



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ

Факултет: Електротехнически

Катедра „Електроенергетика“

Маг. инж. Милен Иванов Трифонов

ТЕМА: ЦЕНИ И ЦЕНООБРАЗУВАНЕ

В СЕКТОР „ЕНЕРГЕТИКА“

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация за придобиване на образователна и научна степен

„ДОКТОР“

Област: 5. Технически науки

Професионално направление: 5.2. Електротехника, електроника и автоматика

Научна специалност: Електрически централи и подстанции

Научен ръководител: Проф. д-р инж. Валентин Генев Колев

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от Катедрения съвет на катедра „Електроенергетика“ към Факултет: Електротехнически на ТУ-София на редовно заседание, проведено на 27.04.2026 г.

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои на 10.09.2026 г. от 13:00 часа в Конферентната зала на БИЦ на Технически университет – София на открито заседание на научното жури, определено със заповед № ОЖ-5.2-43 от 03.06.2026 г. и видоизменена със Заповед № ОЖ-5.2-46 от 12.06.2026 г. на Ректора на ТУ-София в състав:

1. Проф. д-р инж. Димо Стоилов – председател
2. Проф. д-р инж. Йорданка Ангелова – научен секретар
3. Проф. д-р инж. Васил Димитров
4. Доц. д-р Атанас Георгиев
5. Доц. д-р инж. Тодор Лалев

Рецензенти:

1. Проф. д-р инж. Димо Стоилов
2. Доц. д-р Атанас Георгиев

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в канцеларията на Факултет Електротехнически на ТУ-София, блок № 12, кабинет № 12222

Дисертантът е задочен докторант към катедра „Електроенергетика“ към Факултет: Електротехнически. Изследванията по дисертационната разработка са направени от автора, като някои от тях са подкрепени от научноизследователски проекти.

Автор: маг. инж. Милен Трифонов

Заглавие: Цени и ценообразуване в сектор „Енергетика“

Тираж: 30 броя

Отпечатано в ИПК на Технически университет – София

I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Актуалност на проблема

Актуалността на изследването се обуславя и от динамичните промени в европейската енергийна политика, насочени към ускорен енергиен преход, декарбонизация на икономиката и увеличаване на дела на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) в общия производствен микс. Тези процеси водят до значителни промени в структурата и начина на функциониране на електроенергийната система (ЕЕС).

Електроенергийният сектор заема ключово място в развитието на съвременната икономика, като осигурява основната инфраструктура за функционирането на индустрията, транспорта, услугите и домакинствата. Надеждното, сигурно и икономически ефективно функциониране на ЕЕС е пряко свързано с устойчивото развитие на националната икономика и повишаването на общественото благосъстояние. В този контекст регулирането на цените на мрежовите услуги представлява съществен инструмент за балансиране на интересите между мрежовите оператори, инвеститорите и крайните потребители на електрическа енергия.

Актуалността на изследването се обуславя и от динамичните промени в европейската енергийна политика, насочени към ускорен енергиен преход, декарбонизация на икономиката и увеличаване на дела на ВЕИ. Тези процеси водят до значителни промени в структурата и начина на функциониране на ЕЕС. Нарастващата интеграция на децентрализирани производствени мощности, развитието на интелигентни мрежи, цифровизацията на управлението на мрежовата инфраструктура и увеличаващото се потребление на електрическа енергия изискват значителни инвестиции в модернизацията и развитието на електропреносните и електроразпределителните мрежи.

В същото време тези процеси поставят нови предизвикателства пред регулаторните органи по отношение на определянето на ефективни механизми за ценово регулиране. Необходимостта от осигуряване на достатъчни инвестиционни стимули за развитие на мрежовата инфраструктура трябва да бъде съчетана с изискването за поддържане на социално поносими цени за крайните потребители. Това изисква усъвършенстване на съществуващите регулаторни модели и разработване на методологически подходи, които да осигурят по-ефективно управление на оперативните и капиталовите разходи, както и по-точно определяне на регулаторната база на активите и допустимата норма на възвръщаемост.

Следователно изследването на механизмите за ценово регулиране на мрежовите тарифи, включително ролята на оперативните и капиталовите разходи, регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала, е от съществено значение за подобряване на ефективността на регулаторния процес. Това определя високата научна и практическа значимост на разглежданата тема и обуславя необходимостта от задълбочен анализ на съществуващите регулаторни модели и възможностите за тяхното развитие в условията на трансформация на електроенергийния сектор.

Цел на дисертационния труд

Целта на дисертационния труд е да анализира и оцени добрите регулаторни практики на националните регулаторни органи в държавите членки на Европейския съюз и да изследва възможностите за тяхното адаптиране и прилагане при ценовото регулиране на мрежовите тарифи на електропреносното и електроразпределителните предприятия в България.

Изследването е насочено към разработване и обосноваване на аналитични подходи и методологични решения за усъвършенстване на процеса по оценка и признаване на

оперативните и капиталовите разходи, които формират основата на регулираните мрежови тарифи.

За постигането на поставената цел са поставени следните задачи:

- Да се анализират теоретичните основи и принципите на ценовото регулиране в сектор „Електроенергетика“;
- Да се изследват възможностите за прилагане на метода „Анализ на разходи и ползи“, като инструмент за оценка на ефективността и икономическата обосновааност на инвестиционните проекти“;
- Да се анализират възможностите за прилагане на сравнителен анализ (бенчмаркинг) при оценката на оперативните и капиталовите разходи, с цел подобряване на ефективността и обективността на регулаторния процес;
- Да се изследва влиянието на качеството на електроснабдяването и сигурността на ЕЕС върху процеса на ценово регулиране, в т.ч. връзката между инвестиционните разходи, оперативната ефективност и показателите за надеждност на снабдяването;
- Да се разработят методологични предложения за усъвършенстване на процеса на ценово регулиране на мрежовите тарифи в България, чрез адаптиране на добри регулаторни практики от държавите членки на ЕС;
- Да се разработят и приложат сценарийни модели за анализ на развитието на електроразпределителните предприятия, включително оценка на въздействието на различни пазарни, технологични и регулаторни сценарии върху оперативните и капиталовите разходи.

Методи за изследване

За постигане на целта на дисертационния труд е използван комплекс от теоретични и приложни научни методи. Основно място заемат методът на анализ на разходи и ползи (АРП, Cost–Benefit Analysis) и сравнителният анализ (Benchmarking), които се прилагат за оценка на ефективността и икономическата обосновааност на инвестиционните решения и разходите на мрежовите оператори. В изследването са използвани също системен анализ, технико-икономико методи, сценарийен анализ и статистически методи, чрез които се изследват взаимовръзките между оперативните и капиталовите разходи, регулаторна база на активите (РБА) и формирането на мрежовите тарифи (тук може да разшириш малко – на кои места в дисертацията си направил това). Прилагането на тези методи позволява комплексна оценка на регулаторните практики и идентифициране на възможности за усъвършенстване на ценовото регулиране в сектор „Електроенергетика“.

Научна новост

Обосновано е значението на сценарийния подход при оценка на инфраструктурни проекти в условия на енергиен преход, като е показано, че резултатите са силно зависими от развитието на ВЕИ, цените на CO₂ и структурата на производствения микс;

Идентифицирани и систематизирани са ограниченията на АРП, свързани с чувствителността към входни допускания, екстраполацията на ползите във времето и използването на линейна интерполация при нелинейни пазарни процеси;

Обоснована е необходимостта от по-широко прилагане на АРП в българската регулаторна практика не само при трансгранични, но и при вътрешни мрежови инвестиции, с цел по-тясна връзка между инвестиционните решения и тарифната политика;

Добавена аналитична стойност върху съществуващи техническо-икономически изчисления. Научният принос е реализиран чрез систематизация, сравнителна интерпретация и критичен анализ на реални проектни данни.3,

Разработена е интегрирана методологична рамка за сравнителен анализ на електроразпределителните оператори;

Адаптиран е сравнителният аналитичен подход към специфичните технически, икономически и регулаторни условия, при които функционират електроразпределителните дружества в България;

Предложено е приложение на подхода за оценка на пълните разходи в контекста на българската регулаторна практика, което създава предпоставки за постигане на неутралност между капиталовите и оперативните разходи;

Демонстрирана е емпирична взаимовръзка между инвестиционната интензивност и показателите за надеждност на снабдяването;

Разработен е подход за рейтингова оценка на електроразпределителните оператори, базиран на нормализирани и съпоставими показатели, който позволява идентифициране на ефективната граница;

Обоснована е приложимостта на непараметричните методи за оценка на ефективността, включително DEA, като основен инструмент за сравнителен анализ в условията на ограничен брой наблюдения, което разширява методологичния инструментариум на националната регулаторна практика;

Практическа приложимост

Резултатите от дисертационния труд имат пряко практическо приложение в процеса на усъвършенстване на ценовото регулиране на електропреносните и електроразпределителните мрежи в България. Разработените методологични подходи могат да бъдат използвани от националния регулаторен орган при оценката и признаването на оперативните и капиталовите разходи при формиране на мрежовите тарифи. Предложеният модел за приложение на анализ на разходи и ползи и сравнителен анализ може да подпомогне вземането на по-обосновани решения относно одобряването на инвестиционни програми и регулаторни стимули за ефективност. Разработените подходи за оценка на качеството на електроснабдяването и надеждността могат да бъдат използвани при интегриране на показатели за качество в регулаторните механизми. Предложенията за прилагане на benchmarking и DEA модели създават практически инструментариум за сравнителна оценка на ефективността на мрежовите оператори.

Апробация

Резултатите от Дисертационния труд са отразени в 3 (три) доклада на Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BulEF съответно през 2022 г. и 2024 г.

Публикации

Резултатите от дисертационния труд са публикувани в три научни издания, индексирани в световните бази данни Scopus и IEEE Xplore Digital Library.

Структура и обем на дисертационния труд

Дисертационният труд е в обем от **135 (сто тридесет и пет)** страници, като включва увод, **3 (три)** глави за решаване на формулираните основни задачи, списък на основните приноси, списък на публикациите по дисертацията и използвана литература. Цитирани са общо **100 (сто)** литературни източници, като **88 (осемдесет и осем)** са на латиница и **12 (дванадесет)** на кирилица, а останалите са интернет адреси. Работата включва общо **9 (девет) фигури и 57 (петдесет и седем) таблици**. Номерата на фигурите и таблиците в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Глава I. Литературен обзор и анализ на ценовото регулиране

I.1. Прилагане на ценовото регулиране в електроенергийния сектор и ключови елементи

В условията на конкурентен пазар цената на електрическата енергия се формира чрез взаимодействието между търсенето и предлагането, като при ефективна конкуренция тя отразява пределните разходи и води до икономически оптимално разпределение на ресурсите. В тези условия ролята на националният регулаторен орган (НРО) в сектор „Енергетика“, в България това е Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) се ограничава основно до наблюдение на пазара, осигуряване на прозрачност, предотвратяване на злоупотреби с пазарна сила и гарантиране на равнопоставен и недискриминационен достъп до електроенергийната инфраструктура и пазарите.

За разлика от това, дейностите по пренос и разпределение на електрическа енергия се характеризират като естествен монопол, при който липсата на конкуренция налага активна регулаторна намеса. Целта на тази намеса е да се създаде среда за развитие на пазарни условия и да се осигури баланс между интересите на потребителите и финансовата устойчивост на операторите. Това е особено важно предвид високите инвестиционни разходи, икономии от мащаба и необходимостта от поддържане на надеждна и сигурна инфраструктура.

Основната цел на ценовото регулиране е да гарантира предоставянето на качествена услуга на икономически обоснована цена, като същевременно осигурява възможност на дружествата да покриват разходите си и да реализират разумна възвръщаемост. В този контекст регулаторната рамка се основава на принципи като „разумност“, „използваемост и полезност“ и „известност и измеримост“ на разходите, които определят дали дадени разходи могат да бъдат признати и възстановени чрез цените. Принципите „разумност“, „използваемост и полезност“ и „известност и измеримост“ определят критериите, по които разходите се признават в процеса на регулиране. Разходите трябва да бъдат икономически обосновани и необходими за основната дейност на мрежовия оператор, реално да се използват и да допринасят за предоставянето на услугата, както и да бъдат ясно дефинирани и сравними, така че да могат да бъдат проверени и оценени от НРО.

Следователно, изискването за необходимите приходи на мрежовите оператори се формира като съвкупност от признатите оперативни и капиталови разходи и допустимата възвръщаемост върху регулаторната база на активите. На тази основа *ценовият модел се изгражда чрез систематизиране на основните му елементи, които определят структурата на регулираните цени.*

В Глава I от дисертационния труд се разглеждат ключовите компоненти на ценовото регулиране в електроенергийния сектор, включително оперативните и капиталовите разходи, регулаторната база на активите, среднопретеглената цена на капитала, обема на пренесената електрическа енергия и формирането на необходимите приходи.

➤ **Оперативни разходи (ОРЕХ)**

Оперативните разходи представляват всички текущи разходи, свързани с ежедневната дейност на дружеството. Те включват разходи за експлоатация и поддръжка, административни разходи, амортизации, данъци и такси. Към тях се отнася и необходимият оборотен капитал, който осигурява ликвидност за покриване на текущите задължения.

Оборотният капитал се определя като разлика между краткотрайните активи и краткосрочните пасиви и отразява способността на предприятието да обслужва своите текущи задължения.

$$(I-1) \quad \text{OK} = \text{КА} - \text{КП}$$

Където:

OK – оборотен капитал;

КА – краткотрайни активи;

КП – краткотрайни пасиви.

В условията на ценово регулиране оперативните разходи са ключов елемент при определяне на необходимите приходи. Регулаторният орган следи тези разходи да бъдат икономически обосновани, ефективни и прозрачни, така че да не се допуска неоправдано натоварване на крайните потребители.

➤ **Капиталови разходи (CAPEX)**

Капиталовите разходи са свързани с придобиване, изграждане или подобряване на дълготрайни активи. Те включват инвестиции в инфраструктура, оборудване, технологии и цифровизация, които създават бъдещи икономически ползи.

Разходите се класифицират като капиталови, когато водят до увеличаване на стойността, полезния срок или функционалността на активите. Те се капитализират и се възстановяват чрез амортизации за периода на експлоатация.

Основни категории капиталови инвестиции в енергийния сектор са:

- присъединяване на потребители;
- присъединяване на производители;
- подобряване на сигурността и свързаността на мрежата.

Капиталовите разходи играят съществена роля за развитието, модернизацията и надеждността на мрежовата инфраструктура.

➤ **Регулаторна база на активите (RAB)**

РБА представлява стойността на активите, признати от регулатора като необходими за предоставяне на регулираната услуга. В нея се включват само активи, които са „използвани и полезни“, икономически обосновани и измерими.

РБА обикновено се формира като нетна балансова стойност на активите (след амортизация), коригирана с оборотния капитал и инвестициите:

$$(I-2) \quad \text{РБА} = \text{А} - \text{Ам} - \Phi + \text{OK} + \text{И}$$

Където:

РБА – регулаторна база на активите;

А – призната балансова стойност на активите;

Ам – натрупана амортизация за изтеклия период на използване на активите;

Φ – стойност на активите, които са придобити чрез безвъзмездно финансиране;

OK – оборотен капитал;

И – инвестиции или капиталови разходи.

Тя служи като база за определяне на допустимата възвръщаемост на капитала. По този начин се постига баланс между интересите на потребителите и финансовата устойчивост на дружествата.

Оценката на активите е ключова, тъй като влияе пряко върху размера на амортизациите и възвръщаемостта, включени в тарифите.

➤ **Среднопотеглена цена на капитала (WACC)**

Среднопотеглената цена на капитала представлява нормата на възвръщаемост, която отразява цената както на собствения, така и на привлечения капитал. Среднопотеглената цена на капитала (СЦК) се използва за определяне на допустимата възвръщаемост върху РБА и гарантира възстановяването на инвестициите при запазване на финансова стабилност.

$$(I-3) \quad \text{СЦК} = K_e(1 - g) + K_d(1 - T)g$$

Където:

СЦК – средно притеглена цена на капитала преди данъчно облагане;

K_e – номинална стойност на собствения капитал след данъци;

K_d – номинална стойност на дълга преди данъци;

g – съотношение дълг/(дълг + собствен капитал);

T – корпоративна данъчна ставка.

Регулаторът определя параметрите на СЦК, като отчита риска, лихвените нива и финансовата структура на сектора.

➤ **Обем на пренесената електрическа енергия**

Обемът на пренесената електрическа енергия представлява количеството енергия, преминало през мрежата за определен период. Той служи като база за разпределение на необходимите приходи чрез мрежовите тарифи.

В тази връзка следва да се разграничават:

- пренесена енергия – техническият поток в мрежата;
- доставена енергия – фактурираното потребление.

Разликата между пренесена и доставена електрическа енергия се дължи основно на технологичните разходи, които възникват в процеса на пренос и разпределение на електрическата енергия по мрежата. Тези разходи се появяват вследствие на характеристиките на електропреносната и електроразпределителните мрежи, в следствие на процесите на пренос и трансформация на електрическата енергия на различните нива на напрежение високо напрежение (ВН), средно напрежение (Ср.Н) и ниско напрежение (НН).

Прогнозата за обема на пренесената електрическа енергия е ключов елемент при определянето на мрежови тарифи, тъй като служи като база за разпределение на необходимите приходи на мрежовите оператори върху общото количество пренесена енергия.

➤ **Необходими приходи**

Необходимите приходи представляват общият размер на средствата, които мрежовото дружество трябва да получи, за да покрие разходите си и да реализира допустима възвръщаемост. Те се определят по формулата:

$$(I-4) \quad \text{НП} = \text{О} + \text{А} + \text{Д} + \text{АМ} + (\text{РБА} \times \text{НВ})$$

Където:

НП – необходими приходи;

О – оперативни разходи и разходи за поддръжка;

А – административни и с общо предназначение;

Д – данъци и такси;

АМ – разходи за амортизация;

РБА – регулаторна база на активите;

НВ – норма на възвръщаемост.

Съществува пряка зависимост между стойността на РБА и размера на необходимите приходи, тъй като РБА служи като основа за изчисляване, както на амортизационните разходи, така и на допустимата възвръщаемост върху капитала. С увеличаване на стойността на признатите активи нарастват, както разходите за амортизация, така и възвръщаемостта, определена чрез прилагане на СЦК. В резултат на това се увеличава и общият размер на необходимите приходи, които се възстановяват чрез мрежовите тарифи.

➤ **Обобщение**

Ценовото регулиране в електроенергийния сектор представлява комплексен процес, който цели постигане на баланс между ефективност, инвестиции и защита на потребителите.

