of the war in Ukraine in February 2022, natural gas transit to Bulgaria was disrupted by Russia. The case is indicative of the strong external dependence and the geopolitical risks that accompany its supply.

- Nuclear energy - with a developed tradition in Bulgaria, one of 31 countries with nuclear reactors. By 2023, two operating units at the Kozloduy NPP site will provide over 1/3 of national electricity production. Due to the reactors reaching the end of their useful life at the end of the 1930s, the national authorities are considering replacing them with new capacity - Units VII and VIII at the Kozloduy site. Nuclear power is included in national decarbonization plans (INPEC 2021-2030, 2020) because of its low-emission electricity. Together with Maritsa East Mines, Kozloduy NPP is an element of national security and guarantees constant energy. Like natural gas, it is considered by the EC as a transitional energy. Since the start of the war in Ukraine, due to gas supply problems on the Russian side and the energy crisis caused by insufficient energy supply, there has been a discussion in the EU about whether or not nuclear energy should be recognized as a 'green energy source'. The arguments in favour of the former are the low levels of carbon emissions from the production process compared to those from hydrocarbon fossil fuels. The arguments against are mainly due to the high risk of nuclear accidents and radiation leakage.
- Renewable energy - in Bulgaria is developing rapidly in the second decade of the XXI century. Due to the EU plans to increase the share of renewable energy in the energy mix, their accelerated implementation in the electricity system has started. By the end of 2020, their share is around 23.32% of gross final consumption (NSI, 2020), which

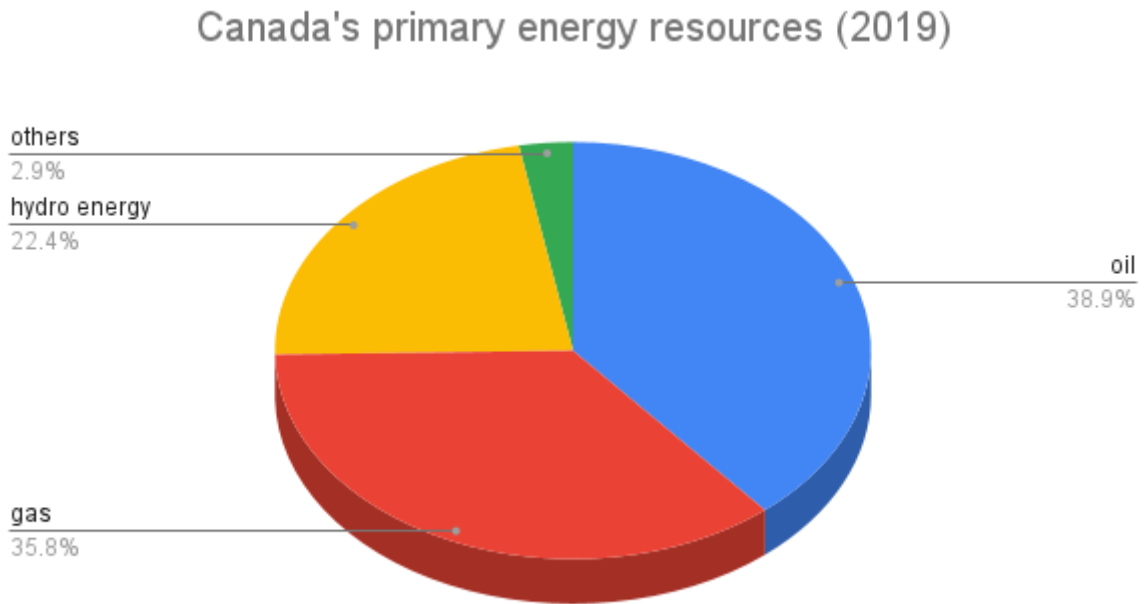


exceeds the targets of 20% for the period. Government incentives for investors and feed-in tariffs are leading to an economic upturn in the sector, which has stagnated since their suspension. The lack of an integrated plan leads to their uneven territorial distribution. The southern part of the country has the highest share of RES, where most of the PV plants are concentrated. They also account for the largest share of the total number and capacity of renewable sources. Wind energy has a large potential. It is mainly concentrated in the north-east of the country with several wind farms near the Black Sea coast. Geothermal energy has an untapped potential, with only marginal investments. There are more than 200 small hydropower plants in Bulgaria, which are mostly private. The state-owned HPPs are larger and were built before the political changes in 1989. Among them, the Chaira HPP is the largest in Southeast Europe. The total share of hydropower plants among RES amounts to nearly 62% in 2021. Due to hydrological changes this share varies from year to year with deviations in the range of 10-15%. Biomass has a share of 3.2% in 2021 of the total share of RES and is not of interest to investors. By comparison, its share in the EU among RES is close to 60%. Expectations and forecasts for the RES sector in Bulgaria are for an increase in their share in the energy mix. The reasons for this are mainly related to the implementation of the climate targets in the EU carbon neutrality plan. Their main disadvantage is technology, due to the intermittency of the natural resource that powers them, and the impossibility at this stage of sufficient storage of the energy produced.

- Oil - both in natural gas and oil Bulgaria is fully dependent on imports of the raw material. As with gas, its use in the electricity sector is even more limited. It is mainly used by diesel generating sets and small standby power systems. The main user is the transport sector. Annual consumption averages 4.5 million tons of oil equivalent of which own production is about 25 thousand tons (~1%). Russia is a major supplier of crude oil, which is processed by the LUKOIL Neftohim refinery near Burgas, which is a source of greenhouse gases in the region and is often fined by regional supervisory authorities for exceeding their allowable limits. Half of the processed oil and its products are refined and exported. Oil's role in the decarbonization process is not yet on the way out, as with coal, a process that will start after the transition period due to the ban on internal combustion engines in transport after 2035 for EU countries.

Canada's primary energy mix is diverse despite the vast availability of oil and gas. The mix of different energy sources is shown in *Figure 2* (CAPP, 2019).

*Figure 2.*



*Source: CAPP (2019)*

Because of the federalization of the territories and the vast area, as well as the disproportionately distributed population, the energy mix differs for each of the provinces. While Ontario is dominated by hydro and nuclear, Alberta and Saskatchewan are dominated by fossil oil and natural gas. The same is true for the electricity mix. In contrast, coal accounts for only 7% of the share and hydro over 60%. In the electricity sector, Canada is on track to achieve carbon neutrality soon, but achieving it in primary energy is important to the bottom line.

In summary, the main conclusions of chapter one are as follows:

- global warming is caused by increased levels of anthropogenic greenhouse gases (due to industrialization)
- it is recognized as a problem at political level; the scientific debate is present and acknowledged at a later stage (mid1990s), and the first institutional commitments to reduce greenhouse gas emissions to return the rate of global temperature rise to levels that will not affect climate change emerge
- the main source of GHG generation is the energy sector, with the leading share of carbon emissions among GHGs

- the methods for measuring atmospheric CO<sub>2</sub> levels are determined by the energy source; EF the unit of measurement of CO<sub>2</sub> levels on the basis of which an inventory report is prepared for each energy source (*see Chapter II, 2.2*)
- In Bulgaria, the electricity sector leads in levels of greenhouse gas emissions to the atmosphere while in Canada it is the fossil fuel extraction sector, also considered part of the energy sector. Both countries have similar levels of emissions per unit of GDP, i.e. the economies are energy intensive. Per capita carbon emission levels are also at high levels, above the developed country average.
- The energy system analysis shows that coal-fired power plants are the main emitters of CO<sub>2</sub>, and that renewables are low or zero emission, but with the smallest share among the main energy sources.
- Pricing in the energy mix shows lower production costs for renewables and higher for conventional energy sources

## **II. MEASURES TO REDUCE CARBON EMISSIONS**

### **1. INTERNATIONAL POLICIES TO REDUCE CARBON EMISSIONS**

Once global warming has been recognized as a global problem, policy-making to reduce its effects begins. The first formal document for policy engagement was the 1992 United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). The Kyoto Protocol of 1997 is an extension of the Framework Convention. The document is an international agreement to control global warming (UNFCCC, 1997). Signatory countries commit to reduce their greenhouse gas emissions. It entered into force in 2005 and is the first international agreement to protect the environment. The document introduces international trading of emission allowances, based on the market principle for their regulation. The aim is to reduce emissions of the nine leading GHGs by 5.2% between 2008 and 2012, compared to their 1990 levels. However, the Kyoto Protocol does not make it mandatory for each signatory to reduce emissions by 5.2%, but rather sets a percentage of emissions for each country according to its economic structure. Bulgaria is a signatory to the Protocol and is committed to reducing emissions by 8%, the same as the EU

target. By the end of 2012, the targets had been exceeded (EEA, 2020). However, this is not due to measures to reduce them, but because of a change in the economic situation after the political changes in 1990 and the transition to an open market economy. As a consequence, a large share of greenhouse gases generated by heavy industry, lower productivity, etc. have their natural decline.

The target for Canada is a 6% decline in GHG emissions from 1990 levels between 2008 and 2012 (Hrvatín, 2016). The country is failing and instead of reducing its emissions, they were increased by 30%. As a result, the government withdrew Canada from the Kyoto Protocol in 2011 and rejoined in 2016 with more ambitious targets.

