



РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА
УНИВЕРЗИТЕТ „СВ. КИРИЛ И МЕТОДИЈ“ – СКОПЈЕ
Факултет за електротехника и информациски
технологии



СТУДИЈА ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ СО
ПОВЛАСТЕНА ТАРИФА ВО ПАЗАРОТ НА
ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА,
ВО УСЛОВИ НА ПОСТОЕЊЕ НА
ОРГАНИЗИРАН ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Скопје, март 2018 година

Нарачател: Оператор на електропреносниот систем на Македонија АД - Скопје

Извршител: Универзитет „Св. Кирил и Методиј“ – Скопје,
Факултет за електротехника и информациски технологии

Наслов: Студија за интеграција на обновливите извори со повластена тарифа во пазарот на електрична енергија во Република македонија, во услови на постоење на организиран пазар на електрична енергија

Автори: проф. д-р Весна Борозан
проф. д-р Рубин Талески
доц. д-р Александра Крколева Матеска
д-р Петар Крстевски

СОДРЖИНА

1	ВОВЕД	1
2	НАСОКИ ЗА ПОДДРШКА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ЕНЕРГЕТСКАТА ЗАЕДНИЦА	5
2.1	Образложение за потребите од промена на пристапот при воспоставување на механизмите за поддршка	5
2.2	Препораки за реформи на механизмите за поддршка на електрична енергија произведена од обновливи извори	6
2.3	Исполнување на обврските преземени со Повелбата за одржлив развој на шестте земји од Западен Балкан	10
3	КЛУЧНИ ЕЛЕМЕНТИ ЗА ПОДДРШКА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА И НИВНА ПРИМЕНА ВО ЕВРОПСКАТА УНИЈА	12
3.1	Постапки за одредување ниво на поддршка за електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија	12
3.2	Интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија	16
3.3	Поставени цели за електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија во Европската унија	24
3.4	Применети механизми за поддршка за искористување на обновливите извори на енергија во Европската унија	24
3.5	Финансирање на механизми за поддршка на обновливите извори на енергија во Европската унија	26
3.6	Ниво на интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија на Европската унија	29
3.7	Влијание на обновливите извори на енергија врз референтната часовна цена од пазарите ден-однапред	31
4	МОДЕЛИ ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА ИЗБРАНИ ЗЕМЈИ ЧЛЕНКИ ОД ЕВРОПСКАТА УНИЈА	36
4.1	Франција	36
4.2	Шведска и Норвешка	38
4.3	Обединето Кралство	41
4.4	Германија	46
4.5	Хрватска	50
5	РАЗВОЈ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ОД ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА	52
5.1	Стратегија за искористување на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година	52
5.2	Акционен план за обновливи извори на енергија на Република Македонија до 2025 година со визија до 2030 година	54

5.3	Повластени производители на електрична енергија од обновливи извори на енергија во Република Македонија	55
6	ЕВРОПСКИ ЦЕЛЕН МОДЕЛ ЗА ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	61
6.1	Политичка и правна основа на целниот модел	61
6.2	Целен модел на Европската унија за различните временски рамки на пазарот на електрична енергија	63
6.3	Работа на берзите за електрична енергија	66
7	ПРИЛАГОДУВАЊЕ НА ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА КОН ЕВРОПСКИОТ ЦЕЛЕН МОДЕЛ	76
7.1	Насоки издадени од Енергетската заедница	76
7.2	Постигнување ликвидност на организираниот пазар	79
8	ПРЕДЛОГ МОДЕЛ ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА	93
8.1	Доделување на квотите за поддршка на обновливи извори на енергија	93
8.2	Интегрирање на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија	95
8.3	Распределба на трошоците произлезени од механизмот за поддршка на обновливи извори на енергија	96
9	СИМУЛАЦИЈА НА ПРЕДЛОЖЕНИОТ МОДЕЛ	99
9.1	Опис на постапката	99
9.2	Проценка на влијанието на вклучување на производството од обновливи извори на енергија во пазарот на електрична енергија – анализа на резултати за периодот 2017-2021 година	114
10	ПРЕПОРАКИ ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА МОДЕЛОТ	144
10.1	Измени во Нацрт законот за енергетика на Република Македонија	144
10.2	Измени во Правилата за пазар на електрична енергија	154
11	ЗАКЛУЧОК	159
12	ЛИТЕРАТУРА	162