Оперативните и капиталовите разходи имат ключово значение за формирането на регулаторната база на активите и необходимите приходи. Регулаторният контрол гарантира, че се признават само икономически обосновани разходи и инвестиции.

Устойчивото регулиране изисква адаптиране към динамичната икономическа и технологична среда, като същевременно осигурява финансова стабилност на дружествата и достъпни цени за потребителите.

I.2. Анализ на методите за ценово регулиране прилагани в ЕС

Съвременните регулаторни модели прилагани в държавите членки (ДЧ) на Европейския съюз (ЕС) се основават на стимулиращо регулиране, насочено към:

- повишаване на ефективността;
- контрол на разходите;
- подобряване качеството на услугите;
- насърчаване на иновациите.

Особено значение има принципът на неутралност между оперативните и капиталовите разходи. При липса на такава неутралност съществува риск операторите да бъдат стимулирани да предпочитат капиталови инвестиции пред оперативни решения, тъй като възвръщаемостта обикновено се начислява върху капиталовата база. Това може да доведе до неефективно разпределение на ресурсите и до неоптимално развитие на мрежовата инфраструктура.

Прилагането на принципа за неутралност предполага създаване на регулаторна рамка, в която както оперативните, така и капиталовите разходи се оценяват на база тяхната икономическа ефективност и принос към постигането на дългосрочните цели на мрежовия оператор. Това включва използването на интегрирани подходи за оценка на инвестиционни и оперативни решения, при които се отчита пълният жизнен цикъл на активите и въздействието им върху качеството и сигурността на снабдяването.

В този контекст неутралността между разходите е от съществено значение за насърчаване на иновативни решения, в т.ч. цифровизация, управление на търсенето и внедряване на гъвкави ресурси, които често изискват по-ниски капиталови, но по-високи оперативни разходи. Чрез осигуряване на равнопоставено третиране на различните типове разходи, регулаторната политика създава условия за избор на най-ефективното решение от гледна точка на обществения интерес и устойчивото развитие на ЕЕС.

Развитието на енергийния сектор изисква:

- интеграция на ВЕИ;
- цифровизация на мрежите;
- повишаване на гъвкавостта;
- инвестиции в интелигентни системи.

Тези процеси водят до нарастване както на капиталовите, така и на оперативните разходи.

Съществуват съществени различия в броя, мащаба и организационната структура на операторите на преносни и разпределителни мрежи в държавите членки на ЕС. Тези различия се обуславят както от изискванията за правно и функционално разделяне на дейностите в енергийния сектор, така и от историческото развитие на националните енергийни системи. Независимо от това, обща характеристика за всички държави е, че мрежовите оператори се разглеждат като естествени монополи и подлежат на регулиране от НРО.

При анализа на регулаторните практики в отделните ДЧ следва да се отчита и институционалната структура на сектора, включително броят на операторите на преносни и разпределителни мрежи. В електроенергийния сектор приблизително три четвърти от ДЧ разполагат с един оператор на преносна система, докато в останалите страни броят на операторите варира между два и четири. Тази структура отразява различията в историческото развитие на сектора и в прилаганите модели на либерализация.

По отношение на дейността „разпределение на електрическа енергия“ структурата е значително по-фрагментирана. Според доклада на обединението на европейските енергийни регулатори (CEER) относно регулаторните рамки за европейските енергийни мрежи 2022 г., (Реф. № C22-IRB-61-03), около половината от ДЧ имат до десет оператори на електроразпределителни мрежи, докато в седем държави броят им надвишава 100, а в една държава достига над 800 оператора. Тези съществени различия оказват влияние върху избора и прилагането на конкретни регулаторни механизми, включително степента на стимулиране на ефективността и сложността на контролните процедури.

Всяка ДЧ прилага собствен регулаторен модел, съобразен с националното законодателство и специфичните особености на сектора. Това ограничава възможностите за директно сравнение между операторите, но въпреки това могат да бъдат идентифицирани общи принципи и сходства в регулаторните подходи. В повечето случаи НРО използват комбинация от инструменти, насочени към постигане на ефективност, устойчивост и защита на потребителите.

Съвременните регулаторни модели в ЕС се основават предимно на стимулиращо регулиране, което комбинира механизми като регулиране на приходите или цените с елементи за насърчване на ефективността. Част от държавите прилагат и подход, базиран на норма на възвръщаемост, допълнен със стимули за подобряване на качеството на услугите и надеждността на снабдяването. В повечето случаи нормата на възвръщаемост се определя чрез метода на СЦК, който отчита структурата на финансиране и пазарните условия.

Регулаторните механизми разграничават оперативните разходи на контролируеми и неконтролируеми. Неконтролируемите разходи, като тези за технологични загуби, обикновено се признават автоматично, докато при контролируемите се прилагат стимули за повишаване на ефективността, включително чрез използване на т.нар. „X“-фактор. Въпреки това, прилагането на стимули основно върху оперативните разходи може да доведе до нарушаване на неутралността между оперативните и капиталовите разходи.

Централно място в регулаторната рамка заема РБА, която служи като основа за определяне на допустимата възвръщаемост и амортизационните разходи. Начинът на формиране и признаване на активите в РБА оказва съществено влияние върху размера на необходимите приходи и разпределението на риска между операторите и потребителите. В тази връзка НРО прилагат ясни правила за включване на активи, като се гарантира, че в тарифите се признават само ефективно използвани и икономически обосновани инвестиции.

В заключение, въпреки различията в националните регулаторни рамки, се наблюдава обща тенденция към прилагане на стимулиращи модели, насочени към повишаване на ефективността, устойчивостта и качеството на услугите. Комбинацията от

контрол върху разходите, ясно дефинирана РБА и пазарно обоснована норма на възвръщаемост създава стабилна основа за балансиране на интересите на инвеститорите и потребителите в условията на естествен монопол.

I.3. Анализ на методите за ценово регулиране прилагани в България

Регулирането на мрежовите дружества в България представлява ключов инструмент за осигуряване на технически и икономически ефективното функциониране на електроенергийния сектор. Основната цел на регулаторния процес е да гарантира устойчивото развитие на енергийната инфраструктура, като едновременно с това защитава интересите на крайните потребители и създава предвидима инвестиционна среда. Тези цели се реализират чрез изграждане на нормативна рамка, съответстваща на европейското законодателство, прилагане на утвърдени регулаторни практики, осигуряване на недискриминационен достъп до мрежата и използване на прозрачни механизми за ценообразуване, основани на икономически обосновани разходи.

Ценовото регулиране е насочено към постигане на стратегически цели като стимулиране на инвестициите в мрежова инфраструктура, гарантиране на сигурността и надеждността на електроснабдяването, насърчаване на екологично устойчиви решения и поддържане на баланс между финансовата устойчивост на енергийните предприятия и социалната поносимост на цените. В този контекст българският електроенергиен пазар функционира като частично либерализиран, при който дейностите по производство и търговия са пазарно ориентирани, докато преносът и разпределението остават регулирани като естествени монополи.

Функционалната структура на ЕЕС включва последователни етапи – производство, пренос, разпределение и снабдяване. Дейностите по пренос и разпределение са обект на ценово регулиране, като чрез съответните мрежови тарифи се осигурява възстановяване на признатите разходи, в т.ч. експлоатация, поддръжка, амортизация и технологични загуби, както и допустима СЦК върху РБА. Преносната дейност се осъществява от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, докато разпределението се извършва от лицензирани оператори на разпределителни мрежи.

Регулирането на тези монополни дейности цели постигане на максимална техническа и икономическа ефективност. В тази връзка КЕВР прилага ясно дефинирани принципи и методи за ценово регулиране, които осигуряват баланс между интересите на енергийните компании и потребителите. Основните задачи на регулатора включват гарантиране на дългосрочната способност на ЕЕС да отговаря на търсенето, поддържане на високо ниво на сигурност и надеждност, както и създаване на стимули за намаляване на технологичните и нетехническите загуби.

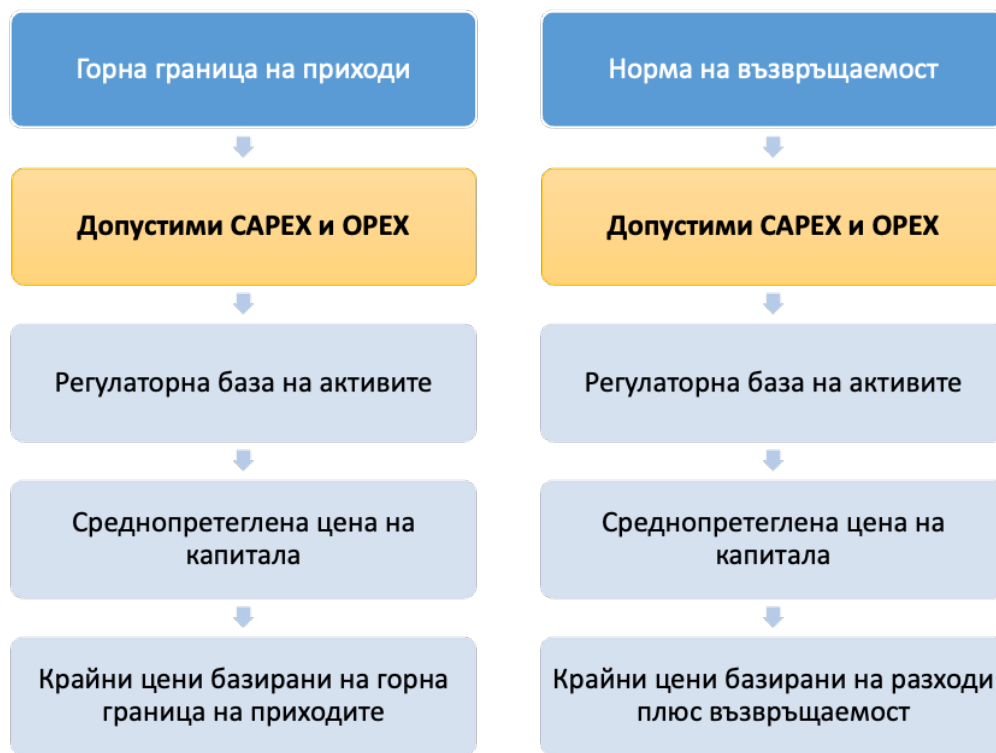
Съществено значение има и ролята на мрежата за осигуряване на непрекъснатост на снабдяването и за интеграция на нови производствени мощности, особено в контекста на нарастващия дял на възобновяемите енергийни източници. Увеличеният интерес към присъединяване на нови производители поставя предизвикателства пред регулаторните органи, свързани с необходимостта от бързо присъединяване при запазване на разумни мрежови тарифи и социална поносимост за потребителите.

Прилаганите методи на ценово регулиране в България следват обща методологична рамка при определяне на мрежовите тарифи. Тази рамка се основава на икономически обосновано определяне на оперативните и капиталовите разходи. Включва се и оценка на РБА и СЦК.

На тази основа се изчислява допустимата възвръщаемост или т.нар. СЦК върху инвестирания капитал. СЦК заедно с признатите разходи, формира необходимите приходи на операторите. Необходимите приходи служат като база за определяне на регулираните мрежови тарифи. Независимо от използвания модел, основният принцип е възстановяване на разходите и осигуряване на възвръщаемост. Същевременно се прилагат стимули за

ефективност и поддържане на качество на услугата. Основните методи, които се прилагат от КЕВР за регулиране на цените на електрическата енергия в България са два, а именно „норма на възвръщаемост“ и горна граница на приходи“. Походът при прилагането на двата метода е изобразен на Фигура № I-2.

Фигура № I-2 Подход при прилагане на методите за ценово регулиране в България



Основният проблем, разглеждан в настоящия дисертационен труд, е свързан с необходимостта от усъвършенстване на съществуващите методи за оценка на оперативните и капиталовите разходи в рамките на ценовото регулиране на електроенергийните мрежи. В този контекст се поставя акцент върху ограничената приложимост на традиционните подходи и необходимостта от въвеждане на дългосрочни прогнозни модели, както и на по-тясна обвързаност между признатите приходи и постигнатите показатели за качество на услугата. Решаването на този проблем е от съществено значение за повишаване на ефективността на регулаторния процес, оптимизиране на инвестиционните решения и постигане на устойчив баланс между интересите на мрежовите оператори и крайните потребители.

Глава II. Методи за оценка на оперативните и капиталовите разходи: Анализ разходи ползи

II.1. Обзор на методиката: Анализ разходи ползи.

В Глава II от дисертационния труд се разглежда прилагането на метода „анализ разходи–ползи“ като инструмент за оценка на капиталовите и оперативните разходи в електроенергийния сектор. Всеки проект или група от проекти, свързани с изграждане, реконструкция или модернизация на мрежовата инфраструктура, следва да бъдат подлагани на систематичен АРП. Анализът трябва да отчита не само директните икономически ефекти, но и положителните външни въздействия, като повишаване на сигурността на снабдяването, подобряване на гъвкавостта на електроенергийната система и насърчаване на иновациите.

Методологията на АРП, утвърдена в европейската регулаторна практика и съответстваща на изискванията на ЕС и насоките на ENTSO-E, се различава съществено от традиционния технико-икономически анализ. Докато последният се фокусира върху техническата осъществимост, инвестиционните разходи, експлоатационните параметри и финансовата възвръщаемост, АРП има за цел да оцени общото обществено благосъстояние чрез съпоставяне на всички социални разходи и ползи. В този контекст се отчитат ефекти като потребителски и производствен излишък, екологични въздействия, сигурност на доставките и степен на пазарна интеграция.

Прилагането на АРП следва да бъде задължителен елемент при оценката на инвестиционни проекти, като резултатите от него трябва да включват оценка на въздействието върху ЕЕС, както и анализ на разходите и възвръщаемостта за мрежовите оператори. Само проекти, които демонстрират положителен нетен ефект върху общественото благосъстояние, следва да бъдат включвани в инвестиционните планове и съответно признати в тарифите, заплащани от крайните потребители.

АРП намира широко приложение при оценка на различни инфраструктурни инициативи, включително разширяване на преносната мрежа, модернизация на разпределителните системи, внедряване на технологии за съхранение на енергия, както и цифровизация и развитие на интелигентни мрежи. По този начин той подпомага вземането на информирани и икономически обосновани инвестиционни решения.

Методът се базира на сравнение между два основни типа сценарии. Първият е базовият сценарий („без проекта“), който отразява развитието на ЕЕС при липса на инвестиции и позволява оценка на рисковете за сигурността на снабдяването, надеждността и икономическото благосъстояние. Вторият тип включва един или повече алтернативни сценарии („с проекта“), които отразяват ефектите от реализирането на съответните инвестиции. В рамките на тези сценарии се анализират промените в технологичните разходи, експлоатационните параметри и периода на възвръщаемост, както и цялостното въздействие върху електроенергийната система.

В заключение, АРП представлява ключов инструмент за оценка на инвестиционните решения в енергийния сектор, като осигурява балансиран подход между икономическата ефективност, общественото благосъстояние и устойчивото развитие на електроенергийната инфраструктура.

В дисертационния труд се прилага сценарийният подход като инструмент за анализ на развитието на развитието на ЕЕС. Разгледаните сценарии варират от най-неблагоприятния Сценарий 1 до най-оптимистичния Сценарий 4 по отношение развитието на обединен и „зелен“ електроенергиен пазар. Основните различия между тях са свързани с икономическите условия, нивото на европейска интеграция в енергийната политика и ефекта върху потреблението на електрическа енергия.

– **Сценарий 1** отразява неблагоприятни икономически условия, национално определяне на енергийната политика, ниски цени на CO₂ квотите и високи цени на горивата;

– **Сценарий 2** предполага подобрени икономически условия и координирана европейска енергийна политика, при запазване на същите ценови параметри;

– **Сценарий 3** се характеризира с допълнително икономическо подобрение, високи нива на ВЕИ, високи цени на CO₂ квотите и ниски цени на горивата, като политиката остава национална;

– **Сценарий 4** представлява най-благоприятния вариант, с висока степен на европейска интеграция, най-висок дял на ВЕИ и благоприятни пазарни условия.

Фигура № II-1 представя сравнителен анализ на тези сценарии, като илюстрира степента на европейска интеграция и напредъка в прилагането на обща енергийна политика.

Фигура № II-1 Сценарии за развитие на енергийната политика на ЕС до 2050 г.



Сценарийният подход позволява анализ на различни комбинации от политически, икономически и регулаторни фактори, влияещи върху развитието на ЕЕС и темпа на декарбонизация.

В хоризонтална посока Фигура № II-1 отразява степента на регулаторна намеса в ЕС от по-гъвкава рамка с национална автономия до висока степен на европейска координация и хармонизация на енергийните политики. В първия случай ДЧ прилагат самостоятелни подходи, докато във втория се наблюдава по-интензивна интеграция, по-строги изисквания и ускорено развитие на ВЕИ.

Вертикалната ос представя темпа на изпълнение на енергийната стратегия до 2050 г. от ускорен енергиен преход с бързо внедряване на нисковъглеродни технологии до по-бавно развитие, характеризиращо се с ограничени инвестиции и по-ниска степен на постигане на климатичните цели.

Представената схема позволява оценка на влиянието на различните регулаторни и стратегически подходи върху развитието на енергийния сектор, както и идентифициране на потенциалните рискове и възможности при постигане на устойчив и сигурен енергиен преход.

Алтернативните сценарии отразяват развитието на ЕЕС при реализиране на реконструкция, модернизация и/или разширение на мрежовата инфраструктура.

Препоръчително е да се разглеждат повече от един сценарий, като се оценява въздействието на проектите върху цялостната система, включително технологичните разходи, разходите за експлоатация и поддръжка, както и възвръщаемостта на инвестициите. Особено внимание се отделя и на влиянието върху мрежовите тарифи и икономическото благосъстояние на крайните потребители.

В рамките на анализа се определят всички разходи и ползи по жизнения цикъл на проекта, включително разходите за извеждане от експлоатация. Изчисляват се ключови показатели като нетна настояща стойност и съотношение „разходи-ползи“, както и се провежда анализ на чувствителността спрямо основни параметри – цени на електрическата енергия, емисии CO₂ и сигурност на снабдяването.

За онагледяване на приложението на АРП се разглеждат трансгранични енергийни проекти, при които методът е задължителен съгласно европейската регулаторна рамка и насоките на Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия (ACER) и Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ENTSO-e). Като пример е представен проект за междусистемен електропровод между п/ст „Марица-изток 1“ и п/ст „Неа Санта“, оценен по методологията на ENTSO-e и одобрен от КЕВР с Решение № И-3 от 08.08.2018 г.