The Paris Agreement of 2015 set more drastic targets, and a few years later the Glasgow Pact introduced the 2030 time horizon. For the first time, the Pact's leaders formally agree to limit the extraction and consumption of fossil fuels such as oil and coal.

In a further stage of international decarbonization policies, Bulgaria as an EU member state agreed to meet the overall targets of reducing emissions by at least 55% by 2030 compared to their 1990 levels. The European Green Pact makes the Community a leader on policies taken to protect the climate, regardless of whether such policies are implemented in other countries.

After a sharp political turnaround in Canada, the country agreed to implement the Paris Agreement and reduce its emission levels by 30% by 2030 compared to 2005. During the COP26 meeting in Glasgow, it declared that this share was not sufficient for the decarbonization targets and raised the targets to 40-45% (Richards, 2021).

## **2. BULGARIA AS PART OF THE EUROPEAN GREEN PACT AND THE EU EMISSIONS TRADING SYSTEM**

The European Green Pact is the main strategy guiding Bulgaria in implementing its climate neutrality commitments. The targets are also set out in the Glasgow Agreement. The essence of the Pact is for the EU to become the first climate neutral continent by 2050. The Commission's legislative package is titled **Fit for 55**. The energy sector is the EU's leading emitter of greenhouse gases. Energy production and use generates more than 75% of GHG emissions. Decarbonization, or the process of reducing atmospheric carbon emissions, is key to achieving climate targets. Decarbonization is also at the heart of the EU's long-term strategy for climate neutrality by 2050. EC identified an intermittent period on the path to carbon neutrality. The

process requires time for economies to replace emission-intensive energy sources with lower-emission or entirely emission-free ones. This implies a structural change of removing carbon from energy production.

Russia's military invasion of Ukraine has led to a reconsidering of the objectives set out in the EU Green Pact. Problems in the supply of energy resources most directly affect gas supplies from Russia to the EU. Bulgaria is one of the first countries to have its natural gas supplies cut off by Russia. The situation has shown a strong dependence of EU countries on Russian fossil fuel supplies. Because of the shortage of natural gas in the first months after the war and its high prices as a result, the EC announced in response the more ambitious REPowerEU plan to increase renewable energy in the energy mix. Clean energy production is gaining new targets for member states, including Bulgaria. A new target has been set to increase renewables in the energy mix to 45%, i.e., 5% more than the last target set in the European Green Pact.

Changes are also taking place in the so-called European Emissions Trading System (ETS). It remains the EU's leading mechanism for reducing greenhouse gas emissions. Introduced by the Kyoto Protocol in 2005, the system is an exchange trading per ton of CO<sub>2</sub> (allowance). The aim is to make industries with high levels of CO<sub>2</sub> pay for their emissions. In this way they will be incentivized to switch to lower emitting energy sources. The financial proceeds from allowance sales are used to finance decarbonization in the EU. As of 2021, the system has been dramatically reformed. The new measures are aligned with achieving the 2030 decarbonization targets. Free allowances for economically vulnerable sectors will be phased out, the stability reserve reduced, and new sectors will be included in the trading.

Bulgaria joined EFTA in the last year of the first phase of the system after the country's accession to the EU in 2007. 130 enterprises and 4 aviation operators are included (EEA, 2021). According to the regulation, enterprises generating CO<sub>2</sub> in their production activities have to pay for their quantities. Initially, each one received allowances free of charge (1 allowance is equivalent to 1 ton of CO<sub>2</sub> emissions), and had to buy additional allowances by auction when they were exceeded. By 2020, the free allocation represents 40% of the total available.

According to the EC assessment, despite progress since 1990 in reducing GHG emissions, Bulgaria is the most GHG intensive economy and coal remains the main source of energy (EP, 2021). The ratio of GHG emissions to GDP remains the highest in Europe. Sustained economic growth of over 3% of GDP per year since 2015 and an insignificant decline in emissions require

further measures to decouple growth from emissions so that the policy is sustainable. The policy call to reduce the carbon intensity of the economy through energy transformation, increasing renewable energy production and improving energy efficiency is seen as positive.

**3. INSTITUTIONAL MEASURES TO REDUCE CARBON EMISSIONS**

Among the government measures under implementation by 2023 is the Integrated Energy and Climate Plan of Bulgaria (INPEC). Since the last national energy strategy has expired in 2020, the country has no updated one as of 2023. The INPEC has a horizon up to 2050 and is a consequence of the European Green Pact. The document has been criticized by the EC for its lack of concrete measures to meet decarbonization targets.

In its opinion on INPEC, the EC acknowledged that the plan had significant gaps in information and data (EC, 2020). In the section on renewable energy-based decarbonization, two out of six recommendations are fully refIEU ETSD.

The EC's criticism is aimed at the lack of a plan for phasing out coal from the energy mix. Another critical point is the lack of a plan to curb emissions outside the energy and transport sectors, such as energy efficiency and other sectors outside the scope of the ETS.

According to INPEC, final gross consumption is expEU ETSD to grow smoothly in the period to 2030, with an average growth rate of about 0.75% per year in the period to 2025 and 0.4% after 2025, shown in *Table 2* (EK, 2022).

*Table 2. Average growth rate of gross final electricity consumption*

INPEC scenario [GWh]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gross final consumption of electricity in the country	41,16	41,48	41,8	42,12	42,29	42,47	42,64	42,81	42,97

*Source: aggregated data from INPEC (2022)*

In view of this scenario, electricity generation should meet electricity demand. Two main factors have to be taken into account:

- meeting domestic consumption through energy resources, according to sources adopted at European level in line with EU climate protection and decarbonization policies
- maintaining net electricity exports, which generate financial revenues for the electricity sector and provide resources for investment in the technical improvement, capacity and innovation of the electricity system.

The expEU ETSd increase in gross final consumption of electricity does not imply a reduction in capacity, as would be the closure of coal-fired power plants, but their adequate replacement with similar capacity technologically consistent with decarbonization targets.

The National Recovery and Sustainability Plan is the most up-to-date policy document as of early 2023 for Bulgaria's decarbonization goals. Five unapproved by the EC plans later, the final one provides new targets, the most important being an accelerated reduction of the share of carbon emissions from electricity generation. The deadline to achieve them is by the end of 2025, a 40% drop from their 2019 levels of 42.2 Mt (EEA, 2021). That is, by 30 June 2026, Bulgaria must reduce carbon emissions by 16.9 Mt. This is planned to be enshrined in the Climate Change Mitigation Act (Ministry of Innovation and Growth, 2022). Being the largest emitter of greenhouse gases, coal-fired power plants are subject of the government policy. Given that the EF for generation per MWh is 1.2 for the Maritza Basin, 40% less emissions equates to 50% less electricity generated by coal-fired power plants. The NAP does not cover all coal-fired power plants in the reform. It does not specify which plants should be closed. The upcoming final decision will be by an act of the National Assembly in 2023, the Just Transition chapter states. The Energy Transition Commission of the NAP has identified key measures (ME, 2023), namely:

- Increase Bulgaria's renewable energy capacity by at least 3,500 MW of additional capacity, mostly wind and solar, by 2026. This should be achieved through a set of ambitious reforms to increase renewable energy generation and investments to support the deployment of at least 1,425 MW of this renewable capacity, with at least 350 MW of co-located energy storage systems
- Establish a national grid-level electricity storage infrastructure of 6000 MWh of usable energy capacity. The facilities consist of batteries, inverters, transformers, power electronics/smart electronic devices and control automation

- Support for the introduction of pilot projects for green hydrogen and biogas production, including the installation of at least 55 MW of electrolyzers and biogas facilities with a capacity of at least 9 MW. Reforms and investments in the field of energy efficiency are also included, namely support for the renovation of the facilities with the aim of reducing primary energy consumption by at least 30% on average on at least 5 million square meters of floor space.
- Support for at least 10 000 households to purchase new 'best in class' solar domestic hot water and photovoltaic systems of up to 10 kWp to increase the share of renewable energy in household final energy consumption.
- Support for the digitalization and capacity increase of the electricity grid to integrate up to 4 500 MW of new renewable energy capacity, while increasing the capacity of inter-connectors by 1 200 MW.

The decision of the 48th National Assembly, which obliges the government to renegotiate an extension of the deadlines for the preservation of the coal-fired power plants' capacities until 2038, contradicts the final decision adopted in the NAP to close them by early 2026.

The indicative targets are set under a scenario of achieving a 40% reduction in carbon emissions from the electricity sector by 2026 compared to 2019 levels.

Canada began an inventory of its GHG emissions in 1994 after adopting the UNFCCC. Canada's first national climate plan was the Pan-Canadian Framework for Clean Growth and Climate Change (PCF). Adopted in 2016 (excluding the province of Saskatchewan, which declared it would implement its own measures for the targets), it includes over 50 measures to reduce emissions and introduces the carbon tax. It is the flagship for the national plan. It is believed that carbon pricing will encourage private sector innovation to look for efficient ways to increase their efficiency through less greenhouse gas pollution. The Canadian plan also takes into account the financial losses the country will suffer, if it does not take action to reduce greenhouse gases. Between \$21 billion and \$43 billion will be spent on greenhouse gas emissions. The consequences of climate change in this country will cost the federal government C\$21 to C\$21 per year (between 2 and 5% of annual GDP) by 2050. Based on the measures in the PCF, GHG emissions should be reduced to 532 Mt by 2030.