Проектът, обект на извършения АРП, е Проект от общ интерес (ПОИ) 3.7.1 „Междусистемен електропровод между п/ст „Марица Изток 1“ (България) и п/ст „Неа Санта“ (Гърция)“. Той представлява втора междусистемна връзка между двете държави с номинално напрежение 400 kV и проектна преносна способност 1 000 MW. Общата дължина на ВЛ е приблизително 151 km, от които около 121 km са на територията на България и 30 km на територията на Гърция.

В този контекст направеният обзор на методиката АРП показва, че тя представлява ефективен и надежден инструмент за обосноваване на инвестиционни решения. Чрез систематичното остойностяване на разходите и ползите АРП позволява да се оцени икономическата целесъобразност на проектите, тяхното въздействие върху сигурността на снабдяването, надеждността и адекватността на електроенергийната система, както и влиянието върху крайните потребители и мрежовите тарифи.

Приложението на АРП, както при трансгранични, така и при вътрешномрежови проекти, създава предпоставки за по-прозрачно, обективно и сравнимо оценяване на алтернативни инвестиционни решения. Това подпомага както регулаторните органи, така и мрежовите оператори при определяне на приоритетите за развитие на мрежата. В резултат разширяването на използването на АРП допринася за по-ефективно разпределение на ресурсите, ограничаване на икономическите рискове и постигане на устойчиво развитие на електроенергийната система в условията на динамичен енергиен преход.

II.2. Прилагане на методиката „Анализ разходи-ползи“.

В тази част на дисертационния труд се демонстрира приложението на АРП върху конкретен енергиен проект – междусистемния електропровод ВЕЛ „Перперикон“ 400 kV, свързващ п/ст „Марица-изток 1“ (България) с п/ст „Неа Санта“ (Гърция). Анализът се основава на данни от инвестиционно искане за трансгранично разпределяне на разходите, предоставено от независимите преносни оператори на двете държави, като съответните НРО са приели координирано решение.

При изготвянето на АРП са използвани методическите насоки на ENTSO-e, както и допълнителни изчисления, съобразени с целите на изследването. Анализът се базира на пазарни и мрежови изследвания, разработени в рамките на десетгодишния план за развитие на мрежата на ENTSO-e за 2016.

Пазарните изследвания са проведени за двете референтни години и петте сценария „ОР за 2020“ и алтернативните сценарии 1 до 4 за 2030 г. и се основават на следните

прогнози за електроенергийния пазар на всяка от страните. Прогнозите се отнасят за мрежата с междусистемния електропровод и за мрежата без него и са предоставени от независимите преносни оператори (НПО) на България и Гърция за целите на АРП. Прогнозите съдържат следната информация:

- годишно потребление на електрическа енергия в MWh/TWh;
- инсталирани производствени мощности в MW;
- инсталирана мощност от ВЕИ в MW;
- цени на горивата в EUR/J;
- цени на квотите на CO₂ емисии в EUR/t.

Изчисляването на технологичните разходи е част от пазарните и мрежовите изследвания за междусистемния електропровод за всички референтни години за двата НПО на Гърция и България. Технологичните разходи на електрическа енергия по междусистемния електропровод са определени на база моментната пренесена мощност през линията, изчислена въз основа на прогнозните трансгранични потоци при базовия и всеки от алтернативните сценарии, зависимостта може да се представи чрез следната формула:

$$(II-1) \quad \Delta P = P_{\text{произв.}} + P_{\text{внос}} - P_{\text{потр.}} - P_{\text{износ}}$$

където:

ΔP – загуба на активна мощност в ЕЕС, MW;

$P_{\text{произв.}}$ – генерирана електрическа активна мощност, MW;

$P_{\text{внос}}$ – внесена електрическа активна мощност, MW;

$P_{\text{потр.}}$ – товар на ЕЕС, MW;

$P_{\text{износ}}$ – изнесена електрическа активна мощност, MW.

В ЕЕС технологичните загуби могат да бъдат определени чрез енергийния баланс между производството, потреблението, внос и износ на електрическа енергия. В този случай загубите могат да се изчислят като разлика между наличната енергия в ЕЕС в т.ч. производство и внос и изходящите енергийни потоци в т.ч. вътрешно потребление и износ.

Получените моментни загуби на активна електрическа мощност в ЕЕС могат се интерполират за годишен период чрез използване на агрегирани товарови профили и се преобразуват в годишни технологични разходи на електрическа енергия, които впоследствие се изразяват и в парично изражение като входен параметър в анализа на разходите и ползите.

Целта на тези изчисления е определяне на финансовата стойност на технологичните разходи, която се използва като входен параметър в АРП. Моментните загуби на активна електрическа мощност в ЕЕС могат да бъдат преобразувани в загуби на активна електрическа енергия за даден период чрез следната зависимост:

$$(II-2) \quad \Delta E = \sum_{t=1}^{8760} \Delta P_t * t$$

Където:

ΔE – технологични загуби на електрическа енергия за една година, MWh;

ΔP_t – моментни загуби на мощност за интервал t , MW;

t – времеви интервал на изчисление, 1 h.

В заключение на резултатите, изчислени за базовия сценарий очаквано развитие (ОР) „ОР 2020“, и за четирите алтернативни сценария може да се обобщи, че при „ОР 2020“, както и при Сценарий 1 и Сценарий 2, основната посока на електроенергийния поток през българо-гръцката граница е от север на юг. Това се дължи на по-благоприятния производствен микс в България и Румъния, обусловен от съотношението между цените на горивата и квотите за CO₂ емисии спрямо тези в Гърция. В този контекст изграждането на

междусистемния електропровод води до увеличаване на преносната способност към Гърция и създава условия за нарастване на трансграничните потоци.

При Сценарий 1 и Сценарий 2 намаляването на средната пределна цена на електрическата енергия в Гърция се дължи на заместване на по-скъпото производство от газови централи с внос на по-евтина електроенергия. В същото време в България се наблюдава увеличение на пределната цена вследствие на нарасналото производство и износ. Това води до повишаване на потребителския излишък в Гърция и на производствения излишък в България.

При Сценарий 3 и Сценарий 4 се наблюдава противоположна тенденция. В резултат на по-високите цени на CO₂ емисиите и по-ниските цени на горивата, газовите мощности изместват въглищните, което води до по-ниски производствени разходи в Гърция. В съчетание с високия дял на ВЕИ, това трансформира Гърция в нетен износител на електроенергия, а България – в нетен вносител. В тези сценарии ефектът от проекта е по-ограничен поради наличието на мрежови ограничения и по-често възникващи тесни места, особено при висока интеграция на ВЕИ.

Ограничената преносна способност между двете системи възпрепятства пълното изравняване на пределните цени и намалява потенциала за реализиране на икономически ползи от трансграничния обмен. Въпреки това, новият електропровод допринася за частично облекчаване на тези ограничения. При Сценарий 3 и 4 се наблюдават сравнително малки изменения в цените, като в Гърция се отчита леко увеличение, а в България – стабилизиране или незначително намаление, в зависимост от степента на внос.

В рамките на АРП са отчетени всички релевантни разходи, включително капиталови разходи и разходи за експлоатация и поддръжка, приети като постоянни за целия експлоатационен период на проекта. Същевременно приходите от таксите за претоварване са разпределени равномерно между двата мрежови оператора, в съответствие с регулаторните принципи на ENTSO-е и ACER. Това разпределение осигурява справедливост, прозрачност и балансирано въздействие върху мрежовите тарифи в двете държави.

Равномерното разпределение на приходите ограничава риска от непропорционално натоварване на крайните потребители и създава предпоставки за устойчиво трансгранично сътрудничество. Освен това то допринася за по-ефективно разпределение на инвестиционната тежест и за по-добра интеграция на електроенергийните пазари.

Резултатите от анализа показват, че проектът генерира положителни нетни ползи за двете страни при всички разглеждани сценарии. Ползите са оценени в настояща стойност за целия експлоатационен период, като за междинните години е приложена линейна интерполация, а след 2030 г. се приема стабилизиране на нивото им. Това потвърждава икономическата обосновааност на инвестицията и нейната роля за повишаване на ефективността на електроенергийния пазар.

В обобщение, прилагането на АРП при оценката на междусистемния електропровод демонстрира неговата роля като ключов инструмент за вземане на обосновани инвестиционни и регулаторни решения. Методът осигурява количествена оценка на икономическата ефективност, прозрачност при разпределението на разходите и ползите и подпомага процеса на интеграция на националните електроенергийни системи в рамките на единния европейски пазар.

II.3. Анализ на резултатите и изводи от Глава II

В резултат от извършените изследвания в Глава II и приложеният АРП за оценка на икономическата ефективност на конкретен трансграничен инфраструктурен проект, а именно междусистемен електропровод между ЕЕС на България и Гърция, може да се направи обобщена оценка както на въздействието на проекта върху пазарните и

системните показатели, така и на приложимостта на АРП като инструмент за регулаторни и инвестиционни решения.

Таблица № II-38 Обобщени резултати от АРП в млн. EUR

Резултати от АРП	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Средно
Ползи	337	429	155	305	306
CAPEX	- 65	- 65	- 65	- 65	- 65
OPEX	- 2	- 2	- 2	- 2	- 2
NPV	270	361	88	238	239
ВНВ	28%	32%	17%	26%	26%
ИП/Р	5,0	6,4	2,3	4,5	4,6

Извършеният анализ показва, че при всички разгледани сценарии, базовия Сценарий „ОР за 2020 г.“ и четирите алтернативни Сценария за 2030 г., проектът генерира нетни икономически ползи и за двете страни организатори. Положителните стойности на нетна настояща стойност (NPV) и на съотношението отразяващо рентабилността икономически ползи/разходи (ИП/Р) потвърждават икономическата обосновааност на инвестицията в дългосрочен хоризонт. В този смисъл резултатите от АРП дават количествено доказателство, че реализирането на проекта води до подобряване на общото икономическо благосъстояние на участващите ЕЕС.

Анализът показва, че ефектите от проекта са силно зависими от пазарната среда и от структурата на производствения микс. При сценарии с по-високи цени на CO₂ и по-голям дял на ВЕИ се наблюдава промяна в посоката на трансграничните потоци и в ролята на страните като износители или вносители на електрическа енергия. Това води до различно разпределение на потребителския и производствения излишък между България и Гърция, което подчертава значението на сценарийния подход при прилагането на АРП.

Сред основните предимства на АРП, установени в настоящата глава, е възможността за интегрирано отчитане на пазарни, мрежови и екологични ефекти в рамките на единна аналитична рамка. Методологията позволява прозрачна оценка на въздействието върху пределните цени, трансграничните потоци, технологичните разходи и квотите на CO₂ емисии, което я прави особено подходяща за оценка на трансгранични проекти и за подпомагане на координирани регулаторни решения. В този контекст АРП се утвърждава като ключов инструмент за обосноваване на включването на инвестиционните разходи в мрежовите тарифи.

От гледна точка на националната практика, резултатите от Глава II ясно показват, че АРП следва да се прилага не само при трансгранични проекти, но и при инвестиции във вътрешната електроенергийна инфраструктура на България. Липсата на систематично прилагане на АРП на национално ниво ограничава възможностите за обективна оценка на икономическата ефективност на мрежовите инвестиции и за по-тясно обвързване между инвестиционните решения и тарифната политика.

Съществена роля в този процес има и регулаторният орган КЕВР, която следва да насърчава използването на количествени аналитични инструменти като АРП при оценката на инвестиционните проекти и при определянето на допустимите разходи в мрежовите тарифи. Подобен подход би допринесъл за по-голяма прозрачност на инвестиционните решения, за по-ефективно разпределение на ресурсите и за по-добро съгласуване между националната енергийна политика и процесите на регионална интеграция на електроенергийните пазари.

Глава III. Методи за оценка на оперативните и капиталовите разходи: Сравнителен анализ

III.1. Обзор на Методиката: Сравнителен анализ

В Глава III на дисертационния труд се разглежда прилагането на методиката за сравнителен анализ или т.нар. „бенчмаркинг“, като инструмент за оценка на оперативните и капиталовите разходи при ценовото регулиране на мрежовите тарифи. Основният акцент е върху класифицирането на разходите в две групи: капиталови и оперативни, както и върху разграничението между контролируеми и неконтролируеми разходи. Специално внимание се отделя на регулаторното третиране на отделни разходни елементи, включително на случаи, при които оперативни разходи могат да съдържат характеристики на капиталови.

Анализът обхваща международните практики, прилагани от НРО в ЕС, като се оценяват възможностите за адаптиране на тези подходи в България. Регулирането чрез стимули представлява регулаторен подход, при който на мрежовите оператори се предоставят икономически стимули за повишаване на ефективността, намаляване на разходите и подобряване на качеството на предоставяните услуги. Установено е, че сравнителният анализ е тясно свързан с *регулиране чрез стимули* и се прилага широко в рамките на методите „горна граница на приходи“ и „горна граница на цени“. Исторически този подход е въведен в редица икономически развити европейски държави: Норвегия, Австрия, Финландия, Германия и Швеция.

Ключов елемент на методиката е определянето на изискванията за ефективност на т.нар. „X“-фактор, които се базират на сравнителен анализ на разходите и качеството на предоставяната услуга. Чрез този подход „разумността“ на разходите се оценява чрез съпоставяне с други енергийни предприятия и с резултати от инженерно-икономически модели. Това дава възможност да бъде оценена относителната ефективност на мрежовите оператори.

Сравнителният анализ подпомага НРО при формирането на обективна оценка на потенциала за повишаване на ефективността, като се осигурява по-добра информационна основа за:

- оценка на реално извършените разходи;
- идентифициране на възможности за тяхното оптимизиране;
- създаване на ефективни стимули за подобряване на дейността на мрежовите оператори.

В този смисъл бенчмаркингът се утвърждава като важен инструмент за повишаване на ефективността, прозрачността и обосноваването на регулаторните решения в електроенергийния сектор.

Сравнителният анализ на ефективността е тясно свързан с развитието на системите за управление на данни, статистическите методи и информационните технологии. Чрез използването на иконометрични и статистически подходи се извършва оценка на индивидуалната ефективност на регулираните дружества. Изборът на конкретен метод обаче зависи в значителна степен от наличността и качеството на данните, както и от използваните аналитични инструменти. Конструкцията на модела за сравнителен анализ има съществено значение, тъй като неправилното включване или изключване на ключови променливи (напр. специфични мрежови условия) може да доведе до изкривяване на резултатите.

В практиката моделите за сравнителен анализ могат да се групират основно в две категории, в зависимост от обхвата на включените разходи и времевия хоризонт на оценката на ефективността. Това разграничение е от съществено значение, тъй като определя начина, по който се измерва ефективността на мрежовите оператори и какви

стимули се създават за управление на оперативните и капиталовите разходи. Моделите за сравнителен анализ са следните:

– модел, базиран на оценка на оперативните разходи (OPEX), при който ефективността се оценява в краткосрочен план чрез съпоставяне на разходите с качеството на предоставяната услуга;

– модел, базиран на оценка на общите разходи (TOTEX), който позволява дългосрочна оценка на ефективността чрез интегрирано разглеждане на оперативните и капиталовите разходи спрямо нивото на услугата.

Тези два подхода отразяват различни регулаторни цели, като краткосрочен контрол на разходите и дългосрочна ефективност на инвестиционните решения. Изборът между тях оказва пряко влияние върху поведението на мрежовите оператори и върху ефективността на регулаторната рамка.

Анализът на групирани данни (Data Envelopment Analysis, DEA) представлява непараметричен метод, основан на линейно програмиране, който се използва за оценка на относителната ефективност на съпоставими единици (Decision Making Units, DMU), като например енергийни дружества. Методът не изисква предварителни допускания за формата на производствената функция или разпределението на данните, а определя емпирична граница на ефективност, въз основа на най-добре представящите се единици в извадката. Ефективността на останалите дружества се оценява чрез сравнение между използваните входни ресурси и постигнатите резултати, което позволява идентифициране на потенциал за подобряване на дейността и повишаване на ефективността.

Фигура № III-1 Последователност на стъпките за изготвяне на Сравнителен анализ



Ключовите решения за изготвяне на модела включват: необходими разходи за повишаване на сигурността на снабдяването с електрическа енергия, разходи за присъединяване на нови ВЕИ мощности, както и разходи за дигитализация на мрежите. Моделът трябва да бъде съобразен с приложимото национално законодателство и правната рамка на ЕС.

За целите на изготвянето на надежден модел за сравнителен анализ е необходимо данните да бъдат подготвени в съпоставим и нормализиран вид, което включва тяхното стандартизиране по отношение на обхвата, времевия период и единиците на измерване, както и отчитане на специфични фактори като мащаб на дейността, брой клиенти, географски особености и структура на мрежата. Това позволява коректно сравнение между отделните мрежови оператори и избягване на изкривявания в резултатите.

След избор на модел за сравнителен анализ, данните се въвеждат и валидират, т.е. проверява се истинността им и се проследяват отклоненията между предоставените от мрежовите оператори данни.

Следващата стъпка е извършването на анализ на чувствителността, т.е. да бъде изследвано влиянието на отклонението на всеки параметър от разходите върху стойността на РБА. След извършване на сравнителния анализ, данните се използват за целите на ценовото регулиране, като НРО следи за тяхното прилагане и изпълнение.

Стохастичният граничен анализ (Stochastic Frontier Analysis, SFA) представлява параметричен метод, при който се използва предварително зададена функционална форма на производствената или разходната функция. Чрез прилагане на статистически техники се оценява ефективната граница, като едновременно се отчитат случайни фактори (стохастични отклонения) и неефективност на наблюдаваните единици. По този начин методът позволява разграничаване между случайни влияния и действителна неефективност при оценката на показателите за ефективност. Статистическият характер на метода позволява включване на стохастични грешки в анализа, както и формирането и тестването на хипотези. При този метод се изисква определяне на разходна или производствена функция, каквато не се изисква при метода анализ на групови данни. Подобно на предходно разгледания метод, това позволява да се изчисли приблизителна оценка на ефективността на фирми по скала 0 до 1. При прилагането на стохастичния граничен анализ се отчита и възможността за наличие на грешки, както и да се въвеждат доверителни интервали. Това позволява по-малко да се разчита на данните от един отделен мрежови оператор, които да се използват като еталон.

Стохастичното непараметрично групиране на данни представлява метод, който интегрира концепциите на Анализа на групирани данни и стохастичния граничен анализ. Този подход формира единна рамка за оценка на производителността, предоставяйки допълнителна информация и позволявайки мрежова компания да проследява и оценява собственото си ниво на ефективност.