Carbon pricing is widely recognized as one of the most effective approaches to reducing carbon emissions. Through the PCF, the measure is being introduced in Canadian provinces. Each province determines the pricing according to the specifics of its economy, pollution levels, social burden, and reduction targets. In British Columbia, a carbon tax has been introduced. It covers the manufacturing sector, where each metric ton is taxed at C\$50 from mid-2022. A tax of 6.75 cents per liter is levied on fuels, and the proceeds fund green transportation projects. In Alberta, which is the country's leader in crude oil extraction and production, the charging system is a hybrid. It combines a fixed tax on each ton of emissions with a system based for large industrial emitters in the oil sector. Households that pay this tax, according to the energy consumed, receive part of the tax paid back in the form of an annual tax rebate. For a household of four, the annual rebate averages C\$1,079. Changes at the federal level provide for a dramatic increase in the levy to 65C\$ from 2023 and 13 cents per liter of fuel. In the provinces of Quebec and Ontario, a cap-and-trade system is in place, and those exceeding the cap are traded at market rates. The system is similar to the ETS.

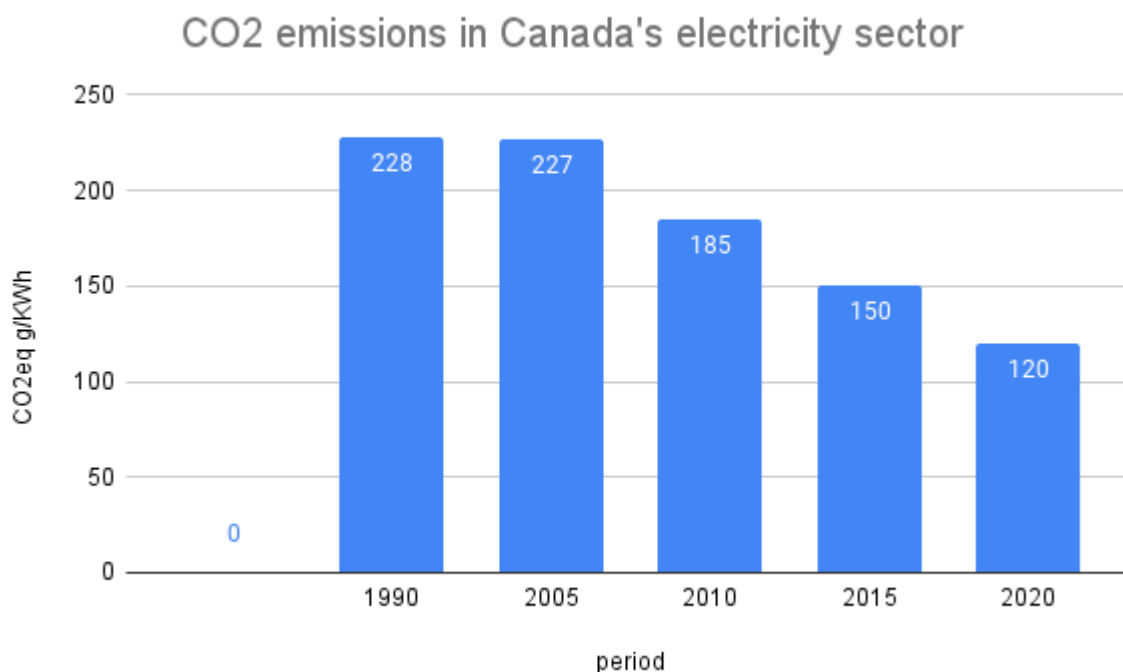
Canada's household taxation is a revolutionary step compared to measures in the EU, where similar action is planned to start in 2025.

The overall federal levy framework starts at \$10 per ton CO<sub>2</sub>eq in 2018, doubling each year to \$50 in 2022. Provinces with cap-and-trade must meet the final national target by 2030 with domestic measures. If they have not performed well by the end of 2022, they will have to introduce stricter catch-up regulations. Carbon tax revenues remain the jurisdiction of each province and it can dispose of them as it sees fit. The overall approach is being considered on a 5-year basis, expiring at the end of 2022. The performance review determines the next steps according to the results achieved.

Targeted action to reduce GHG emissions from sectors other than energy is critical to achieving Canada's goals towards a low-carbon economy. Reductions will be reflected in the aggregate of total GHG emissions, with those from fossil fuels declining at a slower intensity due to a number of preconditions for their higher emission levels.

The electricity sector, both in all provinces and at the national level, has reduced its emissions by about 50% by 2020 compared to 1990 and 2005, when in both reference years the levels were identical, as shown in *Figure 3* (CER, 2022).

*Figure 3.*



*Source: CER (2022)*

The trend shows that the electricity sector can achieve neutral emissions by 2050, but the problems of high emissions will continue to be caused by the oil sector, as in Bulgaria by coal power. Like oil, no small portion of the electricity produced in Canada is exported to the United States. While for oil and petroleum products exports relative to production are about 90%, for electricity this share is 10% (632 TWh produced and 67 TWh exported).

In summary of Chapter II, the following aspects can be highlighted:

- Bulgaria and Canada have adopted international commitments to reduce carbon emissions in their respective national legislation. In Canada, this process started 20 years after the processes in Bulgaria, yet the country has put in place plans and strategies in national legislation to meet the targets. The ultimate goal for both countries is zero net greenhouse gas emissions by 2050.
- In Bulgaria, the implementation of the international commitments on carbon neutrality, mainly stemming from its membership in the EU, is a ‘double process’, as they have to be enshrined in national legislation. In Canada, the process is simpler. The country has voluntarily adopted its own targets and is setting its own measures in this regard, adhering to the terms of the international agreements of the COP meetings.

- Policy commitments and national programs in Bulgaria have not led to a decline in CO<sub>2</sub> emissions, and this decline is more likely due to the restructuring of the economy since 1990, while the nature of the Canadian economy has not curtailed industrialization and remains the leading GHG sector.
- The initial institutional measures in Bulgaria do not formulate clear objectives, but rather wishful thinking like those in INPEC, for example. Namely: meeting domestic consumption through energy resources, according to the sources adopted at European level in line with EU climate protection and decarbonization policies, and maintaining net electricity exports that lead to financial revenues for the electricity sector and providing resources for investment in the technical improvement, capacity and innovation of the electricity system. It is only after the adoption of the percentage reduction targets for GHG emissions compared to the base year that the Bulgarian authorities have set such targets.
- The current plan to which Bulgaria adheres is the NAP, in line with the EU's Fit for 55 and RePowerEU goals. Shorter timeframes are set for meeting the carbon reduction targets, but specific commitments are controversial for achieving them
- The ETS is the leading financial mechanism that encourages emitters to reduce their emissions, offsetting their costs and providing a financial resource for investment in the low-carbon sources relied upon for the green transition. However, its mixed nature, with free and regulated market elements, has its imperfections, and the distribution of ETS revenues is not carried out according to defined parameters
- Canada's system of charging for carbon emissions through a carbon tax recognizes benefits such as predictability and more accurate cost planning for businesses, government finances and citizens. There is a social element as part of the tax revenue is returned to the economy to encourage investment in green energy. However, the latter is controversial as there are no mechanisms in place. The idea is similar to that of the ETS - saving on environmental tax costs through new green technologies. In this respect, the Canadian decarbonization plan relies heavily on scientific development, whereas this element is lacking in Bulgaria and it sticks only to the current technologies available for the process