Прилагането на двата анализа в регулаторната практика води до тяхното пълно интегриране в единна рамка за оценка на производителността, известна като Стохастично непараметрично групиране на данни (Stochastic Nonparametric Envelopment of Data, StoNED). Тази връзка, заедно с факта, че стохастичният граничен анализ е специфичен случай, при който се предполага параметрична форма на производствената функция, потвърждава ролята на Стохастично непараметрично групиране на данни като обединяваща рамка. Тя включва двата най-често използвани метода за анализ на производителността и ефективността като свои специални случаи.

Регулирането на естествените монополи (каквито са електроразпределителните дружества) чрез сравнителен анализ представлява едно от най-значимите приложения на тази методология. Няколко енергийни регулаторни органа по света прилагат Анализа на групирани данни или Стохастичното непараметрично групиране за оценка на целите за повишаване на ефективността. Финландският орган за регулиране на енергийния пазар (Finnish Energy Authority, FEA) е първият, който възприема полунепараметричния Стохастично непараметрично групиране на данни, като неразделна част от регулирането на електроразпределителните дружества през 2012 г.

Методите „Анализ на групирани данни“ и „Стохастичен граничен анализ“ не следва да се разглеждат като преки конкуренти по отношение на извършване на Сравнителен анализ, а по-скоро като взаимно допълващи се подходи. При вземането на компромисни решения и координираното им прилагане е необходимо да се направи определен избор, при който определени характеристики се пренебрегват за сметка на други. В рамките на модела на Анализа на групирани данни не се отчита наличието на случаен „шум“, но методът позволява налагането на теоретично обосновани свойства и непараметричното оценяване на производствената граница. Като под „шум“ се разбира влиянието на случайни, външни и неконтролируеми фактори, които водят до отклонения в

наблюдаваните резултати, но не са свързани с управленските решения или с нивото на ефективност на тези оператори. За разлика от Анализа на групирани данни, Стохастичният граничен анализ не предоставя възможност за налагане на формално дефинирани свойства, но има същественото предимство, че в модела изрично се разграничават неефективността и случайният „шум“.

III.2. Прилагане на методиката: Сравнителен анализ

В следващата част на Глава III от дисертационния труд се разглеждат ключовите елементи и условия за успешно провеждане на сравнителен анализ на разходите и ефективността на мрежовите оператори. Акцентира се, че, наред с избора на аналитичния модел съществено значение има и правилният подбор на показателите за сравнителен анализ, формиращи емпиричната основа за прилагане на регулиране (основано на стимули) и позволяват извършването на обективно сравнение между мрежовите компании.

Сравнителният анализ като метод за оценка на оперативни и капиталови разходи, признатите в мрежовите тарифи, може да се прилага както като основен, така и като допълващ подход, наред с АРП. Неговото прилагане не следва да се разглежда като съпътстваща дейност на НРО при утвърждаването на мрежовите тарифи, а като интегрална част от процеса на регулаторна оценка, насочена към повишаване на ефективността и обосноваването на вземаните решения.

В сравнение с АРП, сравнителният анализ предлага по-обективна и емпирично обоснована рамка за оценка на признатите оперативни и капиталови разходи на мрежовите оператори, тъй като се основава на реално наблюдавани данни и съпоставка с най-добрата практика. Докато АРП в значителна степен разчита на прогнозни оценки и експертни допускания, сравнителният анализ създава ясни стимули за повишаване на ефективността и позволява диференциран регулаторен подход в рамките на регулярните ценови прегледи.

Наред с базисните годишни информационни данни, в сравнителния анализ на ефективността на мрежовите оператори се включва и разширен набор от технически и организационни показатели. Те отразяват структурата, състоянието и експлоатацията на разпределителната мрежа и служат за по-точна оценка на разходната ефективност при прилагане на стимулиращо регулиране. Техническите и организационни показатели са:

- дължина на мрежата ВН, притежавана и експлоатирана от мрежовия оператор, измерена в km;
- дължина на мрежата Ср.Н, притежавана и експлоатирана от мрежовия оператор, измерена в km;
- дължина на мрежата НН, притежавана и експлоатирана от електроразпределителното дружество, измерена в km;
- обща дължина на мрежата, която се експлоатира от мрежовия оператор, но не е негова собственост, измерена в km;
- средна възраст на съоръженията в мрежата, изразена в години;
- брой на подстанциите ВН/Ср.Н;
- брой на трафопостовите Ср.Н/НН;
- общ брой трансформатори, разпределени по типове;
- сума на инсталираната мощност на всички трансформатори, измерена в MVA;
- средна възраст на трансформаторите, изразена в години;
- общ брой на захранващите линии;
- брой на захранващите линии на ниво Ср.Н;
- брой на захранващите линии на ниво НН;
- общ брой на наетите лица;

– инсталирана мощност, измерена в MW, за всеки вид съоръжение и по нива на напрежение, включително ВН, Ср.Н и НН;

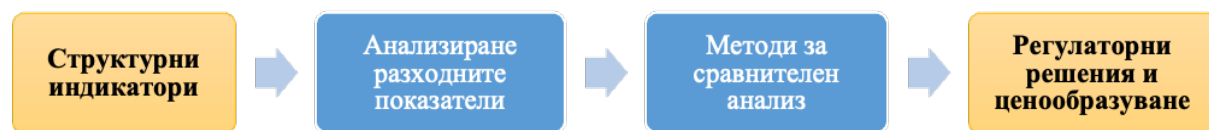
– общи технологични разходи на електрическа енергия, в т.ч. технически и нетехнически в MWh и процентно отношение.

В Глава III се стъпва и на доклада „Методи за регулиране за оценка на рентабилността на електроразпределителните компании в Швеция“ от 2025 г., който разглежда регулацията на разходите и методите за сравнителен анализ на електроразпределителните мрежи, като включва както структурни индикатори (дължина на мрежата, инсталирана трансформаторна мощност, брой абонати и др.), така и разходни показатели (оперативни, капиталови и пълни разходи). Тези индикатори служат за нормализиране на разходите и оценка на ефективността, позволявайки справедливо сравнение между компании с различен размер, технологична сложност и географски особености.

При този подход се използват иконометрични и гранично ориентирани методи, като „анализ на групови данни“ и „стохастичен граничен анализ“, които се комбинират за идентифициране на ефективната граница на разходите и изчисляване на ключовите показатели за ефективност. Получените резултати са необходими за определяне на горна граница на приходите и за регулиране на мрежовите тарифи, като същевременно се стимулира ефективността и оптималното използване на активите на разпределителните мрежови компании.

Анализът на разходната ефективност, трябва да се основава на подход, който интегрира структурни характеристики, разходни показатели и регулаторни методи за сравнителен анализ. Това позволява да бъде направена връзка между включените в изследването данни и регулаторните решения при извършване на ценообразуване. Схемата с етапите на прилагане на сравнителния анализ и ключовите показатели за ефективност е изобразена на Фигура № III-3.

Фигура № III-3 Етапи на прилагане на сравнителния анализ



В Глава III е направено заключение, че сравнителният анализ на ефективността изпълнява ролята на утвърдена европейска методологична рамка в регулаторната практика на НРО за оценка на разходната ефективност на мрежовите оператори, което позволява да бъде използван като надежден индикатор за ефективност. Прилагането на сравнителния анализ на национално ниво следва същата методологична логика и дава възможност за прякото му включване в процеса на утвърждаване на признатите разходи при формирането на мрежовите тарифи, в частност за електроразпределителните мрежи.

За целите на направения сравнителен анализ в тази част от дисертационния труд, се демонстрират изходни резултати с ограничен обхват. Необходимо е да се отбележи, че това се дължи на ограничения формат и степента на детайлност на наличните входни данни. За онагледяване на разгледаните методологични постановки в следващата част се представят конкретни данни и резултати от тяхното приложение. Данните, които са използвани за входни за целите на анализа са за следните участници, включени в изследването:

- „Електроразпределителни мрежи запад“ ЕАД;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД;
- „Електроразпределение Север“ АД.

➤ **Качество на снабдяването**

По отношение на предоставените данни от трите електроразпределителни дружества, следва да се отчете, че те са публикувани от самите оператори и отразяват броя и продължителността на прекъсванията въз основа на собствените им системи за диспечерско управление и събиране на данни. Необходимо е да се отчете различната степен на детайлност и обхват на събираните данни при отделните оператори, включително различия в нивото на измерване и регистриране на събитията например на ниво извод Ср.Н. на п/ст., трафопост Ср.Н./0,4 kV и други мрежови елементи.

Напиши едно изречение, което да бъде въведение към тези индекси, които описваш по-долу!

Индексът SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), или индекс на средния брой прекъсвания за системата, представлява средният брой прекъсвания, които се падат на един клиент за определен период. Той се изчислява като отношение между общия брой прекъсвания и общия брой обслужвани клиенти, като обхваща всички нива на напрежение. За целите на по-детайлен анализ индексът може да се изчислява както в агрегирана форма, така и по отделни нива на напрежение.

$$(III-1) \quad SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_{общо}}$$

Където:

N_i – брой клиенти, засегнати от i -тото прекъсване за разглеждания период;

$\sum N_i$ – общ брой клиентски прекъсвания;

$N_{общо}$ – общ брой присъединени клиенти в мрежата.

Индексът SAIDI (System Average Interruption Duration Index), или индекс на средната продължителност на прекъсванията за системата, измерва средната продължителност на прекъсванията в доставките на електрическа енергия, която се пада на един обслужван клиент. Той се изразява в минути или часове на клиент за определен период. В практиката стойностите на индекса се разграничават в две основни групи, като отделно се отчитат планираните и непланираните прекъсвания, с цел по-точна оценка на качеството и надеждността на снабдяването. Формулата за SAIDI е стандартна и се използва широко в практиката на НРО в ЕС:

$$(III-2) \quad SAIDI = \frac{\sum (N_i * T_i)}{N_{общо}}$$

Където:

N_i – брой клиенти, засегнати от i -тото прекъсване;

T_i – продължителност на i -тото прекъсване (в минути или часове);

$\sum (N_i * T_i)$ – общо клиентско-времеви прекъсвания;

$N_{общо}$ – общ брой присъединени клиенти.

Индексът CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) се дефинира като отношение между индекса SAIDI и индекса SAIFI и отразява средната продължителност на прекъсване на доставките на електрическа енергия за един засегнат клиент. Формулата за CAIDI е:

$$(III-3) \quad CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Където:

CAIDI – индекс на средната продължителност на прекъсванията на клиента;

SAIDI – индекс на средната продължителност на прекъсванията за системата;

SAIFI – индекс на средния брой прекъсвания за системата.

➤ **Еталон за капиталовите разходи**

Еталонът за капиталовите разходи се определя като нормализирана стойност на инвестиционните разходи спрямо избрана мярка за мащаба на дейността. Референтната му стойност може да бъде формирана на база средната или най-добрата практика в рамките на извадката от мрежови оператори. Формулата за определяне на еталон за капиталовите разходи е следната:

$$(III-4) \quad CAPEX_{\text{еталон}} = \frac{CAPEX}{Q}$$

Където:

$CAPEX_{\text{еталон}}$ – еталон за капиталови разходи;

$CAPEX$ – отчетени или допустими капиталови разходи;

Q – мярка за мащаба на дейността напр. дължина на мрежата, брой клиенти, пренесена енергия.

➤ **Еталон за оперативни разходи**

Съотношението между разходите за поддръжка и балансовата стойност на активите за пренос и разпределение представлява показател за сравнение на нивото на оперативните разходи. Високата стойност може да се обясни със амортизацията на съоръженията, но е необходима допълнителна информация, за да се потвърди това предположение.

Еталонът на оперативните разходи се определя като отношение между разходите за поддръжка и балансовата стойност на мрежовите активи, като референтната стойност може да бъде формирана въз основа на средната или най-добрата практика в рамките на съпоставима извадка от мрежови оператори. Формулата с която се описва еталонът за оперативните разходи е следната:

$$(III-5) \quad OPEX_{\text{еталон}} = \frac{\text{Разходи за поддръжка}}{\text{Балансова стойност на активите}}$$

Където:

$OPEX_{\text{еталон}}$ – еталон на оперативните разходи;

Разходи за поддръжка – отчетени годишни оперативни разходи, свързани с експлоатацията и поддържането на мрежовите активи;

Балансова стойност на активите – като нетна балансовата стойност на активите за пренос и разпределение.

➤ **Еталон за пълните разходи**

В този контекст разглеждането на разходите в рамките на подхода за оценка на пълните разходи позволява по-цялостна оценка на ефективността на мрежовите оператори, тъй като обединява капиталовите и оперативните разходи в единна аналитична рамка. Прилагането на подход за оценка на пълните разходи ограничава стимулите за изкуствено прехвърляне на разходи между инвестиционни и оперативни категории и позволява по-точно отчитане на ефекта от инвестициите в ново капиталово оборудване върху последващото намаляване на разходите за поддръжка. В този смисъл отрицателната взаимовръзка между инвестиционната активност и разходите за поддръжка се интерпретира не само като частичен ефект за намаляване на оперативните разходи, а като

оптимизация на общите разходи през жизнения цикъл на активите, което е в основата на регулиране чрез стимули базирано на подхода за оценка на пълните разходи.

В този контекст прилагането на подхода за оценка на пълните разходи позволява цялостна оценка на разходите на мрежовите оператори чрез обединяване на капиталовите и оперативните разходи, като:

$$(III-6) \quad \text{TOTEX} = \text{CAPEX} + \text{OPEX}$$

Където:

TOTEX – пълните разходи за дейността;

CAPEX – капиталовите разходи за дейността;

OPEX – оперативните разходи за дейността.

В обобщение, резултатите потвърждават значението на сравнителния анализ като надежден инструмент за оценка на разходната ефективност, инвестиционната политика и качеството на услугата при електроразпределителните оператори. Установява се, че ефективността не следва да се разглежда единствено чрез минимизиране на разходите, а като балансирано съотношение между инвестиции, оперативни разходи и постигнато ниво на надеждност. Наблюдаваните различия между операторите подчертават влиянието на мащабните ефекти, жизнения цикъл на активите и инвестиционната динамика. В този контекст сравнителният анализ създава обективна основа за вземане на регулаторни решения, като същевременно допринася за повишаване на прозрачността и стимулиращия характер на ценовото регулиране.

III.3. Анализ на резултатите и изводи от Глава III

Извършеният сравнителен анализ потвърждава наличието на съществени различия в разходната структура, инвестиционната интензивност и показателите за надеждност между електроразпределителните оператори в България. В резултат от анализа е установено, че оперативните разходи заемат основен дял в структурата на общите разходи, което е характерно за мрежови дейности с висока степен на експлоатационна ангажираност, необходимост от непрекъсната поддръжка на инфраструктурата и осигуряване на надеждност на снабдяването. Тази разходна структура подчертава значението на ефективното управление на оперативните процеси като ключов фактор за постигане на икономическа ефективност в условията на регулиран монопол.

Таблица № III-16. Резултати от сравнителния анализ

Показател	ЕРМ Запад	ЕР Юг	ЕР Север
Инвестиционна ориентация CAPEX/TOTEX	Ранг 2	Ранг 1	Ранг 3
Надеждност (SAIFI, SAIDI, CAIDI)	Ранг 2	Ранг 1	Ранг 3
TOTEX ефективност на MWh	Ранг 2	Ранг 1	Ранг 3
Оперативна тежест OPEX/TOTEX	Ранг 2	Ранг 1	Ранг 3

Съпоставката между капиталовите разходи и показателите за непрекъснатост на снабдяването, като SAIDI, SAIFI и CAIDI показва наличие на взаимовръзка между инвестиционната активност и качеството на предоставяната услуга. Операторите с по-висока и по-устойчива инвестиционна интензивност демонстрират по-добри показатели за надеждност, което потвърждава ролята на капиталовите инвестиции като основен фактор за подобряване на техническото състояние и експлоатационните характеристики на мрежата. В същото време анализът показва, че ефектът от инвестициите върху

надеждността не се проявява незабавно, а е свързан с определено времево закъснение, обусловено от жизнения цикъл на активите и времето, необходимо за реализация и интеграция на инвестиционните проекти.

Нормализирането на разходите спрямо ключови показатели за мащаба на дейността, като пренесена електрическа енергия, брой клиенти и балансова стойност на активите, потвърждава наличието на мащабни ефекти, които оказват съществено влияние върху разходната ефективност на операторите. Операторите с по-голям мащаб на дейността демонстрират по-ниски относителни разходи на единица предоставена услуга, което е в съответствие с теорията за икономии от мащаба и потвърждава необходимостта от използване на нормализирани показатели при извършване на сравнителен анализ.

Резултатите от извършеното изследване потвърждават приложимостта на сравнителния анализ като ефективен инструмент за регулаторна оценка и формиране на стимулиращи механизми, насочени към повишаване на ефективността, оптимизиране на разходите и подобряване на качеството на предоставяните мрежови услуги. Прилагането на подобни подходи съответства на утвърдените регулаторни практики в ДЧ на ЕС и допринася за повишаване на прозрачността и обосноваването на регулаторните решения.

НАУЧНИ И НАУЧНО-ПРИЛОЖНИ ПРИНОСИ

В резултат на проведеното изследване и осъществения задълбочен теоретичен и емпиричен анализ са формулирани научно-приложни и приложни приноси. Те са насочени към усъвършенстване на подходите за оценка на оперативните и капиталовите разходи в рамките на ценовото регулиране на мрежовите тарифи в сектор „Електроенергетика“. Получените резултати допринасят както за развитието и разширяването на съществуващата теоретична и методологична рамка в областта на регулирането на електроенергийните мрежи, така и за разработването на приложими аналитични инструменти, които могат да бъдат използвани в практическата дейност на НРО и мрежовите оператори.

На тази основа приносите на дисертационния труд могат да бъдат обобщени в две основни направления: научно-приложни и приложни. Научно-приложните приноси са свързани с разработването и адаптирането на аналитични подходи и модели за оценка на оперативните и капиталовите разходи в процеса на регулиране на мрежовите тарифи. Приложните приноси се изразяват в усъвършенстване на методическите инструменти за анализ и оценка на разходите, които могат да намерят пряко приложение в практиката на КЕВР и мрежовите оператори и да подпомогнат вземането на по-обосновани и ефективни регулаторни решения.

В тази връзка е аргументирано и значението на сценарийния подход при оценката на инфраструктурни проекти в условията на енергиен преход, като е установено, че резултатите от анализа са силно зависими от развитието на пазарната среда, в т.ч. динамиката на цените на емисиите на CO₂, структурата на производствения микс и дела на ВЕИ, което налага използването на сценарийни модели при оценката на дългосрочни инвестиции.

В съответствие с тази класификация, конкретните приноси на изследването се обобщават по следния начин:

➤ Научно-приложни приноси

В дисертационния труд са систематизирани и доразвити теоретичните постановки, свързани с инженерно-икономическата оценка на оперативните и капиталовите разходи в електропреносната и електроразпределителните мрежи. Изследванията АРП и сравнителен анализ разглеждат взаимодействието между инвестиционните решения на мрежовите оператори, регулаторните механизми за признаване на разходите и

необходимостта от поддържане на баланс между икономическата ефективност, сигурността на снабдяването и качеството на предоставяните услуги.

Дисертационният труд предлага адаптирани аналитични подходи за оценка на ефективността на мрежовите оператори, които до този момент не са изследвани и прилагани в българската регулаторна среда. Извършеният емпиричен анализ откроява и доказва ключови корелации между разходи, инвестиции и качество на електроснабдяването, като се формулират практически приложими решения за подобряване на наложените регулаторни механизми:

- Идентифицирани са проблеми и съществени различия в разходната структура и е доказана връзката между инвестициите и качеството на услугата, включително ефект с времево закъснение;

- Разработен е рейтингов подход за сравнителна оценка на ефективността на електроразпределителните оператори чрез нормализирани показатели;

- Предложени са методологични подобрения в ценовото регулиране, насочени към по-голяма прозрачност, ефективност на инвестициите и повишено качество на електроснабдяването.

➤ **Приложни приноси**

Дисертационният труд предлага интегрирана методологична рамка за оценка на инвестиционната и разходната ефективност в електроенергийния сектор, съчетавайки приложни аналитични инструменти с критичен анализ на техните ограничения и възможности за практическо приложение:

- Разработена е интегрирана методология за оценка на икономическата ефективност на инвестициите и сравнителен анализ на мрежовите оператори;

- Доразвит е приложеният АРП за оценка на трансграничен проект България-Гърция чрез сценарийни модели, обхващащи икономически, пазарни и екологични ефекти;

- Извършен е критичен анализ на методологичните ограничения на АРП, включително чувствителността към входни допускания и динамиката на пазарните процеси;

- Разработен е интегриран подход за сравнителна оценка на операторите, комбиниращ показатели за разходи, надеждност и мащаб на дейността.

ПУБЛИКАЦИИ

1. Kolev V, Draganova-Zlateva I., **Trifonov M.** Analysis of the methods for price regulation of network tariffs and the price of balancing energy in Republic of Bulgaria, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2022, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2022
<https://ieeexplore.ieee.org/document/10021155/authors#authors>
2. Kolev V, Draganova-Zlateva I., **Trifonov M.** Capital costs evaluation methods: Cost-benefit analysis, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2024, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2024
<https://ieeexplore.ieee.org/document/10794878>
3. Kolev V, **Trifonov M.** Capital and Operational Costs Estimation methods: Benchmarking, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2024, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2024
<https://ieeexplore.ieee.org/document/10794865>

SUMMARY

Title: Price regulation in the "Energy" Sector

Author: M. Eng. Milen Ivanov Trifonov

Scientific supervisor: Prof. Valentin Genov Kolev

Keywords: price regulation, network tariffs, CAPEX, OPEX, RAB, WACC, CBA, Benchmarking, DEA, TOTEX, reliability.

Short summary: The doctoral dissertation examines mechanisms and methods for pricing in the electricity sector with a focus on regulation of network tariffs for transmission and distribution. The study is motivated by dynamic changes in European energy policy — the energy transition, decarbonization, and the growing share of RES — and analyzes the challenges faced by regulatory authorities in balancing investment incentives with socially affordable consumer prices.

Objectives and tasks:

- Analyze the theoretical foundations and principles of price regulation.
- Investigate and adapt the methods "cost–benefit analysis" (CBA) and comparative analysis (benchmarking/DEA, SFA) for evaluation of capital (CAPEX) and operational (OPEX) costs.
- Assess the role of RAB (regulatory asset base), WACC (weighted average cost of capital), quality indicators (SAIFI, SAIDI, CAIDI) and the impact of different scenarios on costs and tariffs.
- Develop methodological proposals and scenario models for Bulgarian practice.

Methodology: A combination of analytical and empirical approaches — systems and techno-economic analysis, scenario analysis, CBA, benchmarking, DEA and statistical methods. The dissertation applies a scenario approach (four scenarios to 2030/2050) to evaluate the impact of RES penetration, CO₂ prices and market integration. For illustration, CBA is applied to a cross-border project (Bulgaria–Greece, 400 kV “Perperikon” line).

Main findings and scientific contributions:

- The need for integrated treatment of CAPEX and OPEX (TOTEX approach) is emphasized to achieve neutrality and optimal choice between capital and operational solutions;
- The sensitivity of CBA results to input assumptions and the importance of the scenario approach for infrastructure investments in the context of the energy transition are demonstrated;
- An integrated methodological framework for comparative analysis, adapted to Bulgarian technical and regulatory conditions, is developed, including a rating approach and application of nonparametric methods (DEA).
- An empirical relationship between investment intensity and reliability indicators is established; methods for incorporating quality indicators into regulatory mechanisms are proposed.

Practical applicability: The proposed methods and tools can support the national regulator (EWRC) and network operators in assessing and recognizing costs, approving investment programs, and designing incentive regulatory mechanisms to increase transparency, efficiency and quality of electricity supply in Bulgaria.

Volume and structure: The dissertation includes an introduction, three chapters (literature review and regulation analysis; CBA; comparative analysis), list of publications and references; total length – 135 pages. Results have been validated through conference reports and publications indexed in Scopus and IEEE Xplore.



TECHNICAL UNIVERSITY OF SOFIA

**Faculty: Electrical Engineering
Department of "Power Engineering"**

M. Eng. Milen Ivanov Trifonov

**TOPIC: PRICING AND PRICE REGULATION
IN THE "ENERGY" SECTOR**

A B S T R A C T

of a dissertation submitted for the degree of

DOCTOR

Field: 5. Technical Sciences

Professional Direction: 5.2. Electrical Engineering, Electronics and Automation

Academic Specialty: Power Plants and Substations

Supervisor: Prof. Dr. Eng. Valentin Genov Kolev

The dissertation was reviewed and approved for public defence by the Departmental Council of the Power Engineering Department, Faculty of Electrical Engineering, TU-Sofia, at its regular meeting held on 27 April 2026.

The public defence of the dissertation will take place on 10 September 2026 at 13:00 in the Conference Hall of the Business and Innovation Centre (BIC) of the Technical University of Sofia, at an open session of the scientific jury appointed by Order No. OЖ-5.2-43 of 3 June 2026 and amended by Order No. OЖ-5.2-46 of 12 June 2026 of the Rector of TU-Sofia, composed as follows:

- Prof. Dr. Eng. Dimo Stoilov – Chair
- Prof. Dr. Eng. Yordanka Angelova – Scientific Secretary
- Prof. Dr. Eng. Vasil Dimitrov
- Assoc. Prof. Dr. Atanas Georgiev
- Assoc. Prof. Dr. Eng. Todor Lalev

Reviewers:

- Prof. Dr. Eng. Dimo Stoilov
- Assoc. Prof. Dr. Atanas Georgiev

Materials related to the defence are available to interested parties at the Secretariat of the Faculty of Electrical Engineering of TU-Sofia, Building No. 12, Room No. 12222.

The doctoral candidate is an external (part-time) PhD student at the Department of Power Engineering, Faculty of Electrical Engineering. The research for this dissertation was conducted by the author; some aspects were supported by academic research projects.

Author: M.Eng. Milen Trifonov

Title: Pricing and Price Regulation in the "Energy" Sector

Print run: 30 copies

Printed at the Publishing and Printing Centre of the Technical University of Sofia

I. GENERAL CHARACTERISTICS OF THE DISSERTATION

Relevance of the Research Topic

The relevance of this research is driven by the dynamic changes in European energy policy aimed at accelerating the energy transition, decarbonising the economy, and increasing the share of renewable energy sources (RES) in the overall generation mix. These processes are bringing about significant structural and operational changes in the electric power system (EPS).

The electricity sector occupies a central position in the development of the modern economy, providing the foundational infrastructure for industry, transport, services, and households. The reliable, secure, and economically efficient operation of the EPS is directly linked to the sustainable development of the national economy and the improvement of public welfare. In this context, price regulation of network services represents an essential instrument for balancing the competing interests of network operators, investors, and end consumers of electricity.

The relevance of the study is further reinforced by the dynamic changes in European energy policy directed toward an accelerated energy transition, decarbonisation, and a growing share of RES. These developments are fundamentally altering the structure and functioning of the EPS. The increasing integration of decentralised generation capacity, the development of smart grids, the digitalisation of network infrastructure management, and the rising demand for electricity all require substantial investment in the modernisation and expansion of transmission and distribution networks.

At the same time, these processes pose new challenges for regulatory authorities in designing effective price regulation mechanisms. The need to provide adequate investment incentives for network infrastructure development must be reconciled with the requirement to maintain socially affordable prices for end consumers. This calls for continuous refinement of existing regulatory models and the development of methodological approaches that enable more effective management of operational and capital expenditures, as well as more precise determination of the regulatory asset base (RAB) and the allowable rate of return.

It follows that the examination of price regulation mechanisms for network tariffs — including the role of operational expenditures (OPEX), capital expenditures (CAPEX), the regulatory asset base, and the rate of return on capital — is of fundamental importance for improving the efficiency of the regulatory process. This defines the high scientific and practical significance of the subject under investigation and establishes the need for an in-depth analysis of existing regulatory models and opportunities for their development in the context of the ongoing transformation of the electricity sector.

Aim of the Dissertation

The aim of the dissertation is to analyse and evaluate best regulatory practices applied by national regulatory authorities (NRAs) across EU Member States, and to investigate opportunities for their adaptation and application in the price regulation of network tariffs for the transmission and distribution system operators in Bulgaria.

The research is directed toward developing and substantiating analytical approaches and methodological solutions for improving the process of evaluating and recognising operational and capital expenditures that form the basis of regulated network tariffs.

Research Objectives

To achieve the stated aim, the following specific objectives have been established:

- To analyse the theoretical foundations and principles of price regulation in the electricity sector;
- To investigate the applicability of the "Cost–Benefit Analysis" (CBA) method as a tool for evaluating the efficiency and economic justification of investment projects;
- To analyse the potential for applying comparative analysis (benchmarking) in the evaluation of operational and capital expenditures, with a view to improving the efficiency and objectivity of the regulatory process;
- To examine the impact of electricity supply quality and EPS security on the price regulation process, including the relationship between capital investment, operational efficiency and reliability indicators;
- To develop methodological proposals for improving the process of price regulation of network tariffs in Bulgaria through the adaptation of best regulatory practices from EU Member States;
- To develop and apply scenario models for analysing the development of electricity distribution companies, including an assessment of the impact of various market, technological, and regulatory scenarios on operational and capital expenditures.

Research Methods

A comprehensive set of theoretical and applied scientific methods was employed to achieve the aim of the dissertation. A central role is played by the Cost–Benefit Analysis (CBA) method and comparative analysis (benchmarking), which are applied to evaluate the efficiency and economic justification of investment decisions and network operators' expenditures. The study also employs systems analysis, techno-economic methods, scenario analysis and statistical techniques, through which the interrelationships between operational and capital expenditures, the regulatory asset base (RAB) and the formation of network tariffs are examined. The application of these methods enables a comprehensive assessment of regulatory practices and the identification of opportunities for improving price regulation in the energy sector.

Scientific Novelty

- The significance of the scenario-based approach in the evaluation of infrastructure projects under energy transition conditions has been substantiated, demonstrating that results are highly sensitive to the trajectory of RES development, CO₂ prices and the composition of the generation mix;
- The limitations of CBA relating to sensitivity to input assumptions, the extrapolation of benefits over time and the use of linear interpolation in nonlinear market processes have been identified and systematised;
 - The need for broader application of CBA in Bulgarian regulatory practice — not only for cross-border, but also for domestic network investments — has been substantiated, with the aim of strengthening the link between investment decisions and tariff policy;
 - Analytical value has been added to existing techno-economic calculations through systematisation, comparative interpretation and critical analysis of real project data;
 - An integrated methodological framework for the comparative analysis of electricity distribution operators has been developed;
 - The comparative analytical approach has been adapted to the specific technical, economic, and regulatory conditions under which electricity distribution companies operate in Bulgaria;

- The application of the total expenditure (TOTEX) approach has been proposed in the context of Bulgarian regulatory practice, creating preconditions for achieving neutrality between capital and operational expenditures;
- An empirical relationship between investment intensity and reliability-of-supply indicators has been demonstrated;
- A rating-based methodology for evaluating electricity distribution operators, based on normalised and comparable indicators, has been developed, enabling identification of the efficiency boundary;
- The applicability of non-parametric efficiency evaluation methods — including Data Envelopment Analysis (DEA) — has been substantiated as the primary benchmarking tool under conditions of limited observations, thereby extending the methodological toolkit of national regulatory practice.

Practical Applicability

The findings of the dissertation have direct practical application in the process of improving the price regulation of electricity transmission and distribution networks in Bulgaria. The methodological approaches developed may be utilised by the national regulatory authority in evaluating and recognising operational and capital expenditures when setting network tariffs. The proposed model for applying cost–benefit analysis and comparative analysis can support more informed decision-making with respect to the approval of investment programmes and efficiency-based regulatory incentives. The developed approaches for evaluating electricity supply quality and reliability may be used to integrate quality indicators into regulatory mechanisms. The proposals for applying benchmarking and DEA models provide a practical toolkit for the comparative efficiency assessment of network operators.

Dissemination

The results of the dissertation have been presented in three conference papers at the Electrical Engineering Faculty Conference on Energetics and Efficiency (BULEF) in 2022 and 2024.

Publications

The results of the dissertation have been published in three scientific papers indexed in the international databases Scopus and IEEE Xplore Digital Library.

Structure and Volume

The dissertation is 135 (one hundred and thirty-five) pages in length and comprises an introduction, 3 (three) chapters addressing the formulated main research objectives, a list of principal contributions, a list of publications and a bibliography. A total of 100 (one hundred) references are cited, of which 88 (eighty-eight) are in Latin script and 12 (twelve) in Cyrillic, with the remainder consisting of internet sources. The work includes 9 (nine) figures and 57 (fifty-seven) tables. The numbering of figures and tables in the abstract corresponds to that in the dissertation itself.

II. CONTENT OF THE DISSERTATION

Chapter I. Literature Review and Analysis of Price Regulation

I.1. Application of Price Regulation in the Electricity Sector and Key Elements

Under conditions of competitive market dynamics, the price of electricity is determined through the interaction of supply and demand; in a market characterised by effective competition, prices reflect marginal costs and lead to an economically optimal allocation of resources. In this context, the role of the national regulatory authority (NRA) in the energy sector — in Bulgaria, this is the Energy and Water Regulatory Commission (EWRC) — is primarily limited to market monitoring, ensuring transparency, preventing abuses of market power, and guaranteeing non-discriminatory access to electricity infrastructure and markets.

By contrast, activities related to the transmission and distribution of electricity are characterised as natural monopolies, where the absence of competition necessitates active regulatory intervention. The objective of such intervention is to create an environment conducive to the development of market conditions and to ensure a balance between consumer interests and the financial sustainability of the operators. This is particularly important given the high capital investment requirements, the economies of scale involved and the necessity of maintaining a reliable and secure infrastructure.

The primary objective of price regulation is to guarantee the provision of quality services at economically justified prices, while simultaneously enabling companies to recover their costs and earn a reasonable return. In this context, the regulatory framework is grounded in principles such as reasonableness, usability and usefulness, and knowability and measurability of expenditures, which determine whether given costs may be recognised and recovered through tariffs. These principles define the criteria by which costs are acknowledged in the regulatory process. Expenditures must be economically justified and necessary for the core activities of the network operator, they must be actually used and contribute to service delivery and clearly defined and comparable, such that they can be verified and assessed by the NRA.

Accordingly, the required revenue of network operators is composed of recognised operational and capital expenditures and the allowable return on the regulatory asset base. On this basis, the pricing model is constructed by systematising its principal elements, which determine the structure of regulated tariffs.

Chapter I of the dissertation examines the key components of price regulation in the electricity sector, including operational and capital expenditures, the regulatory asset base, the weighted average cost of capital, the volume of electricity transmitted, and the formation of required revenues.

Operational Expenditures (OPEX)

Operational expenditures represent all current costs associated with the day-to-day activities of the company. They include costs for operation and maintenance, administrative expenses, depreciation, taxes and fees, as well as the working capital required to maintain liquidity for covering current liabilities.

Working capital is defined as the difference between current assets and current liabilities and reflects the company's capacity to service its short-term obligations:

$$(I-1) \quad WC = CA - CL$$

Where:

- WC – working capital;
- CA – current assets;
- CL – current liabilities.

Under conditions of price regulation, operational expenditures constitute a key element in determining the required revenues. The regulatory authority ensures that these costs are economically justified, efficient, and transparent, so as to prevent the unjustified financial burden on end consumers.

Capital Expenditures (CAPEX)

Capital expenditures relate to the acquisition, construction or improvement of long-term assets. They encompass investments in infrastructure, equipment, technologies and digitalisation that generate future economic benefits.

Expenditures are classified as capital when they result in an increase in the value, useful life, or functionality of the assets. They are capitalised and recovered through depreciation over the useful life of the asset.

The principal categories of capital investment in the energy sector include:

- connection of consumers;
- connection of generators;
- improvement of network security and interconnectivity.

Capital expenditures play a fundamental role in the development, modernisation and reliability of network infrastructure.

Regulatory Asset Base (RAB)

The RAB represents the value of assets recognised by the regulator as necessary for the provision of the regulated service. It includes only assets that are "used and useful", economically justified and measurable.

The RAB is typically formed as the net book value of assets (after depreciation), adjusted for working capital and investments:

$$(I-2) \quad RAB = A - Am - F + WC + I$$

Where:

RAB – regulatory asset base;

A – recognised book value of assets;

Am – accumulated depreciation for the elapsed period of asset use;

F – value of assets acquired through grants or subsidies;

WC – working capital;

I – investments or capital expenditures.

The RAB serves as the basis for determining the allowable return on capital. In this way, a balance is achieved between consumer interests and the financial sustainability of the companies. The valuation of assets is crucial, as it directly affects the level of depreciation charges and the return included in the tariffs.