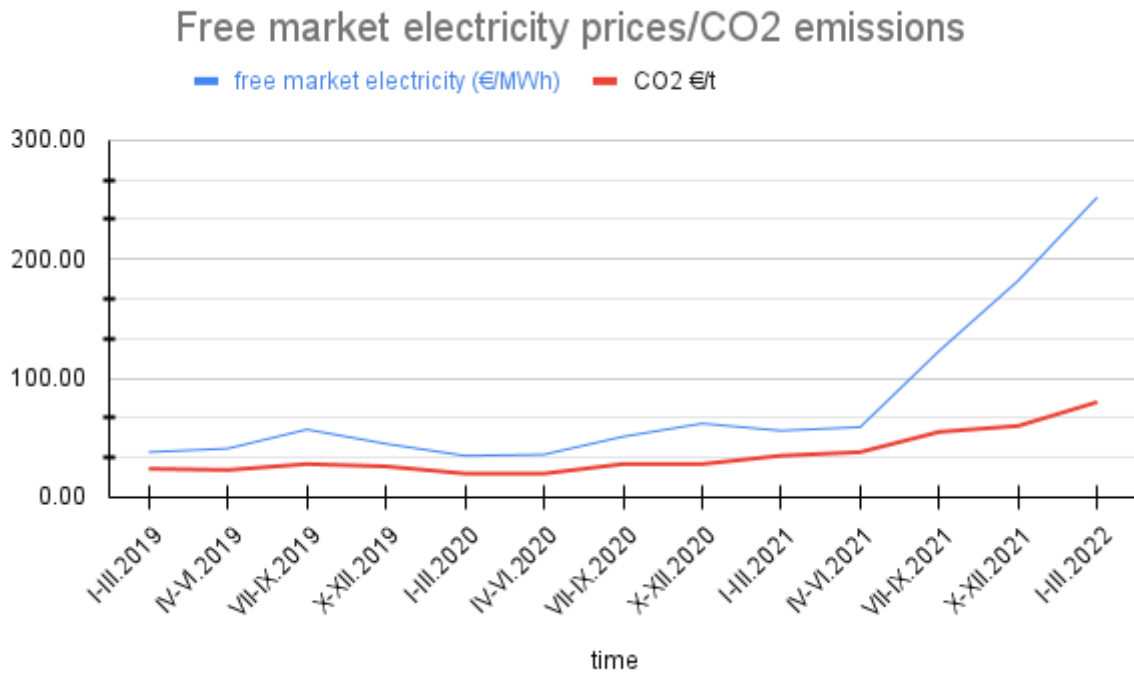
### **III. CARBON EMISSION REDUCTION MODELS IN BULGARIA AND CANADA. COMPARATIVE ANALYSIS OF THEIR APPLICATIONS**

#### **1. RISING CARBON ALLOWANCE PRICES AS PRESSURE TO ABANDON COAL POWER**

Based on the carbon emission levels of the two carbon pricing systems - the ETS in Bulgaria and the carbon tax in Canada, strengths and weaknesses can be identified for both.

Carbon reductions from the power sector are primarily focused on the electricity system as the largest emitter. In the first 9 months of 2021, Bulgaria emitted 14 MtCO<sub>2</sub>, 13.1 Mt of which came from coal combustion (Moore, 2021). In this context, the increase in the carbon price paid by coal-fired power plants will be calculated in the final price of the electricity they produce. This will make them uncompetitive for the country's free market according to economic logic. Thus, coal-fired electricity will gradually become more expensive than electricity produced from other sources and demand for it will decrease. The production of 1 MWh of electricity by the three thermal power plants in the Maritsa basin produces on average 1.3 tCO<sub>2</sub>eq. As of 2021, the majority of the electricity offered by the plant is on the free market (MARITZA IZTOK 2 TPP, 2022). Due to the rising electricity prices on the European markets since summer 2019, production costs and emissions costs are lower than the revenues of the production traded on the electricity market. Consequently, there is an excess profit in 2022. Thus, CO<sub>2</sub> prices are already below the value of production costs and the carbon price and electricity price curves lose their intercept. Hence, the increase in the price of emission allowances no longer has an effect because of the higher electricity prices shown in *Chart 1* (BEB), which is detrimental to the philosophy of the ETS and moves the green targets further away.

*Chart 1.*



*Source: based on author's calculations from IBEX, Eurostat*

In order to reach a situation where the price of carbon emissions is higher than the price of electricity produced, an increased demand for emissions and a lower demand for electricity is needed. Where market principles do not have the expected effect, regulations are introduced. An example of this is the ETS, which was launched as a market-based system and later started to transform into a hybrid system. For example, the next period of scheme reform is to regulate fuel suppliers after 2025. Administrative decrease of free allowances and increase of the upper level of targeted carbon emissions decrease should also be considered regulation. Maintaining certain emission levels to meet specific targets could also be considered as regulation.

## **2. COMPARATIVE ANALYSIS OF THE CARBON PRICING MODEL OF BULGARIA AND CANADA**

At this stage, regulations on EU ETS do not impact EU manufacturing (OECD, 2018). It can be maintained that the EU ETS qualifies as a regulated market. On the other hand, the exchange trading of allowances gives market access to participants who can speculate. The ETS has mostly suffered criticism along these lines, and a number of companies have called for speculators to be purged from the market (Oxera, 2022). In this respect, the Canadian model

of taxing emissions is more appropriate. Another advantage of the Canadian model is predictability in production costs for carbon emitting companies. The ETS model leads to a lack of predictability and creates premises for price influence from external factors. Their rapid rise, by over 150% within a year, indicates that price increases could lead to inflationary pressures along the chain of production, supply, and consumption.

The presence of unpredictability and damaging price volatility, as is the case with ETS, is the reason why cap-and-trade systems are generally worse than carbon taxes, where emissions price increases are gradual and predictable. In commodity markets, as is the case with the ETS, it is the presence of instability due to weak or absent supply and demand controls. The only instrument of influence is through administrative change on free allowances, which can lead to a change in their supply and demand in the market. The expansion of participants in the ETS in its new period after 2025 will lead to greater demand for emission allowances due to the inclusion of new sectors to participate in emissions trading. In contrast to a carbon tax, there is price cyclicity in the case of exchange traded emission allowances. Over the years, EU emissions have reached price levels ranging from €4 per ton during the global financial crisis of 2008 to €90 in 2019, with similar levels of development in the European economy and minimal inflation. The allowance market could continue to grow at a price level until renewable energy reaches a level that satisfies energy consumption. Then, because of lower fossil fuel prices resulting from low demand and use, allowance prices could fall, and market equilibrium could occur. In the short term, tight supply and strong demand create the conditions for their prices to rise, at least for the next 10-15 years, while the so-called 'transition period' in the EU continues. The carbon market will only become redundant when the carbon transition is achieved.

A comparison of the two financial mechanisms for reducing carbon emissions and their mutual substitution in the two countries would not be relatively accurate. The design and scope of the systems are different. While the system in Canada covers all emitters, in Bulgaria and the EU by 2023 only producers are covered. In this respect, the design of the carbon tax cannot be compared to that of the CO<sub>2</sub> tax in Bulgaria. In the case of borrowing, emissions by activity, their contribution to GHG pollution, social tolerance, impact on the tax system, etc. have to be calculated. Mathematically speaking, applying a uniform tax rate on carbon dioxide emissions for Bulgaria would yield the following:

$$57.2MtCO_2 \times \$20 = \$1.14 \text{ billion (2019 data) where:}$$

*1 metric ton = 1000 000 megatons*

1.14 billion \$ at the average monthly BNB rate of BGN/\$ for the period =  $\sim$  1.95 billion BGN.

In this calculation, it is most relevant to use the 2019 data as the last pre-pandemic year to trend. All GHG emission sectors in the country are covered as in the Canadian model. In terms of the fiscal effect, a carbon tax would be more appropriate compared to the ETS. The revenue for Bulgaria from trading allowances in 2019 is just under BGN 900 million. It should also be taken into account that this is only the revenue from the allowances traded on the market, which are about 1/3 of all emissions. This does not include free allowances and some sectors which are not covered by the ETS. Otherwise, the fiscal effect would have been greater under an ETS than under a fixed carbon tax as per the Canadian example. By applying the philosophy of a carbon tax in increasing its price value to reduce energy consumption and investing in emission-free energy sources, the demand for a larger fiscal effect would have a larger impact in the direction of lower emissions. In 2021, for example, the EU carbon price rises to 54.18 €/t on average, i.e. 2.5 times from 2 years earlier (EMI, 2022). Actual revenues from sales are over €1.6 billion, but in an already tighter allowance market. Meanwhile, Canada's carbon tax has already increased to \$40/t. The exchange rate of the dollar against the lev is higher and this would again indicate that under a fixed tax the fiscal effect would be greater than trading allowances. And last, but not least, one must take into account the fact that the nature of emissions in Bulgaria and Canada is quite different because of the type of fuel that emits them. This also leads to changes in their intensity.