Weighted Average Cost of Capital (WACC)

The weighted average cost of capital (WACC) represents the rate of return that reflects the cost of both equity and debt capital. It is used to determine the allowable return on the RAB and ensures that investments are recovered while maintaining financial stability:

$$(I-3) \quad WACC = K_e * (1 - g) + K_d * (1 - T) * g$$

Where:

WACC – weighted average cost of capital (pre-tax nominal);

K_e – nominal cost of equity (post-tax);

K_d – nominal cost of debt (pre-tax);

g – debt-to-total capitalisation ratio (debt / (debt + equity));

T – corporate tax rate.

The regulator determines the WACC parameters taking into account risk, interest rate levels and the financial structure of the sector.

Volume of Electricity Transmitted

The volume of electricity transmitted represents the quantity of energy that flows through the network over a defined period. It serves as the basis for the allocation of required revenues through network tariffs.

A distinction should be made between:

- transmitted energy – the technical flow through the network;
- delivered energy – the metered consumption billed to customers.

The difference between transmitted and delivered electricity is primarily attributable to technological losses arising during the transmission and distribution of electricity across the network. These losses occur as a result of the characteristics of the transmission and distribution networks and the processes involved in the transmission and transformation of electricity at different voltage levels: high voltage (HV), medium voltage (MV), and low voltage (LV).

The forecast of the volume of electricity transmitted is a key element in setting network tariffs, as it serves as the basis for allocating the required revenues of network operators across the total quantity of energy conveyed.

Required Revenues

Required revenues represent the total amount of funds that the network company must receive in order to cover its costs and earn an allowable return. They are determined according to the following formula:

$$(I-4) \quad RR = O + A + D + AM + (RAB * NR)$$

Where:

RR – required revenues;

O – operational and maintenance costs;

A – administrative and general-purpose costs;

D – taxes and fees;

AM – depreciation costs;

RAB – regulatory asset base;

RoR – rate of return.

There is a direct relationship between the value of the RAB and the size of the required revenues, given that the RAB serves as the basis for calculating both depreciation charges and the allowable return on capital. As the value of recognised assets increases, both depreciation costs and the return — determined by applying the WACC — increase correspondingly. The total required revenues, recovered through network tariffs, therefore rise as a result.

Summary

Price regulation in the electricity sector constitutes a complex process aimed at achieving a balance between efficiency, investment and consumer protection.

Operational and capital expenditures are of key importance in the formation of the regulatory asset base and the required revenues. Regulatory oversight ensures that only economically justified costs and investments are recognised.

Sustainable regulation requires adaptation to the dynamic economic and technological environment, while simultaneously ensuring the financial stability of companies and affordable prices for consumers.

I.2. Analysis of Price Regulation Methods Applied in the EU

Contemporary regulatory models applied across EU Member States are based on incentive regulation directed toward:

- improving efficiency;
- controlling costs;
- enhancing service quality;
- promoting innovation.

The principle of neutrality between operational and capital expenditures is of particular importance. In the absence of such neutrality, there is a risk that operators may be incentivised to prefer capital investment over operational solutions, since the return on investment is typically calculated on the capital base. This can lead to inefficient allocation of resources and suboptimal development of network infrastructure.

The application of the neutrality principle presupposes the establishment of a regulatory framework in which both operational and capital expenditures are assessed on the basis of their economic efficiency and their contribution to the long-term objectives of the network operator. This involves the use of integrated approaches for evaluating investment and operational decisions, taking into account the full lifecycle of assets and their impact on service quality and security of supply.

In this context, OPEX–CAPEX neutrality is of fundamental importance for promoting innovative solutions — including digitalisation, demand management and the deployment of flexible resources — which often entail lower capital but higher operational expenditures. By ensuring equal treatment of different types of expenditure, regulatory policy creates conditions for selecting the most efficient solution from the perspective of the public interest and the sustainable development of the EPS.

The development of the energy sector requires:

- RES integration;
- digitalisation of networks;
- enhanced flexibility;
- investment in smart systems.

These processes lead to an increase in both capital and operational expenditures.

There are significant differences in the number, scale and organisational structure of transmission and distribution system operators across EU Member States. These differences are driven both by requirements for legal and functional unbundling of activities in the energy sector and by the historical development of national energy systems. Notwithstanding these differences, a common characteristic across all countries is that network operators are treated as natural monopolies subject to regulation by NRAs.

The institutional structure of the sector — including the number of transmission and distribution system operators — must be taken into account when analysing regulatory practices across individual Member States. In the electricity sector, approximately three-quarters of Member States have a single transmission system operator, while the remaining countries have between two and four. This structure reflects differences in the historical development of the sector and the models of liberalisation adopted.

With respect to electricity distribution, the structure is considerably more fragmented. According to the CEER report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022 (Ref. No. C22-IRB-61-03), approximately half of the Member States have up to ten electricity distribution network operators, while in seven countries the number exceeds 100, and in one country surpasses 800 operators. These significant differences influence the choice and application of specific regulatory mechanisms, including the degree of efficiency incentivisation and the complexity of control procedures.

Each Member State applies its own regulatory model, adapted to national legislation and the specific characteristics of the sector. This limits opportunities for direct cross-country comparison; however, common principles and similarities in regulatory approaches can nonetheless be identified. In most cases, NRAs employ a combination of instruments aimed at achieving efficiency, sustainability and consumer protection.

Contemporary regulatory models in the EU are predominantly based on incentive regulation, combining revenue-cap or price-cap mechanisms with efficiency incentive elements. Some countries additionally apply a rate-of-return approach, supplemented by incentives for improving service quality and reliability of supply. In most cases, the rate of return is determined using the WACC methodology, which accounts for financing structure and market conditions.

Regulatory mechanisms distinguish between controllable and non-controllable operational expenditures. Non-controllable costs — such as those associated with technological losses — are typically recognised automatically, whereas controllable costs are subject to efficiency incentives, including the so-called "X-factor". However, the application of incentives predominantly to operational expenditures may disrupt the neutrality between OPEX and CAPEX.

A central element of the regulatory framework is the RAB, which serves as the basis for determining the allowable return and depreciation charges. The manner in which assets are formed and recognised within the RAB has a significant impact on the level of required revenues and the distribution of risk between operators and consumers. In this regard, NRAs apply clear rules for the inclusion of assets, ensuring that only efficiently used and economically justified investments are recognised in tariffs.

In conclusion, despite differences in national regulatory frameworks, a common trend toward incentive-based models aimed at improving efficiency, sustainability and service quality is evident. The combination of cost control, a clearly defined RAB, and a market-based rate of return provides a stable foundation for balancing the interests of investors and consumers in a natural monopoly environment.

I.3. Analysis of Price Regulation Methods Applied in Bulgaria

The regulation of network companies in Bulgaria constitutes a key instrument for ensuring the technically and economically efficient functioning of the electricity sector. The primary objective of the regulatory process is to guarantee the sustainable development of energy infrastructure, while simultaneously protecting the interests of end consumers and creating a predictable investment environment. These objectives are pursued through the establishment of a regulatory framework that complies with European legislation, the application of established regulatory practices, the provision of non-discriminatory network access and the use of transparent pricing mechanisms based on economically justified costs.

Price regulation is directed towards achieving strategic objectives such as stimulating investment in network infrastructure, ensuring the security and reliability of electricity supply, encouraging environmentally sustainable solutions, and maintaining a balance between the financial sustainability of energy companies and the social affordability of prices. In this context, the Bulgarian electricity market operates as a partially liberalised market, in which generation and supply activities are market-oriented, while transmission and distribution remain regulated as natural monopolies.

The functional structure of the EPS encompasses sequential stages – generation, transmission, distribution and supply. Transmission and distribution activities are subject to price regulation, and the corresponding network tariffs ensure the recovery of recognised costs – including those for operation, maintenance, depreciation and technological losses — as well as an allowable WACC on the RAB. Transmission activities are carried out by Electricity System Operator (ESO) EAD, while distribution is performed by licensed distribution network operators.

The regulation of these monopoly activities aims at achieving maximum technical and economic efficiency. In this regard, EWRC applies clearly defined principles and methods for price regulation that ensure a balance between the interests of energy companies and consumers. The regulator's core responsibilities include guaranteeing the long-term capacity of the EPS to meet demand, maintaining a high level of security and reliability and creating incentives for reducing technological and non-technical losses.

The role of the network in ensuring continuity of supply and the integration of new generating capacity – particularly in the context of the growing share of renewable energy sources – is also of significant importance. The increased interest in connecting new generators poses challenges for regulatory authorities concerning the need to enable timely grid connection while maintaining reasonable network tariffs and social affordability for consumers.

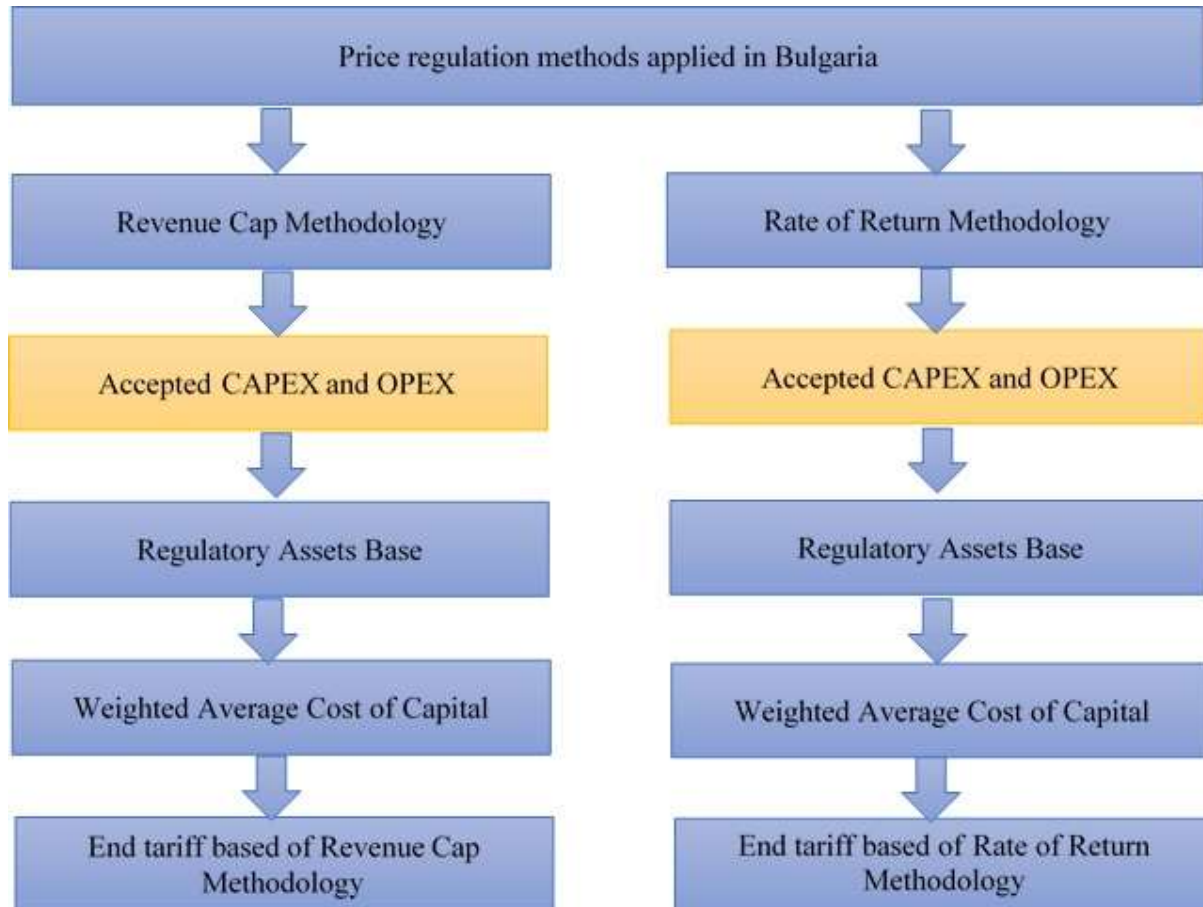
The price regulation methods applied in Bulgaria follow a common methodological framework for setting network tariffs. This framework is based on the economically justified determination of operational and capital expenditures, together with an assessment of the RAB and the WACC.

On this basis, the allowable return – i.e. the WACC applied to invested capital – is calculated. The WACC, combined with the recognised expenditures forms the required revenues of the operators. These required revenues serve as the basis for determining regulated network tariffs. Irrespective of the model used, the fundamental principle is cost recovery and the provision of an appropriate return, while simultaneously applying efficiency incentives and maintaining service quality. The two primary methods applied by EWRC for regulating electricity prices in Bulgaria are the rate-of-return method and the revenue-cap method. The approach for applying each method is illustrated in Figure No. I-1.

Base on that, the allowable return – i.e. the WACC applied to invested capital – is calculated. WACC, combined with the recognised expenditures, forms the required revenues of the operators.

These required revenues serve as the basis for determining regulated network tariffs. Irrespective of the model used, the fundamental principle is cost recovery and the provision of an appropriate return, while simultaneously applying efficiency incentives and maintaining service quality. The two primary methods applied by EWRC for regulating electricity prices in Bulgaria are the rate-of-return method and the revenue-cap method. The approach for applying each method is illustrated in Figure No. I-2.

Figure No. I-2: Approach for Applying Price Regulation Methods in Bulgaria



The core problem examined in this dissertation relates to the need to improve existing methods for evaluating operational and capital expenditures within the framework of electricity network price regulation. In this context, emphasis is placed on the limited applicability of conventional approaches and the need to introduce long-term forecasting models, as well as a closer bond between recognised revenues and achieved service quality indicators. Addressing this problem is of fundamental importance for enhancing the efficiency of the regulatory process, optimising investment decisions, and achieving a sustainable balance between the interests of network operators and end consumers.

Chapter II. Methods for Evaluating Operational and Capital Expenditures: Cost–Benefit Analysis

II.1. Overview of the Methodology: Cost–Benefit Analysis

Chapter II of the dissertation examines the application of the cost–benefit analysis (CBA) method as a tool for evaluating capital and operational expenditures in the electricity sector. Every project or group of projects relating to the construction, reconstruction or modernisation of network infrastructure should be subjected to a systematic CBA. The analysis must take into account not only direct economic effects but also positive externalities, such as improvements in security of supply, enhanced flexibility of the electric power system and the promoting innovation.

The CBA methodology, as established in the European regulatory practice and aligned with EU requirements and ENTSO-E guidelines, differs substantially from conventional techno-economic analysis. While the latter focuses on technical feasibility, investment costs, operational parameters and financial returns, CBA aims to assess overall societal welfare by comparing all social costs and benefits. This encompasses effects such as consumer and producer surplus, environmental impacts, security of supply and the degree of market integration.

The application of CBA should constitute a mandatory element of investment project evaluation and its results must include an assessment of the impact on the EPS, as well as an analysis of the costs and returns for network operators. Only projects that demonstrate a positive net effect on societal welfare should be included in investment plans and accordingly recognised in the tariffs paid by end consumers.

CBA finds wide application in the evaluation of various infrastructure initiatives, including the expansion of the transmission network, the modernisation of distribution systems, the deployment of energy storage technologies, as well as digitalisation and the development of smart grids. In this way, it supports the adoption of informed and economically justified investment decisions.

The method is based on a comparison between two main scenario types. The first is the baseline scenario (without project), which reflects the development of the EPS in the absence of investment and enables an assessment of the risks to security of supply, reliability and economic welfare. The second type encompasses one or more alternative scenarios (with project), reflecting the effects of implementing the corresponding investments. Within these scenarios, changes in technological costs, operational parameters and return period shall be analysed, along with the overall impact on the electric power system.

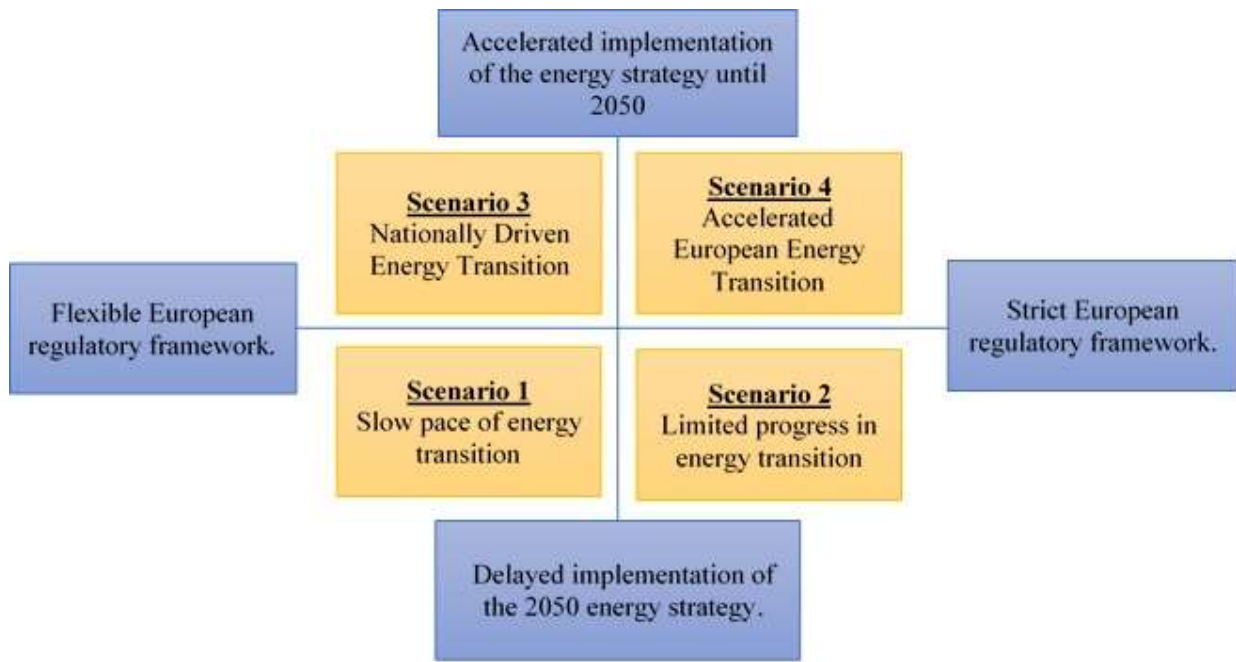
In conclusion, CBA constitutes a key instrument for evaluating investment decisions in the energy sector, providing a balanced approach between economic efficiency, societal welfare and the sustainable development of electricity infrastructure.

In the dissertation a scenario-based approach is applied as a tool for analysing the development of the EPS. The scenarios considered range from the least favourable Scenario 1 to the most optimistic Scenario 4, in terms of the development of an integrated and green electricity market. The principal differences between them relate to economic conditions, the level of European integration in energy policy and the resulting impact on electricity consumption.

- **Scenario 1** reflects unfavourable economic conditions, nationally determined energy policy, low CO₂ allowance prices and high fuel prices;
- **Scenario 2** assumes improved economic conditions and a coordinated European energy policy, with the same price parameters maintained;
- **Scenario 3** is characterised by further economic improvement, high levels of RES penetration, high CO₂ allowance prices and low fuel prices, with nationally determined policy;

– **Scenario 4** represents the most favourable variant, featuring a high degree of European integration, the highest share of RES and the most advantageous market conditions. Figure No. II-1 presents a comparative analysis of these scenarios, illustrating the degree of European integration and the progress in implementing a common energy policy.

Figure No. II-1: Scenarios for the Development of EU Energy Policy to 2050



The scenario-based approach enables analysis of various combinations of political, economic and regulatory factors affecting the development of the EPS and the pace of decarbonisation.

The horizontal axis of Figure No. II-1 reflects the degree of EU regulatory intervention — ranging from a more flexible framework with national autonomy to a high degree of European coordination and harmonisation of energy policies. In the former case, Member States adopt independent approaches, while in the latter, more intensive integration, stricter requirements and accelerated RES development are observed.

The vertical axis represents the pace of implementation of the energy strategy to 2050 — from an accelerated energy transition with rapid deployment of low-carbon technologies to a slower trajectory characterised by limited investment and lower achievement of climate targets.

The framework presented enables an assessment of the influence of different regulatory and strategic approaches on the development of the energy sector, as well as the identification of potential risks and opportunities in achieving a sustainable and secure energy transition.

The alternative scenarios reflect the development of the EPS when reconstruction, modernisation and/or expansion of network infrastructure are realised. It is advisable to consider more than one scenario, assessing the impact of projects on the overall system — including technological costs, operation and maintenance expenditures and return on investment. Particular attention is paid to the impact on network tariffs and the economic welfare of end consumers.

Within the analysis, all costs and benefits over the project lifecycle are identified, including decommissioning costs. Key indicators are calculated — such as net present value (NPV) and the

cost–benefit ratio — and a sensitivity analysis is conducted with respect to principal parameters, including electricity prices, CO₂ emissions costs, and security of supply.

To illustrate the application of CBA, cross-border energy projects are considered, for which the method is mandatory under the European regulatory framework and the guidelines of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). As a concrete example, a project for an interconnector between substation Maritsa-Iztok 1 and substation Nea Santa is presented, evaluated using the ENTSO-E methodology and approved by EWRC under Decision No. I-3 of 8 August 2018.

The project, subject to CBA, is Project of Common Interest (PCI) No. 3.7.1 "Interconnector between substation Maritsa-Iztok 1 (Bulgaria) and substation Nea Santa (Greece)". It represents the second interconnection between the two countries, with a nominal voltage of 400 kV and a projected transmission capacity of 1,000 MW. The total length of the overhead line is approximately 151 km, of which approximately 121 km lie within Bulgarian territory and 30 km within Greek territory.

In this context, the overview of the CBA methodology demonstrates that it constitutes an effective and reliable instrument for justifying investment decisions. Through the systematic quantification of costs and benefits, CBA enables an assessment of the economic viability of projects, their impact on security of supply, reliability and adequacy of the EPS, as well as their effect on end consumers and network tariffs.

The application of CBA — both to cross-border and to domestic network projects — creates the preconditions for more transparent, objective, and comparable evaluation of alternative investment solutions. This supports both regulatory authorities and network operators in setting network development priorities. As a result, the wider use of CBA contributes to more efficient resource allocation, mitigation of economic risks, and the achievement of the sustainable development of the electricity system in the context of a dynamic energy transition.

II.2. Application of the Cost–Benefit Analysis Methodology

This section of the dissertation demonstrates the application of CBA to a specific energy project — the 400 kV overhead interconnector "Perperikon", connecting substation Maritsa-Iztok 1 (Bulgaria) with substation Nea Santa (Greece). The analysis is based on data from an investment request for cross-border cost allocation, submitted by the independent transmission operators of both countries, with the respective NRAs having adopted a coordinated decision.

The CBA was prepared using the methodological guidelines of ENTSO-E, supplemented by additional calculations tailored to the objectives of the research. The analysis draws on market and network studies developed within the framework of ENTSO-E's Ten-Year Network Development Plan for 2016.

The market studies were conducted for two reference years and five scenarios – the Expected Progress (EP) scenario for 2020 and alternative Scenarios 1 through 4 for 2030 – and are based on the following energy market forecasts for each country. The forecasts relate to the network configuration both with and without the interconnector, and were provided by the independent transmission operators (ITOs) of Bulgaria and Greece for the purposes of the CBA. The forecasts contain the following information:

- annual electricity consumption in MWh/TWh;
- installed generation capacity in MW;
- installed RES capacity in MW;
- fuel prices in EUR/J;

- CO₂ allowance prices in EUR/t.

The calculation of technological losses forms part of the market and network studies for the interconnector for all reference years and for both ITOs in Greece and Bulgaria. The technological losses of electricity on the interconnector are determined on the basis of the instantaneous power transmitted across the line, calculated from the projected cross-border flows under the baseline and each alternative scenario; the relationship can be expressed by the following formula:

$$(II-1) \quad \Delta P = P_{\text{gen}} + P_{\text{import}} - P_{\text{load}} - P_{\text{export}}$$

Where:

ΔP – active power loss in the EPS, MW;

P_{gen} – generated active electrical power, MW;

P_{import} – imported active electrical power, MW;

P_{load} – EPS load, MW;

P_{export} – exported active electrical power, MW.

Within the EPS, technological losses can be determined through the energy balance between generation, consumption and imports and exports of electricity. In this case, losses can be calculated as the difference between the energy available in the EPS — comprising generation and imports — and the outgoing energy flows, comprising domestic consumption and exports.

The instantaneous active power losses in the EPS can be interpolated over an annual period using aggregated load profiles and converted into annual technological energy losses, which are subsequently expressed in monetary terms as an input parameter for the cost–benefit analysis.

The purpose of these calculations is to determine the financial value of technological losses, which is used as an input parameter in the CBA. The instantaneous active power losses in the EPS can be converted into active electrical energy losses for a given period using the following relationship:

$$(II-2) \quad \Delta E = \Sigma(\Delta P_t * t)$$

Where:

ΔE – technological electricity losses over one year, MWh;

ΔP_t – instantaneous power loss for interval t , MW;

t – calculation time interval, 1 h.

In conclusion, a summary of the results calculated for the baseline Expected Progress (EP 2020) scenario and the four alternative scenarios indicates that under EP 2020, as well as under Scenarios 1 and 2, the primary direction of electricity flow across the Bulgarian–Greek border is from north to south. This is attributable to the more favourable generation mix in Bulgaria and Romania, driven by the ratio of fuel prices to CO₂ allowance costs relative to those in Greece. In this context, the construction of the interconnector increases transmission capacity toward Greece and creates conditions for growing cross-border flows.

Under Scenarios 1 and 2, the reduction in the average marginal price of electricity in Greece is due to the substitution of more expensive gas-fired generation with cheaper electricity imports. At the same time, Bulgaria experiences an increase in the marginal price as a result of higher generation and exports. This leads to an increase in consumer surplus in Greece and in producer surplus in Bulgaria.

Under Scenarios 3 and 4, the opposite tendency is observed. As a result of higher CO₂ allowance prices and lower fuel costs, gas capacity displaces coal-fired generation, leading to lower production costs in Greece. Combined with a high share of RES, this transforms Greece into a net electricity exporter and Bulgaria into a net importer. In these scenarios, the effect of the project is more limited due to network constraints and more frequent congestion, particularly under high RES integration.

The limited transmission capacity between the two systems hinders full convergence of marginal prices and reduces the potential for realising the economic benefits of cross-border trade. Nevertheless, the new interconnector contributes to a partial alleviation of these constraints. Under Scenarios 3 and 4, relatively modest price changes are observed: a slight increase in Greece and stabilisation or a marginal decrease in Bulgaria, depending on the extent of imports.

Within the CBA, all relevant costs were accounted for, including capital expenditures and operation and maintenance costs, assumed to be constant over the entire operational lifetime of the project. Revenues from congestion charges were distributed equally between the two network operators, in accordance with the regulatory principles of ENTSO-E and ACER. This distribution ensures fairness, transparency and a balanced impact on network tariffs in both countries.

The equal distribution of revenues limits the risk of disproportionate burdens on end consumers and creates the preconditions for sustainable cross-border cooperation. It also contributes to a more equitable sharing of investment costs and to greater integration of electricity markets.

The results of the analysis demonstrate that the project generates positive net benefits for both countries across all scenarios considered. The benefits are assessed in present value terms over the entire operational period; linear interpolation is applied for intermediate years, and values are assumed to stabilise after 2030. This confirms the economic justification of the investment and its role in improving electricity market efficiency.

In summary, the application of CBA to the evaluation of the interconnector demonstrates its role as a key instrument for informed investment and regulatory decision-making. The method provides a quantitative assessment of economic efficiency, transparency in the allocation of costs and benefits, and supports the process of integrating national electricity systems within the framework of the single European market.

II.3. Analysis of Results and Conclusions from Chapter II

On the basis of the research conducted in Chapter II and the CBA applied to assess the economic efficiency of a specific cross-border infrastructure project — the interconnector between the Bulgarian and Greek electric power systems — a summary evaluation can be provided, covering both the impact of the project on market and system indicators and the applicability of CBA as an instrument for regulatory and investment decision-making.

Table No. II-38: Summary of CBA Results (in million EUR)

CBA Results	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Average
Benefits	337	429	155	305	306
CAPEX	-65	-65	-65	-65	-65
OPEX	-2	-2	-2	-2	-2
NPV	270	361	88	238	239
IRR	28%	32%	17%	26%	26%
B/C Ratio	5.0	6.4	2.3	4.5	4.6

The analysis carried out demonstrates that under all scenarios considered — the baseline EP 2020 scenario and the four alternative scenarios for 2030 — the project generates net economic benefits for both organising parties. The positive values of net present value (NPV) and the cost-benefit ratio (B/C Ratio) confirm the economic justification of the investment over the long-term horizon. In this respect, the CBA results provide quantitative evidence that the realisation of the project leads to an improvement in the overall economic welfare of the participating electricity systems.

The analysis shows that the effects of the project are highly sensitive to market conditions and the composition of the generation mix. Under scenarios with higher CO₂ prices and a greater share of RES, a reversal in the direction of cross-border flows is observed, together with a shift in the roles of the two countries as exporters or importers of electricity. This leads to a different distribution of consumer and producer surplus between Bulgaria and Greece, underscoring the importance of the scenario-based approach in the application of CBA.

Among the principal advantages of CBA identified in this chapter is the ability to integrate market, network and environmental effects within a single analytical framework. The methodology enables a transparent assessment of the impacts on marginal prices, cross-border flows, technological losses, and CO₂ allowance costs, making it particularly well-suited for the evaluation of cross-border projects and for supporting coordinated regulatory decisions. In this context, CBA is established as a key instrument for justifying the inclusion of investment costs in network tariffs.

From the perspective of national practice, the results of Chapter II clearly demonstrate that CBA should be applied not only to cross-border projects but also to investments in Bulgaria's domestic electricity infrastructure. The absence of systematic CBA application at the national level limits opportunities for objective assessment of the economic efficiency of network investments and for establishing a closer link between investment decisions and tariff policy.

A significant role in this process is played by the regulatory authority EWRC, which should promote the use of quantitative analytical tools such as CBA in evaluating investment projects and in determining allowable costs within network tariffs. Such an approach would contribute to greater transparency in investment decision-making, more efficient resource allocation, and better alignment between national energy policy and the processes of regional integration of electricity markets.

Chapter III. Methods for Evaluating Operational and Capital Expenditures: Comparative Analysis

III.1. Overview of the Methodology: Comparative Analysis

Chapter III of the dissertation examines the application of the comparative analysis — or benchmarking — methodology as a tool for evaluating operational and capital expenditures in the price regulation of network tariffs. The primary focus is on the classification of costs into two groups — capital and operational — and on the distinction between controllable and non-controllable expenditures. Special attention is paid to the regulatory treatment of individual cost elements, including cases in which operational expenditures may exhibit characteristics of capital costs.

The analysis covers international practices applied by NRAs across EU Member States, assessing opportunities for adapting these approaches in Bulgaria. Incentive regulation represents a regulatory approach in which network operators are provided with economic incentives to improve efficiency, reduce costs and enhance service quality. It has been established that comparative analysis is closely associated with incentive regulation and is widely applied within the revenue cap and price cap methods. Historically, this approach was introduced in a number of economically developed European countries: Norway, Austria, Finland, Germany and Sweden.

A key element of the methodology is the determination of efficiency requirements through the so-called "X-factor", which is based on a comparative analysis of costs and service quality. Through this approach, the reasonableness of expenditures is assessed by benchmarking against other energy companies and the results of engineering-economic models. This enables an evaluation of the relative efficiency of network operators.

Comparative analysis supports NRAs in forming an objective assessment of the potential for efficiency improvements, providing a better information basis for:

- evaluating actual incurred costs;
- identifying opportunities for their optimisation;
- creating effective incentives for improving the performance of network operators.

In this sense, benchmarking is established as an important tool for improving the efficiency, transparency, and justifiability of regulatory decisions in the electricity sector.

Comparative efficiency analysis is closely linked to the development of data management systems, statistical methods, and information technologies. Through the use of econometric and statistical approaches, an assessment of the individual efficiency of regulated companies is carried out. The choice of a specific method, however, depends to a significant extent on the availability and quality of data, as well as the analytical instruments employed. Model construction for comparative analysis is of fundamental importance, since the incorrect inclusion or exclusion of key variables — such as specific network conditions — may distort results.

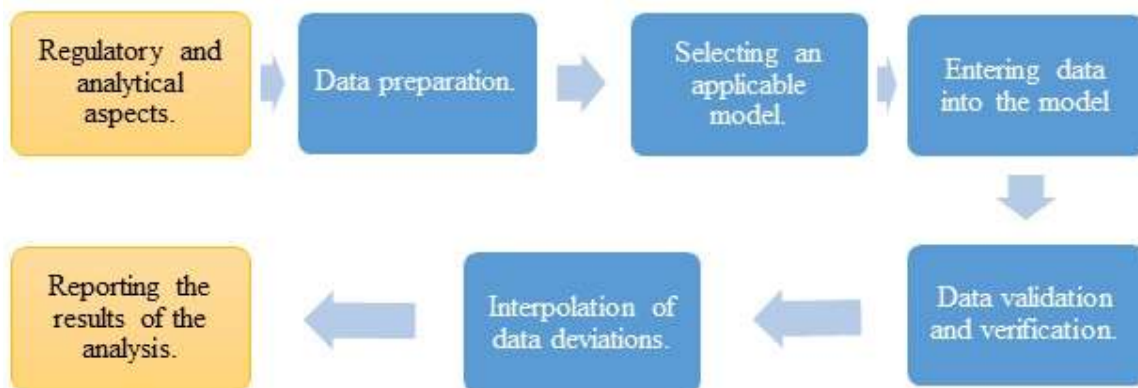
In practice, comparative analysis models can be grouped into two main categories, depending on the scope of costs included and the time horizon of the efficiency assessment. This distinction is of considerable significance, as it determines the manner in which the efficiency of network operators is measured and the incentives created for managing operational and capital expenditures. The two models are as follows:

- A model based on the assessment of operational expenditures (OPEX), in which efficiency is evaluated in the short term by comparing costs against service quality;
- A model based on the assessment of total expenditures (TOTEX), which enables long-term efficiency evaluation through the integrated consideration of both operational and capital expenditures relative to the level of service.

These two approaches reflect different regulatory objectives — short-term cost control versus long-term efficiency of investment decisions — and the choice between them has a direct impact on the behaviour of network operators and the effectiveness of the regulatory framework.

Data Envelopment Analysis (DEA) is a non-parametric method based on linear programming, used to assess the relative efficiency of comparable decision-making units (DMUs) — such as energy companies. The method requires no prior assumptions regarding the form of the production function or the distribution of data; instead, it establishes an empirical efficiency frontier based on the best-performing units in the sample. The efficiency of the remaining companies is assessed by comparing input resources against achieved outputs, enabling the identification of performance improvement potential.

[Figure No. III-1: Sequence of Steps for Conducting a Comparative Analysis]



Key design decisions for the model include: necessary expenditures for improving security of electricity supply, costs for connecting new RES capacity, and costs for network digitalisation. The model must comply with applicable national legislation and the EU legal framework.

For the purposes of developing a reliable comparative analysis model, it is necessary for data to be prepared in a comparable and normalised form, including standardisation with respect to scope, time period, and units of measurement, as well as accounting for specific factors such as scale of operations, number of customers, geographical characteristics, and network structure. This enables a correct comparison between individual network operators and avoids distortions in results.

Following the selection of a comparative analysis model, data are entered and validated — that is, their accuracy is verified and deviations between data provided by different network operators are examined.

The subsequent step is a sensitivity analysis – examining the impact of deviations in each cost parameter on the value of the RAB. Once the comparative analysis has been completed, the data are used for the purposes of price regulation, with the NRA monitoring their application and compliance.

Stochastic Frontier Analysis (SFA) is a parametric method that employs a predefined functional form of the production or cost function. Through the application of statistical techniques, the efficient frontier is estimated while simultaneously accounting for random factors (stochastic disturbances) and the inefficiency of observed units. In this way, the method enables a distinction to be drawn between random influences and actual inefficiency in the assessment of performance indicators. The statistical nature of the method allows for the inclusion of stochastic errors in the analysis and the formulation and testing of hypotheses. Unlike DEA, SFA requires the specification of a cost or production function. Similarly to DEA, however, it enables the calculation of an

approximate efficiency score for companies on a scale of 0 to 1. The application of SFA also accounts for the possibility of measurement errors and allows for the introduction of confidence intervals, thereby reducing reliance on data from any single network operator used as a reference point.

Stochastic Non-parametric Envelopment of Data (StoNED) is a method that integrates the concepts of Data Envelopment Analysis and Stochastic Frontier Analysis into a unified framework for productivity evaluation, providing additional information and enabling network companies to track and assess their own efficiency level.