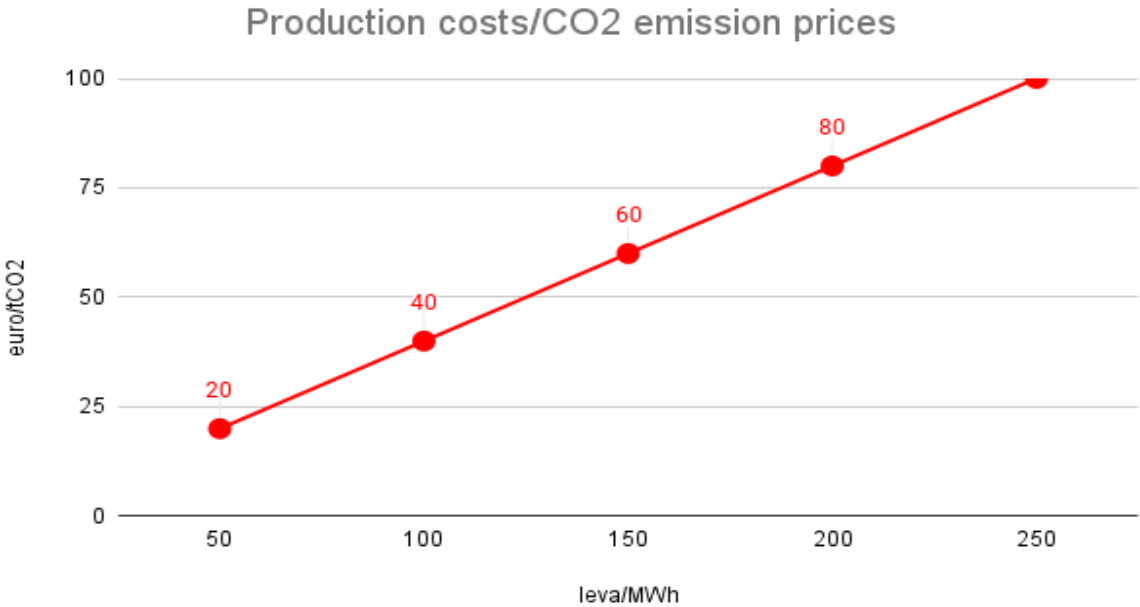
### **3. MODELS FOR REDUCING PG EMISSIONS FROM COAL-FIRED POWER PLANTS**

Electricity will play a key role in the transition to decarbonization, the so-called 'green transition', until other alternatives are available. In this context, Bulgarian thermal power plants can operate until 2050 at the latest. In the next decade, they will continue to play a major role in Bulgaria's energy security, but the policies are to reduce emissions through reduced generation, investment in clean technologies and plans to replace coal with renewables and batteries in the Maritza Basin. A successful transition to low-emission sources in the electricity sector will depend on their phase-out, and this should not happen without clear plans for their replacement in advance, especially in the context of the growing need for electrification. A policy that relies on a gradual increase in the green energy share to a leading energy share means

that Bulgaria needs to increase its renewable energy capacity almost sixfold to fully replace coal generation at current levels with green generation.

It is difficult to track the relationship of carbon prices to the production costs of the three power plants in the Mini Maritza-Iztok complex, as emissions are part of variable costs. According to reports, the ratio is 22%, 45% and 36% for the three companies in the complex, where the highest one is for the state-owned Maritsa-East 2 TPP (Avramov, 2021). The difference in the percentage ratio can be explained by the financial management of the three companies and the formation of the final costs for each one beyond those for carbon emissions. With an average of more than 30% for the marginal cost of carbon emissions in the final cost of the three complexes, its ratio to the average cost of electricity sold by the companies can be traced in *Figure 2*. If the price of electricity is lower than the percentage of the carbon costs of the three companies, then they would be selling the electricity they produce at a loss. For example, if the cost per ton of carbon emissions is approximately €50, the minimum price at which the companies can sell electricity with no loss is €68.5/MWh.

*Chart 2.*



*Source: author's calculations*

70% of the total greenhouse gas emissions in Bulgaria are due to the operation of the three thermal power plants of the Maritza Iztok complex. Their phased decommissioning will entirely predetermine the emissions trend for the sector. If Bulgaria were to phase out coal-fired power generation by 2030, the EU's 2030 targets for reducing net GHG emissions by at least 55%



compared to the 1990 levels should be achievable. Based on this fact, several scenarios for the decarbonization of the Maritza Iztok thermal power plant can be outlined.

1. Rising emission allowance prices - local coal production in the Maritza Basin does not require imports. Hence, no price pressure is expected on the electricity production of the three thermal power plants. Such pressure could come from the EU through the CO<sub>2</sub> emission allowance tax. According to the marginal operating EF for the TPP plants, 1.278 tons of carbon dioxide are generated in the production of 1 MWh of electricity (MoEW, 2014). If the marginal cost of selling electricity is exceeded at zero profit, Maritza Iztok power plants will be able to produce electricity. If the final price of electricity from generators is below the marginal cost of carbon emissions, the electricity produced will be below its cost in the market and the companies will not be able to withstand the financial pressure.

2. Replacement of coal with low-emission capacities - the replacement of the raw material with natural gas is a prerequisite for risk and price shock on the final output. While coal is domestically produced, natural gas is mainly imported. Lack of alternative suppliers and a dominant third-party monopoly in supply, coupled with the use of natural gas as a geopolitical pressure tool, mean the country's energy security is still at risk. The reliance on gas as a major energy carrier, like oil in the last century, questions the predictability and forecasting in production. Lack of accurate estimates in production capacity planning will lead to an imbalance between available reserves or shortages and the sales and revenue plan. At a lower capacity utilization in the three Maritza Iztok units of around 2 200 MW, as is currently the case, and with an efficiency of 64%, an amount of EUR 2 to 2.5 billion would be needed over a 10-year period (Bulatom, 2021). It is questionable whether such an investment is justified, as according to the European Green Energy Regulation large natural gas combustion plants can operate until 2050. A hypothetical calculation based on the average price of natural gas in Bulgaria for 2021 (55 EUR/1000 cubic meters) plus 10 EUR average operating costs and electricity production with an efficiency of 43%, equals an EUR 110 price of electricity per 1 MWh. This also includes components such as €10 return on investment, €3 to €5 operating profit and €10 for carbon allowances at a carbon price of €25 per ton. Gas combustion also emits carbon emissions, albeit in smaller quantities, at around 0.5 ton per MWh.

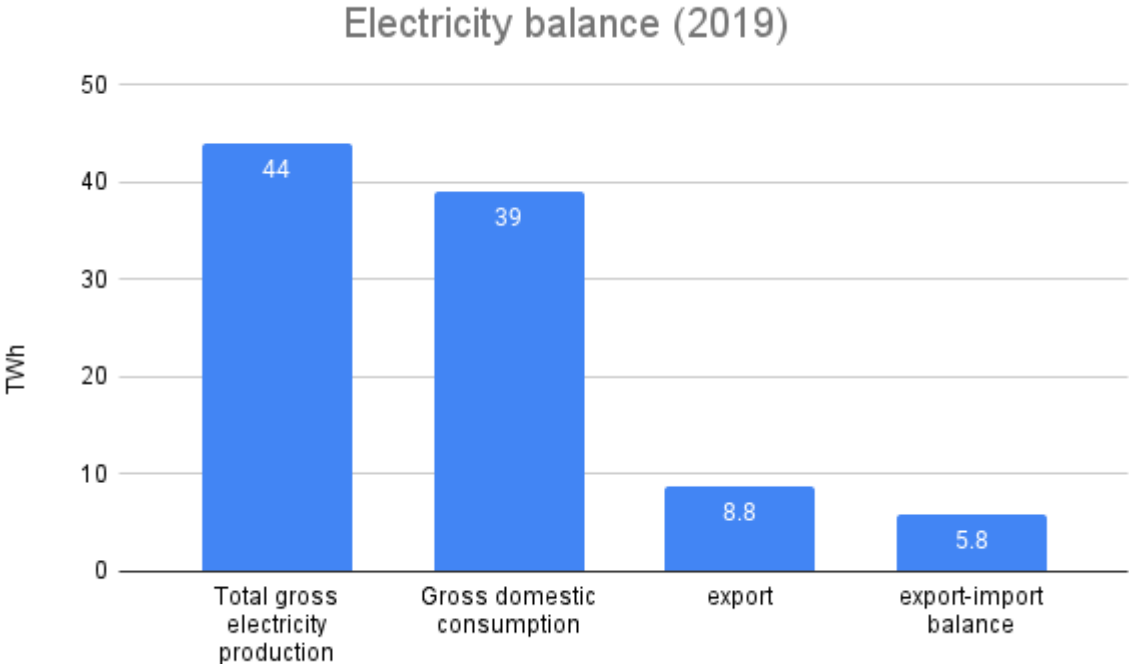
The closure of the Maritza Iztok Mines industrial complex alone will suffice to achieve the EU's latest target of 40% lower GHG emissions by 2030, or the so-called green transition. Given that the complex is responsible for almost 70% of total carbon emissions, once the new target is

met, one of the three thermal power plants could be operational by the end of the 2050 zero-emission deadline. Moreover, such capacity would be needed as a balancing power with renewables dominating the energy mix.

Electricity exports amounted to about 20% (Figure 4) in 2019, but if curtailed, the share of renewables to offset capacity from retired power plants could be lower.

Either way, the country's electricity system is nowhere near as complex as Canada's, and planning the most general models does not require complex calculations. If we stick to these figures, then in 2030, without exports and with Kozloduy NPP output sold domestically to compensate for missing capacity from Maritza Iztok Mines, GHG emissions could reach the 40% target decline.

Figure 4.