The practical application of both analyses in regulatory practice has led to their full integration into a single productivity evaluation framework known as Stochastic Non-parametric Envelopment of Data (StoNED). This relationship — along with the fact that SFA is a special case of StoNED in which a parametric form of the production function is assumed — confirms the role of StoNED as a unifying framework that encompasses the two most widely used methods for productivity and efficiency analysis as its special cases.

The regulation of natural monopolies — such as electricity distribution companies — through comparative analysis is one of the most significant applications of this methodology. Several energy regulatory authorities around the world apply DEA or StoNED to assess efficiency improvement targets. The Finnish Energy Authority (FEA) was the first to adopt the semi-non-parametric StoNED approach as an integral part of the regulation of electricity distribution companies, in 2012.

The DEA and SFA methods should not be viewed as direct competitors in conducting comparative analysis, but rather as mutually complementary approaches. In making trade-offs and applying them in a coordinated manner, certain choices must be made in which some characteristics are sacrificed in favour of others. Within the DEA framework, the presence of random noise is not accounted for; however, the method allows for the imposition of theoretically justified properties and the non-parametric estimation of the production frontier. In this context, noise refers to the influence of random, external, and uncontrollable factors that cause deviations in observed results but are unrelated to managerial decisions or the efficiency level of the operators. Unlike DEA, SFA does not allow for the imposition of formally defined properties; however, it has the significant advantage of explicitly distinguishing between inefficiency and random noise within the model.

III.2. Application of the Methodology: Comparative Analysis (Benchmarking)

The following section of Chapter III of the dissertation examines the key elements and conditions for successfully conducting a comparative analysis of costs and efficiency among network operators. It is emphasised that, alongside the selection of the analytical model, the appropriate choice of indicators for comparative analysis is of considerable importance, as they form the empirical basis for applying incentive-based regulation and enable objective comparison between network companies.

Comparative analysis as a method for evaluating operational and capital expenditures recognised in network tariffs can be applied both as a primary approach and as a complementary one, alongside CBA. Its application should not be regarded as an ancillary activity of the NRA in approving network tariffs, but rather as an integral part of the regulatory evaluation process aimed at improving the efficiency and justifiability of decisions taken.

Compared to CBA, comparative analysis offers a more objective and empirically grounded framework for evaluating the recognised operational and capital expenditures of network operators, as it is based on actual observed data and benchmarking against best practice. While CBA relies heavily on forecast estimates and expert assumptions, comparative analysis creates clear incentives for efficiency improvement and enables a differentiated regulatory approach within periodic price reviews.

In addition to the basic annual data, the comparative efficiency analysis of network operators incorporates an expanded set of technical and organisational indicators. These reflect the structure, condition, and operation of the distribution network and serve to provide a more accurate assessment of cost efficiency under incentive regulation. The technical and organisational indicators include:

- length of the HV network owned and operated by the network operator, measured in km;
- length of the MV network owned and operated by the network operator, measured in km;
- length of the LV network operated by the distribution company, measured in km;
- total length of the network operated but not owned by the network operator, measured in km;
- average age of network assets, expressed in years;
- number of HV/MV substations;
- number of MV/LV distribution transformer stations;
- total number of transformers, classified by type;
- total installed capacity of all transformers, measured in MVA;
- average age of transformers, expressed in years;
- total number of feeder lines;
- number of feeder lines at MV level;
- number of feeder lines at LV level;
- total number of employees;
- installed capacity in MW for each type of asset and per voltage level, including HV, MV, and LV;
- total technological electricity losses, including technical and non-technical losses, expressed in MWh and as a percentage.

Chapter III also draws on the 2025 report "Regulatory Methods for Assessing the Profitability of Electricity Distribution Companies in Sweden", which examines cost regulation and comparative analysis methods for electricity distribution networks. The report includes both structural indicators (network length, installed transformer capacity, number of customers, etc.) and cost indicators (operational, capital, and total expenditures). These indicators serve to normalise costs and assess efficiency, enabling fair comparison between companies of different size, technological complexity, and geographical characteristics.

Under this approach, econometric and frontier-based methods are applied — including Data Envelopment Analysis and Stochastic Frontier Analysis — which are combined to identify the efficient cost frontier and to calculate key efficiency indicators. The resulting outputs are necessary for determining the revenue cap and regulating network tariffs, while simultaneously stimulating efficiency and the optimal utilisation of distribution network assets.

The cost efficiency analysis must be based on an approach that integrates structural characteristics, cost indicators, and regulatory benchmarking methods. This enables a link to be established between the data included in the study and the regulatory decisions made in the context of price-setting. The framework outlining the stages of applying comparative analysis and the key performance indicators is illustrated in Figure No. III-3.

Figure No. III-2: Stages of Applying Comparative Analysis



Chapter III concludes that comparative efficiency analysis fulfils the role of an established European methodological framework in the regulatory practice of NRAs for assessing the cost efficiency of network operators, and can therefore be used as a reliable efficiency indicator. The application of comparative analysis at the national level follows the same methodological logic and enables its direct incorporation into the process of approving recognised costs in the formation of network tariffs — particularly for electricity distribution networks.

For the purposes of the comparative analysis presented in this section of the dissertation, illustrative results with a limited scope are provided. It should be noted that this is attributable to the constrained format and level of detail of the available input data. To illustrate the methodological frameworks discussed, specific data and results from their application are presented in the following section. The data used as inputs for the analysis relate to the following participants included in the study:

- Electrorazpredelitelni Mrezhi Zapad EAD (West);
- Electroraspredelenie Yug EAD (South);
- Electroraspredelenie Sever AD (North).

Quality of Supply

With regard to the data provided by the three electricity distribution companies, it should be noted that this data has been published by the operators themselves and reflects the number and duration of interruptions based on their own SCADA and data collection systems. Account must be taken of the varying degree of detail and scope of data collected by individual operators, including differences in the level of measurement and event recording — for example, at the level of MV feeders from the substation, MV/0.4 kV transformer stations and other network elements.

The following key performance indicators are used to measure and compare reliability of supply across the three distribution operators:

The System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) represents the average number of interruptions experienced by a single customer over a given period. It is calculated as the ratio of the total number of customer interruptions to the total number of customers served, covering all voltage levels. For the purposes of more detailed analysis, the index can be calculated both in aggregate form and by individual voltage level:

$$(III-1) \quad SAIFI = (\Sigma N_i) / N_{total}$$

Where:

N_i – number of customers affected by the i^{th} interruption during the period under consideration;

ΣN_i – total number of customer interruptions;

N_{total} – total number of connected customers in the network.

The System Average Interruption Duration Index (SAIDI) measures the average duration of interruptions in electricity supply experienced by a single customer served. It is expressed in minutes or hours per customer over a defined period. In practice, values of the index are differentiated into

two main categories — planned and unplanned interruptions — which are recorded separately to enable a more accurate assessment of supply quality and reliability. The SAIDI formula is standard and widely used in NRA practice across the EU:

$$(III-2) \quad SAIDI = (\Sigma (N_i * T_i)) / N_{total}$$

Where:

N_i – number of customers affected by the i^{th} interruption;

T_i – duration of the i^{th} interruption (in minutes or hours);

$\Sigma (N_i * T_i)$ – total customer-duration of interruptions;

$N(total)$ – total number of connected customers.

The Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) is defined as the ratio of SAIDI to SAIFI and reflects the average duration of a supply interruption experienced by an affected customer. The CAIDI formula is:

$$(III-3) \quad CAIDI = SAIDI / SAIFI$$

Where:

CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index;

SAIDI – System Average Interruption Duration Index;

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index.

Benchmark for Capital Expenditures

The capital expenditure benchmark is defined as the normalised value of investment costs relative to a chosen measure of scale of operations. Its reference value may be formed on the basis of the average or the best practice within the sample of network operators. The formula for determining the capital expenditure benchmark is as follows:

$$(III-4) \quad CAPEX_{benchmark} = CAPEX / Q$$

Where:

$CAPEX_{benchmark}$ – capital expenditure benchmark;

CAPEX – reported or allowable capital expenditures;

Q – measure of scale of operations (e.g. network length, number of customers, energy transmitted).

Benchmark for Operational Expenditures

The ratio between maintenance costs and the book value of transmission and distribution assets constitutes a comparative indicator of the level of operational expenditures. A high value may be attributable to the ageing of equipment; however, additional information is required to confirm this assumption.

The operational expenditure benchmark is defined as the ratio of maintenance costs to the book value of network assets, with the reference value formulated on the basis of the average or best practice within a comparable sample of network operators. The formula describing the operational expenditure benchmark is as follows:

$$(III-5) \quad OPEX_{benchmark} = \text{Maintenance Costs} / \text{Book Value of Assets}$$

Where:

$OPEX_{benchmark}$ – operational expenditure benchmark;

Maintenance Costs – reported annual operational costs related to the operation and maintenance of network assets;

Book Value of Assets – net book value of transmission and distribution assets.

Benchmark for Total Expenditures (TOTEX)

In this context, the consideration of costs within the total expenditure evaluation approach enables a more comprehensive assessment of the efficiency of network operators, as it combines capital and operational expenditures within a single analytical framework. The application of the TOTEX approach limits incentives for artificially shifting costs between investment and operational categories and enables more accurate accounting of the effect of investments in new capital equipment on the subsequent reduction of maintenance costs. In this sense, the negative relationship between investment activity and maintenance costs is interpreted not merely as a partial effect of reducing operational expenditures, but as an optimisation of total costs over the lifecycle of the assets — which forms the basis of incentive regulation grounded in the TOTEX approach.

In this context, the application of the total expenditure evaluation approach enables a comprehensive assessment of network operators' costs by combining capital and operational expenditures:

$$(III-6) \quad \text{TOTEX} = \text{CAPEX} + \text{OPEX}$$

Where:

TOTEX – total expenditures for operations;

CAPEX – capital expenditures for operations;

OPEX – operational expenditures for operations.

In summary, the results confirm the significance of comparative analysis as a reliable instrument for assessing cost efficiency, investment policy, and service quality among electricity distribution operators. It is established that efficiency should not be evaluated solely through cost minimisation, but as a balanced relationship between investments, operational expenditures, and the achieved level of reliability. The observed differences between operators highlight the influence of scale effects, asset lifecycle, and investment dynamics. In this context, comparative analysis provides an objective basis for regulatory decision-making, while simultaneously contributing to greater transparency and to the incentivising character of price regulation.

III.3. Analysis of Results and Conclusions from Chapter III

The comparative analysis conducted confirms the existence of significant differences in the cost structure, investment intensity, and reliability indicators among electricity distribution operators in Bulgaria. The analysis establishes that operational expenditures constitute the primary share in the structure of total costs — a characteristic of network activities with a high degree of operational engagement, continuous infrastructure maintenance requirements, and the need to ensure reliability of supply. This cost structure underscores the importance of effective management of operational processes as a key factor for achieving economic efficiency under conditions of regulated monopoly.

Table No. III-16: Results of the Comparative Analysis

Indicator	ERN West	ER South	ER North
Investment Orientation (CAPEX/TOTEX)	Rank 2	Rank 1	Rank 3
Reliability (SAIFI, SAIDI, CAIDI)	Rank 2	Rank 1	Rank 3
TOTEX Efficiency per MWh	Rank 2	Rank 1	Rank 3
Operational Burden (OPEX/TOTEX)	Rank 2	Rank 1	Rank 3

The comparison between capital expenditures and supply continuity indicators – SAIDI, SAIFI, and CAIDI – reveals the presence of a relationship between investment activity and service

quality. Operators with higher and more sustained investment intensity demonstrate better reliability performance, confirming the role of capital investment as the primary driver of improvements in the technical condition and operational characteristics of the network. At the same time, the analysis demonstrates that the effect of investments on reliability does not manifest immediately, but is subject to a time lag attributable to the lifecycle of the assets and the time required for the realisation and integration of investment projects.

The normalisation of costs against key scale-of-operations indicators — such as electricity transmitted, number of customers, and book value of assets — confirms the presence of scale effects that exert a significant influence on the cost efficiency of operators. Operators with a larger scale of operations demonstrate lower relative costs per unit of service delivered, which is consistent with the theory of economies of scale and confirms the need to use normalised indicators in comparative analysis.

The findings of the research confirm the applicability of comparative analysis as an effective instrument for regulatory assessment and for designing incentive mechanisms aimed at improving efficiency, optimising costs, and enhancing the quality of network services provided. The application of such approaches corresponds to established regulatory practice in EU Member States and contributes to improving the transparency and justifiability of regulatory decisions.

SCIENTIFIC AND APPLIED CONTRIBUTIONS

As a result of the research conducted and the in-depth theoretical and empirical analysis carried out, a set of scientific–applied and applied contributions have been formulated. These are directed toward improving approaches for evaluating operational and capital expenditures within the framework of the price regulation of network tariffs in the electricity sector. The findings contribute both to the development and extension of the existing theoretical and methodological framework in the field of electricity network regulation, and to the development of applicable analytical tools that can be utilised in the practical work of NRAs and network operators.

On this basis, the contributions of the dissertation can be summarised under two principal headings: scientific–applied and applied. The scientific–applied contributions relate to the development and adaptation of analytical approaches and models for evaluating operational and capital expenditures in the process of regulating network tariffs. The applied contributions are expressed through the refinement of methodological instruments for cost analysis and evaluation, which are capable of finding direct application in the practice of the EWRC and network operators, supporting more informed and effective regulatory decisions.

In this regard, the significance of the scenario-based approach in the evaluation of infrastructure projects under conditions of energy transition has been substantiated. It has been established that the results of the analysis are highly sensitive to market environment dynamics — including CO₂ emission price trajectories, the composition of the generation mix, and the share of RES — which necessitates the use of scenario models when evaluating long-term investments.

Scientific–Applied Contributions

The dissertation systematises and further develops the theoretical frameworks associated with the engineering–economic evaluation of operational and capital expenditures in electricity transmission and distribution networks. The research on CBA and comparative analysis examines the interaction between the investment decisions of network operators, the regulatory mechanisms for cost recognition, and the need to maintain a balance between economic efficiency, security of supply, and quality of service.

The dissertation proposes adapted analytical approaches for assessing the efficiency of network operators that have not previously been examined or applied in the Bulgarian regulatory environment. The empirical analysis conducted identifies and demonstrates key correlations between costs, investments, and electricity supply quality, formulating practically applicable solutions for improving the regulatory mechanisms in force:

- Problems and significant differences in cost structure have been identified, and the relationship between investment and service quality — including a time-lagged effect — has been demonstrated;
- A rating-based approach for the comparative efficiency evaluation of electricity distribution operators, based on normalised indicators, has been developed;
- Methodological improvements to price regulation have been proposed, aimed at greater transparency, investment efficiency and improved quality of electricity supply.

Applied Contributions

The dissertation proposes an integrated methodological framework for evaluating investment and cost efficiency in the electricity sector, combining applied analytical instruments with a critical analysis of their limitations and potential for practical use:

- An integrated methodology for evaluating the economic efficiency of investments and comparative analysis of network operators has been developed;
- The applied CBA for evaluating the Bulgaria–Greece cross-border project has been further developed through scenario models encompassing economic, market and environmental effects;
- A critical analysis of the methodological limitations of CBA has been conducted, including sensitivity to input assumptions and the dynamics of market processes;
- An integrated approach for comparative operator evaluation has been developed, combining indicators for costs, reliability and scale of operations.

PUBLICATIONS

1. Kolev V., Draganova-Zlateva I., Trifonov M. Analysis of the methods for price regulation of network tariffs and the price of balancing energy in Republic of Bulgaria, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2022, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2022.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/10021155/authors#authors>

2. Kolev V., Draganova-Zlateva I., Trifonov M. Capital costs evaluation methods: Cost–benefit analysis, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2024, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2024.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/10794878>

3. Kolev V., Trifonov M. Capital and Operational Costs Estimation methods: Benchmarking, Electrical Engineering Faculty Conference Energetics and Efficiency, BULEF 2024, Bulgaria, Varna, Golden Sands Resort, 2024.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/10794865>

SUMMARY

Title: Pricing and Price Regulation in the "Energy" Sector

Author: M.Eng. Milen Ivanov Trifonov

Supervisor: Prof. Valentin Genov Kolev

Keywords: price regulation, network tariffs, CAPEX, OPEX, RAB, WACC, CBA, benchmarking, DEA, TOTEX, reliability.

The doctoral dissertation examines mechanisms and methods for pricing in the electricity sector with a focus on the regulation of network tariffs for transmission and distribution. The study is motivated by dynamic changes in European energy policy — the energy transition, decarbonisation, and the growing share of RES — and analyses the challenges faced by regulatory authorities in balancing investment incentives with socially affordable consumer prices.

Objectives and Tasks

- Analyse the theoretical foundations and principles of price regulation.
- Investigate and adapt the "cost–benefit analysis" (CBA) and comparative analysis (benchmarking/DEA, SFA) methods for the evaluation of capital (CAPEX) and operational (OPEX) expenditures.
- Assess the role of the regulatory asset base (RAB), weighted average cost of capital (WACC), quality indicators (SAIFI, SAIDI, CAIDI) and the impact of different scenarios on costs and tariffs.
- Develop methodological proposals and scenario models for Bulgarian regulatory practice.

Methodology

A combination of analytical and empirical approaches was employed — including systems analysis, techno-economic methods, scenario analysis, CBA, benchmarking, DEA, and statistical techniques. The dissertation applies a scenario-based approach (four scenarios extending to 2030/2050) to evaluate the impact of RES penetration, CO₂ prices, and market integration. For illustrative purposes, CBA is applied to a cross-border project (Bulgaria–Greece, the 400 kV 'Perperikon' line).

Main Findings and Scientific Contributions

- The need for the integrated treatment of CAPEX and OPEX — through the TOTEX approach — is emphasised to achieve neutrality and enable optimal choice between capital and operational solutions;
- The sensitivity of CBA results to input assumptions and the importance of the scenario-based approach for infrastructure investments in the context of the energy transition are demonstrated;
- An integrated methodological framework for comparative analysis, adapted to Bulgarian technical and regulatory conditions, is developed, including a rating approach and the application of non-parametric methods (DEA);
- An empirical relationship between investment intensity and reliability indicators is established, and methods for incorporating quality indicators into regulatory mechanisms are proposed.

Practical Applicability

The proposed methods and tools can support the national regulator (EWRC) and network operators in assessing and recognising costs, approving investment programmes, and designing incentive regulatory mechanisms to increase transparency, efficiency, and quality of electricity supply in Bulgaria.

Volume and Structure

The dissertation comprises an introduction, three chapters (literature review and regulatory analysis; CBA; comparative analysis), a list of publications, and references; total length — 135 pages. The results have been validated through conference papers and publications indexed in Scopus and IEEE Xplore.