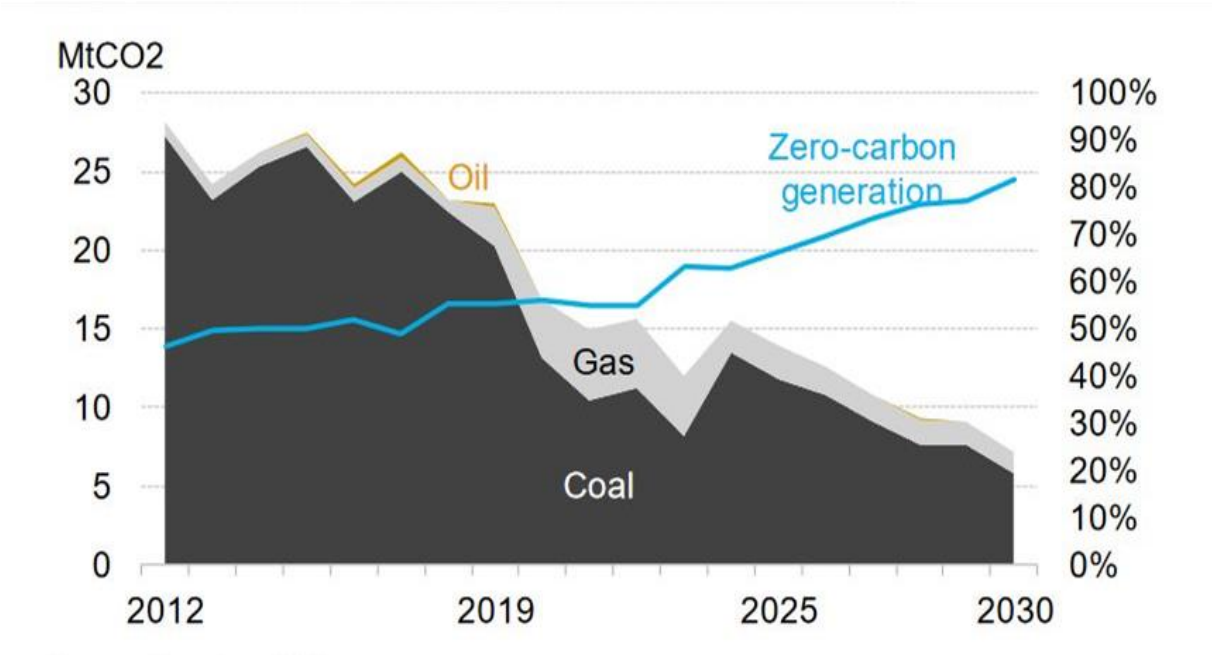
Source: ME (2019)

If a data-based percentage of electricity generated by NPP and RES is compared to Maritza Iztok, then it is evident that their share is slightly below 60%. If the share of exports is removed, the result is about 51% of electricity produced from low and emission-free sources. Thus, the transition period target of a 40% drop in carbon emissions can be met. However, removing the share of coal-fired power plants from the energy mix creates a mismatch between final consumption and electricity produced, i.e. in such a case the available electricity would be about

20% less, and would not be sufficient to meet consumption. In this case, Bulgaria would need new generation capacity to compensate for the electricity shortfall. Given the EU policy of banning fossil fuel subsidies and the European taxonomy defining natural gas and nuclear as transitional sources, the alternative to coal-fired power plants are renewable energy sources. Their growth at 2019 production and consumption levels should be almost double after 2030. It could well be lower if policies to reduce energy intensity are implemented, electrification in transport remains at low levels, etc. If investor interest remains at the 2022 levels, private sector initiative is sufficient to increase the share of renewables. The main problem is their integration into the electricity system. By August 2022, it has reached the absolute limit and requires expansion (ESO, 2022). This questions the efficiency of the functionality of the electricity system in the face of the new challenge of climate protection and the policy of accelerated deployment of RES. Bulgaria's electricity infrastructure has been in operation for a long time, but with the development of technology it is rapidly facing functional limitations and an increasing risk of congestion (Zinoviev, 2020, p. 7).

In case of the least-cost scenario, some 8 GW of new renewables capacity could be installed by 2030. (Figure 5, BloombergNEF, 2020).

Figure 5.




Source: BloombergNEF (2020)

Regarding Bulgaria, the forecast shows a scenario where the capacity of coal-fired power plants declines in 2030 by nearly ¾ to 1.3 GW. In the model, the forecast relies on high GHG emission prices to drive coal-fired thermal power plants out of the market through loss of competitiveness. According to the same model, a new renewable capacity of 7.7 GW would be sufficient to offset the retirement of 3.2 TW of coal-fired power plants. In the middle of the third decade, gas will partially replace the coal-fired power plants once gas interconnections with neighboring countries are built. The projection is for the growth of WHPP and PV up to 52% of the electricity mix in 2030. This would reduce GHG emissions levels in the electricity sector to 16 Mt from their 2018 levels.

Reducing carbon intensity per unit of GDP produced would also contribute to decarbonization. This indicator ranks Bulgaria first in the EU. The so-called ‘green GDP’ is BGN 4 billion higher than the nominal GDP in 2019 calculated by the method of Stepanović, Thomas and Škare (Stjepanović, 2019).

In summary, Chapter 3 identifies the following characteristics that define the integrated approach to carbon reduction compared between Bulgaria and Canada:

<b>Bulgaria</b>	<b>Canada</b>
<p>The ETS as a carbon pricing model has distorted the market in the past, requires more difficult forecasting in the future, and therefore makes budgeting production costs more difficult; it does not currently encourage energy-intensive industries to reduce their costs. As an effect, conventional high-emission electricity sources are expected to lose competitiveness to renewables.</p>	<p>A fixed carbon tax provides predictability for both business and government revenue and facilitates the allocation of funds to support the decarbonization process. Oil production, as Canada's leading GHG emitter, is not affected by the tax due to its still competitive position in foreign commodity markets, especially as its price is rising due to reduced production due to the "green transition", while its demand is not yet declining</p>
<p>Accelerated development of alternative low or zero emission energy sources to replace the capacity of carbon intensive energy production by</p>	<p>In the electricity sector, the targets are achievable before 2030 because of the major share of hydropower and the huge natural potential of renewables, which are not yet developing fast</p>

<p>2030. Insufficient technical development is still a problem for green energy permanence</p>	<p>enough. The main problem remains oil as a major energy source, not so much as a key financial asset for the Canadian economy, but because of its consumption in domestic transport</p>
<p>A doubling of renewables from 2035 to 2050 in the electrification of the transport sector (including the production of green hydrogen, also requiring renewable electricity - over 8 thousand MW of additional capacity)</p>	<p>Double electricity demand growth by 2019 for electrification of transport and related industries alone, i.e. around 1.2 GW of new electricity capacity</p>
<p>A lower contribution to decarbonization is a reduction in the high energy intensity in the economy (per unit of GDP). A larger effect would be to reduce the carbon footprint along the entire consumption chain - from the primary energy source to the production process, transmission and consumption</p>	<p> Relevant for Canada as well, as the levels are identical in terms of production per unit of GDP and the carbon footprint is even higher for consumption</p>

**CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS FOR FUTURE ACTION**

The goal for Bulgaria and Canada is to reduce the carbon intensity of the energy sector. At a glance, the two countries do not seem comparable on this indicator because of a number of distinctive features of their energy systems. The main one is the origin of emissions. While the energy sector has a larger share in Bulgaria, at about 60 per 100, in Canada it is just over ¼, but it is still the leading sector and the success of the energy transformation will depend on the decline in emissions from it. In both cases, the leading emitter is fossil fuels - oil for Canada and coal for Bulgaria. For Canada, oil production accounts for a large part of its export revenues, while coal-fired power plants in Bulgaria serve mainly to meet the domestic energy consumption. For both countries, plans are needed to rebalance their economies towards lower-emission consumption, which requires huge investments. Encouraging the construction of new zero-emission capacity will ensure that both countries can meet domestic energy demand while fossil fuel consumption gradually declines.

It is clear from the comparative analysis in Chapter III that Canada's carbon pricing model is not producing the desired results. It is too early to identify a trend as the pandemic years of COVID in 2020-2021 are marked by a slight decline explained by reduced manufacturing activity and reduced demand for oil in global markets. The results for Bulgaria are similar in the first four years after the ETS trading has begun.

The advantage of a carbon tax, according to the mathematical models derived, is its predictability and the fiscal benefits are greater than an emissions trading model with partial regulations. The disadvantage of both is the possibility of shifting industries with large GHG emissions volumes to countries without a similar tax. The mathematical calculations in transferring the Canadian model to Bulgaria show that the revenues would be higher under a flat levy. This is consistent with the model of Prof. Dieter Helm from Yale University. In his paper *The Carbon Crisis* (Helm, 2015), he argues that when there is a fixed amount of carbon emissions traded at a market price, the costs of carbon damages are not covered, and that in such a case a fixed tax/levy on GHG emissions would work better to reflect the real damages and their costs. A carbon tax can have a long-term sustainability. In either case, a carbon pricing model would apply and become a leading factor in decarbonization policies.

Based on this method, calculations are applied to the Bulgarian economy in the development of the **author's thesis, namely** that in a carbon pricing model as a fundamental factor for market-based removal of high emitting sources from the energy system, the Canadian carbon tax model has a higher fiscal benefit. Both the Canadian model and the ETS, turn high-emitting sources uncompetitive by increasing carbon allowance prices. Higher tax revenues, compared to those at a free market price, will, if properly allocated, contribute more funds to investment in low-carbon technologies.

The case of Maritza Iztok is complex because on the one hand it ensures the sustainability of the energy system and the energy security of the country, while on the other it contradicts the European policy of zero emissions by 2050. There is private investor interest from the owners of two of the units in the industrial complex. Their proposal is mainly based on gasification of the power plant. This approach would extend the production activity until the end of the transition period in 2030 and beyond, but not before the 2050 deadline, as natural gas is defined by European legislation as a transitional fuel.

A workable option for reducing the share of emissions from coal-fired power plants in Bulgaria

is to remove them from market self-regulation because of the high cost of the electricity they produce, due to carbon emission prices. As a consequence of the loss of competitiveness and due to a growing share of renewables, coal-fired electricity will gradually decline to the point where market allows it to exist.

All the prerequisites are in place to increase the share of renewables in the energy mix in both countries under consideration. Based on the findings, the leading issue that emerges is the state of the electricity grids and their ability to respond to new connection capacity. This necessity emerges as more pronounced in Canada, where the need for electrification to replace fossil fuels in the power sector is enshrined in the government's decarbonization plan. In Bulgaria, with continued electricity generation from coal-fired power plants and no national plan to decommission them, there is no need for new electricity capacity. These are needed to meet the targets for reducing GHG emissions, which are mainly emitted in the country by Maritza Iztok Mines. It is also valid for both countries to increase electricity capacity while reducing the share of fossil fuels. Apart from the partial plans for the energy sector, there are no strategies for other economic sectors on how the process will take place. This hinders forecasting the exact amount of new electricity capacity. The assumption of their quantities, calculated on the basis of fossil fuel consumption, provides indicative clarity on the scale of electricity generation even if the use of fossil fuels in the transport sector is phased out and replaced by secondary resources whose production also requires the use of electricity.

On the backdrop of these technological features, the decarbonization targets set and their replacement by low-emission ones, a **hypothesis** is formulated according to which it is possible that the retirement of high-emission power plants will lead to the targeted decline in carbon emissions. However, this should not happen on its own, but with well-planned new replacement capacity to ensure the stability of the energy system. Renewable energy could be one such option. The intermittent energy they produce and the lack of a technological solution for storing the energy produced but not consumed for a longer period are still recognized as downsides. In this respect, RES cannot yet serve as baseload energy source.

Another measure to reduce GHG emissions is to improve energy efficiency and reduce energy intensity in industry. Industries in both countries consume energy above the average global levels and the EU average. This is due both to the high-emission energy carriers in the energy systems of Bulgaria and Canada and to the economic situation in Bulgaria. If the ratio between final and primary energy consumption decreases, primary energy intensity will decrease. This

requires investment in the modernization of industries, improvements in energy efficiency and structural changes in the economy. Either way, a downward trend is emerging, but at a slower pace. Improving this indicator will also be important for achieving the 2050 GHG zero emissions target, as it implies GDP growth that is linked to energy consumption per unit of output.

Last but not least, the geopolitical risks also have an impact on the energy transition. For Bulgaria, it is assessed as external because of its heavy dependence on imports of fossil fuels such as oil and gas. At the same time, this dependence can be a catalyst for increasing electricity capacity, which in the long term will be able to replace fossil fuels, provided there is adequate infrastructure and a structural shift in the sectors that emit carbon through energy consumption. For Canada, this risk is assessed as domestic, as the country is energy independent, extracting and consuming all its own products and production. The risk stems from the transformation of the upstream oil sector, which is leading to a deterioration of macroeconomic performance and social dialogue in the provinces where hydrocarbon production is concentrated.

The energy sector is being transformed in several aspects: politically, commodity-wise and technologically. Forecasting through models is important for planning the development of the sector. In this aspect, the **contribution of the thesis** is:

- Applicable calculation method for replacing high emission sources with low emission sources to achieve decarbonization
- Applicability of technologies in the energy sector in compliance to the conditions in Bulgaria
- The financial argumentation for energy transformation in Bulgaria
- The financial losses to the Bulgarian economy from maintaining a high carbon economy

Based on what is argued in the thesis, the following **measures/recommendations** on greenhouse gas emissions can be outlined on which to base policies to achieve the 2030 carbon emission reduction target as per the set target:

- managing energy demand and achieving energy savings



- switching to renewables and other emission-free sources
- replacing coal/oil with alternative solutions in the medium and long term
- development and deployment of new carbon management technologies
- rethinking energy markets
- energy connectivity at local, national and supranational level
- mobilizing investor resources
- providing government incentives in the energy sector
- an easy regulatory framework for the connection of new emission-free capacities to the electricity system and their upgrading to meet their capacity

Medium- and long-term forecasts cannot determine exact credibility. Their relevance is to determine the quantitative and technical parameters for the calculation of new energy capacities in the context of the decarbonization of economies such as the ones outlined in the thesis.

## PUBLICATIONS OF THE AUTHOR ON THE TOPIC OF THE THESIS:

1. Публикация на доклад, представен на „Юбилейна научна конференция по случай 70 години от създаването на катедра и специалност „Икономика на транспорта“ на тема „Транспортна свързаност 2020“, организирана от УНСС/ Катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“ на 29.10.2020 г., заглавие: „Ниската цена на петрола – предпоставка за зеления преход в Канада“, публикувана в сборник „Транспортна свързаност 2020“, Издателски комплекс УНСС, София 2021, ISBN: 978-619-232-451-3
2. Публикуван научен доклад в научното издание „Механика, транспорт и комуникации“ на ВТУ „Тодор Каблешков“, гр. София, на тема „Намаляване на въглеродните емисии от Марица изток. Модели за преобразуването на комплекса според целите на ЕС за климатична неутралност“ (art. ID:2183, ISSN 2376-6620, том 20, брой 1,2022), достъпно онлайн на: [https://mtc-aj.com/MTC-aj\\_paper.2183.htm](https://mtc-aj.com/MTC-aj_paper.2183.htm)
3. Публикувана статия в научното издание на УНСС „Bulgarian journal of international economics and politics” (Vol. 2, Issue 1, pp. 51-64 ); заглавие: „Geopolitical Models before the Decision on the EU Taxonomy“, достъпна онлайн на: <https://doi.org/10.37075/VJIEP.2022.1.04>
4. Публикация по доклад от Международна научна конференция на тема: "ТЕНДЕНЦИИ И СТРАТЕГИИ ЗА ВЪЗСТАНОВЯВАНЕ НА ИКОНОМИЧЕСКАТА И ОБЩЕСТВЕНАТА СИСТЕМА СЛЕД ПАНДЕМИЯТА ОТ COVID-19", 15 - 17 март 2023 г., заглавие: „Системата за търговия с въглеродни емисии като натиск за изпълнение на зелените цели“

### *Media publications:*

1. „Бъдещето на зеления водород/The future of green hydrogen“, статия в списание „Bloomberg Business Week“, двуезично месечно издание на български и английски език, юни 2021, брой 3, стр. 32-35, ISSN 2738-8239

Visible online on: <https://www.bloombergtv.bg/a/71-businessweek-biznes/102500-badeshtetona-zeleniya-vodorod>

2. „Въглеродният данък на ЕС“, статия в списание „Bloomberg Business Week“, двуезично месечно издание на български и английски език, юли 2021, брой 4, стр. 6-9, ISSN 2738-8239, visible online on: [https://www.bloombergtv.bg/a/72-businessweek-ikonomika/96011-vaglerodniyat-danak-na-es?fbclid=IwAR2T5e1KeF\\_wUE0uiZv2oE9E46If9q5CmdKfcL0-Ixldmtzxe2eGnJKzs4c](https://www.bloombergtv.bg/a/72-businessweek-ikonomika/96011-vaglerodniyat-danak-na-es?fbclid=IwAR2T5e1KeF_wUE0uiZv2oE9E46If9q5CmdKfcL0-Ixldmtzxe2eGnJKzs4c)

3. „Will China quietly surpass the EU’s green goals?“, статия в списание „Bloomberg business week“, двуезично месечно издание на български и английски език, февруари 2022, брой 10, стр.32-37, ISSN 2738-8239, visible online on: <https://www.bloombergtv.bg/a/71-businessweek-biznes/102846-will-china-quietly-surpass-the-eus-green-goals>

## BIBLIOGRAPHY:

1. Аврамов, В. (2021). *Либерализираният пазар на електрическа енергия*. София: Нов български университет.
2. Булатом. (10 06 2021 г.). *Позиция на Булатом за основните проекти в електро енергетиката на България*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Булатом: <https://www.bulatom-bg.org/%D0%B4%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%B8/%D0%BF%D0%BE%D0%B7%D0%B8%D1%86%D0%B8%D1%8F-%D0%BD%D0%B0-%D0%B1%D1%83%D0%BB%D0%B0%D1%82%D0%BE%D0%BC-%D0%B7%D0%B0-%D0%BE%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%B5-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BA>
3. Евростат. (21 07 2021 г.). *Archive:Производство и внос на енергия*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Eurostat: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE\\_%D0%B8\\_%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D1%81\\_%D0%BD%D0%B0\\_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE_%D0%B8_%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D1%81_%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F)
4. ЕК. (14 10 2020 г.). *Оценка на окончателния национален план на България в областта на енергетиката и климата*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Европейска Комисия: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff\\_working\\_document\\_assessment\\_necp\\_bulgaria\\_bg\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff_working_document_assessment_necp_bulgaria_bg_0.pdf)
5. ЕК. (09 09 2022 г.). *Становище на Европейската Комисия по ИНПЕК*. Извлекено от ЕК: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg\\_final\\_necp\\_main\\_bg.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf)
6. ЕСО. (10 08 2022 г.). *Проектни заявления за изграждане на нови ВЕИ за над 24 000 MW инсталирана мощност са постъпили в ЕСО до началото на август 2022 година*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от ЕСО: <https://www.eso.bg/doc?news=490>
7. Зиновиев, В. (2020). *Интелигентните енергийни мрежи*. София: УНСС.
8. ИАОС. (2019). *Национален доклад за състоянието и опазването на околната среда в РБългария*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от ИАОС: <https://eea.government.bg/bg/soer/2019/energetics/index>
9. ИАОС. (2021). *Емисии на парникови газове*. Retrieved 01 28, 2023, from Изпълнителна агенция по околна среда: <https://eea.government.bg/bg/soer/2019/climate/climate1>
10. ИНПЕК 2021-2030 г. (22 02 2020 г.). Изтеглено на 18 12 2022 г. от МОСВ: [https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national\\_energy\\_and\\_climate\\_plan\\_bulgaria\\_clear\\_22.02.20.pdf](https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national_energy_and_climate_plan_bulgaria_clear_22.02.20.pdf)
11. МЕ. (2023, 01 13). *Доклад за Екологична оценка на изменение и допълнение на Програма "Развитие на регионите 2021-2027"*. Retrieved 01 28, 2023, from Министерство на енергетиката: <https://www.me.government.bg/news/ministerstvoto-na-energetikata-publikuva-doklad-za-ekologichna-ocenka-na-izmenenie-i-dopalnenie-na-programa-razvitie-na-regionite-2021-2027-3134.html>

12. МЕ. (06 12 2019 г.). *Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България*. Изтеглено на 19 12 2022 г. от Министерство на енергетиката: <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy2018-04.06.2019-finish.pdf>
13. МОСВ. (2014). *Изчисление и прогноза за емисионния фактор на парниковите газове за националната електрическа мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.* Изтеглено на 18 12 2022 г. от МОСВ: [https://www.moew.government.bg/static/media/ups/articles/attachments/Bulgaria\\_EG\\_EF\\_20146ea9f45764941a5a2d78ac6f3006f62b.pdf](https://www.moew.government.bg/static/media/ups/articles/attachments/Bulgaria_EG_EF_20146ea9f45764941a5a2d78ac6f3006f62b.pdf)
14. НСИ. (н.д.). *Дял на възобновяемата енергия в брунтното крайно потребление на енергия*. Извлечено от НСИ: [https://infostat.nsi.bg/infostat/pages/reports/query.jsf?x\\_2=627](https://infostat.nsi.bg/infostat/pages/reports/query.jsf?x_2=627)
15. НСИ. (30 11 2022 г.). *Общ енергиен баланс*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от НСИ: <https://nsi.bg/bg/content/4196/%D0%BE%D0%B1%D1%89-%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B5%D0%BD-%D0%B1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%81>
16. ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2. (25 05 2022 г.). *Заявления за цени 2022*. Ковачево, Стара Загора, България. Извлечено от [https://www.dker.bg/uploads/zaqvlania\\_ceni/2022/el/tec\\_maritsa\\_iztok\\_2\\_ead\\_22.pdf](https://www.dker.bg/uploads/zaqvlania_ceni/2022/el/tec_maritsa_iztok_2_ead_22.pdf)
17. Bertoldi, P., & Damian Bornás Cayuela, S. M. (2017). *Guidebook "How to develop a Sustainable Energy Action Plan (Seap)"*. European Commission. Изтеглено на 18 03 2023 г. от [https://alea.ro/media/2022/03/jrc\\_technical\\_reports\\_com\\_default\\_emission\\_factors-2017.pdf](https://alea.ro/media/2022/03/jrc_technical_reports_com_default_emission_factors-2017.pdf)
18. BloombergNEF. (06 07 2020 г.). *Investing in the Recovery and Transition of Europe's Coal Regions*. Изтеглено на 19 12 2022 г. от Bloomberg: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-white-paper-EU-coal-transition-Final-6-July.pdf>
19. CAPP. (2019). *Canada's Energy Mix*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers): <https://www.capp.ca/energy/canadas-energy-mix/>
20. CER. (07 07 2022 г.). *Canada's Energy Transition: Historical and Future Changes to Energy Systems – Update – An Energy Market Assessment*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Canada Energy Regulator: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/canadas-energy-transition/canadas-energy-transition-historical-future-changes-energy-systems-update-energy-market-assessment-energy-systems.html>
21. Clim'Foot. (2016). *What is an emission factor?* Изтеглено на 17 12 2022 г. от Clim'Foot: <https://www.climfoot-project.eu/en/what-emission-factor>
22. Dubin, R. (02 2003 г.). *Robustness of Spatial Autocorrelation Specifications: Some Monte Carlo Evidence*. doi:DOI:10.1111/1467-9787.00297
23. ЕМІ. (10 01 2022 г.). *Рекордни приходи от търговията с емисии за България през 2021*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от ЕМІ (Институт за енергиен мениджмънт): <https://www.emi->

- [bg.com/%D1%80%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B4%D0%BD%D0%B8-%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%85%D0%BE%D0%B4%D0%B8-%D0%BE%D1%82-%D1%82%D1%8A%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%8F%D1%82%D0%B0-%D1%81-%D0%B5%D0%BC%D0%B8%D1%81/](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689330/EPRS_BRI(2021)689330_EN.pdf)
24. EP. (2021). *Climate action in Bulgaria Latest state of play*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от European parliament: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689330/EPRS\\_BRI\(2021\)689330\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689330/EPRS_BRI(2021)689330_EN.pdf)
  25. Government of Canada. (12 07 2022 г.). *2030 Emissions Reduction Plan: Clean Air, Strong Economy*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Government of Canada: <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/emissions-reduction-2030.html>
  26. H.M.Groscurth, T. R. (09 1995 г.). *Modeling of energy-services supply systems*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/036054429500067Q>
  27. Hannah Ritchie, M. R. (2020). *CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emissions*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от OurWorldInData: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>
  28. Helm, D. (2015). *The Carbon Crunch: Revised and Updated*. Yale University Press.
  29. Hrvatin, V. (30 05 2016 г.). *A brief history of Canada's climate change agreements*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Canadian Geographic: <https://canadiangeographic.ca/articles/a-brief-history-of-canadas-climate-change-agreements/>
  30. IPCC. (2008). *Climate Change 2007: Synthesis Repor*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от IPCC: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4\\_syr\\_full\\_report.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4_syr_full_report.pdf)
  31. IPCC. (2015). *Climate Change 2014*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от IPCC: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/AR5\\_SYR\\_FINAL\\_Front\\_matters.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/AR5_SYR_FINAL_Front_matters.pdf)
  32. Masterson, V. (29 09 2022 г.). *The European Union has cut greenhouse gas emissions in every sector - except this one*. Изтеглено на 14 01 2023 г. от World Economic Forum: <https://www.weforum.org/agenda/2022/09/eu-greenhouse-gas-emissions-transport/>
  33. Moore, C. (01 02 2022 г.). *European Electricity Review*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Ember: <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/02/Report-EER.pdf>
  34. OECD. (12 06 2018 г.). *EU Emissions Trading System does not hurt firms' profitability*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от OECD: <https://www.oecd.org/newsroom/eu-emissions-trading-system-does-not-hurt-firms-profitability.htm>
  35. Oxera. (15 02 2022 г.). *Carbon trading in the European Union*. Изтеглено на 18 12 2022 г. от Oxera: <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2022/02/Oxera-EU-carbon-trading-report-2.pdf>
  36. Prosenjit Ghosh, W. A. (01 08 2003 г.). *Stable isotope ratio mass spectrometry in global climate change research*. doi:[https://doi.org/10.1016/S1387-3806\(03\)00289-6](https://doi.org/10.1016/S1387-3806(03)00289-6)
  37. Richards, C. (01 11 2021 г.). *"Nationally Determined Contributions" at COP26: what you need to know*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Nuclear Innovation Institute:

- <https://www.nuclearinnovationinstitute.ca/post/nationally-determined-contributions-at-cop26-what-you-need-to-know>
38. Stjepanović, S. T. (2019). *Green GDP: an analysis for developing and developed countries*. doi:10.15240/tul/001/2019-4-001
  39. The Nobel prize. (2022). *Svante Arrhenius Biographical*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от Nobel Prize:  
<https://www.nobelprize.org/prizes/chemistry/1903/arrhenius/biographical/>
  40. UNFCCC. (1997, 12 10). Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved 03 14, 2023, from  
<https://unfccc.int/documents/2409>
  41. Worldometer. (2016). *CO2 Emissions*. Изтеглено на 17 12 2022 г. от <https://www.worldometers.info/>: <https://www.worldometers.info/co2-emissions/>