ЛИСТА НА КРАТЕНКИ

БЕЕ	Берза за електрична енергија
БОС	Балансно одговорна страна
ВЕЦ	Ветерна електрична централа
Внатрешен пазар	Единствен внатрешен пазар на електрична енергија во Европа
Втор пакет	Втор пакет на законодавство за внатрешен пазар на електрична енергија и природен гас на Европската унија
ДЕНЗ	Договор за Енергетска заедница
ДЗР	Договор за разлика
ДП	Дневен пазар на електрична енергија
ДС	Договорни страни на Енергетската заедница
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЕК	Европска комисија
ЕНЗ	Енергетска заедница
ЕУ	Европска унија
ЗБ	Западен Балкан
ЗБ6	Иницијатива на шесте земји од Западен Балкан
ЗЕ	Закон за енергетика на Република Македонија
ЗНЕ	Задолжително учество на пазарот при набавка на енергија
ЗПЕ	Задолжително учество на пазарот при продажба на енергија
ЗС	Зелени сертификати
ЗЧ	Земји членки на Европската унија
ИБД	Интеграција на билатералните физички договори
ЈИЕ	Југоисточна Европа
КГ	Капитални грантови
МБЕЕ	Македонска берза на електрична енергија
МЕПСО	Оператор на електропреносниот систем на Македонија – Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем на Македонија во државна сопственост, Скопје
МЕ	Министерство за економија на Република Македонија
МзР	Меморандум за разбирање
МП	Механизми за поддршка на ОИЕ
МС	Министерски совет (на Енергетската заедница)
МЦ	Маргинална цена на производство на електрична енергија
НЗЕ	Нацрт закон за енергетика на Република Македонија, верзија декември 2017 година
О-ОИЕ	Обврска за производство на електрична енергија од ОИЕ
ОДС	Оператор на дистрибутивниот систем
ОЕПС	Оператор на електропреносниот систем
ОИЕ	Обновливи извори на енергија
ОК	Обединето Кралство
ООИЕ	Оператор на ОИЕ
ОПЕЕ	Оператор на пазарот на електрична енергија
ПДО	Пазар ден-однапред
ПзП	Правила за пазар на електрична енергија
ПП	Повластена премија
ППЕЕ	Повластени производители на електрична енергија

ППК	Прекугранични преносни капацитети
Проект	Проект за изработка на Студија за интеграција на обновливите извори на енергија со повластена тарифа во пазарот на електрична енергија во Република Македонија, во услови на постоење на организиран пазар на електрична енергија
ПТ	Повластена тарифа
РКЕ	Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија
СБ	Систем на бонуси
Студија	Студија за интеграција на обновливите извори на енергија со повластена тарифа во пазарот на електрична енергија во Република Македонија, во услови на постоење на организиран пазар на електрична енергија
ТЕЦ	Термална електрична централа (термоцентрала)
Трет пакет	Трет пакет на законодавство за внатрешен пазар на електрична енергија и природен гас на Европската унија
УДП	Упатства за државна помош за заштита на животната средина и за енергија 2014-2020 во ЕУ
ФЕИТ	Факултет за електротехника и информациски технологии
ФЕЦ	Фотонапонска електрична централа
ФПП	Физички преносни права
ХЕЦ	Хидроелектрична централа (хидроцентрала)
ЦМ	Целен модел на Европската унија за пазар на електрична енергија
ЦПП	Цена од пазарно пребивање
АСЕР	Агенција за соработка на државните регулаторни тела за енергетика
САСМ Регулатива	Регулатива (ЕУ) 2015/1222
САО	Канцеларија за координирана аукција на прекугранични преносни капацитети
ССР	Централна посредничка странка
СЕЕР	Совет на европските регулаторни тела за енергетика
ENTSO-E	Европска мрежа на оператори на преносни системи за електрична енергија
ERGEG	Европска регулаторна група за електрична енергија и природен гас
ЕРИ	Европски регионални иницијативи
МСО	Оператор за спојување на пазарот
НС	Мрежни правила на ЕУ подготвени од ENTSO-E
NEMO	Номиниран оператор на пазар на електрична енергија
NRA	Државно регулаторно тело
РСР	Ценовно спојување на региони

Кратенките се користат во иста форма за означување и на еднина и на множина од одделни именки, како и за други граматички форми изведени од именките.

1 ВОВЕД

Производителите на електрична енергија од обновливи извори на енергија (ОИЕ) кои користат повластена тарифа (ПТ)¹ како механизам за поддршка (МП)² на ОИЕ, не зависат од условите на пазарот на електрична енергија. Сепак, зголемувањето на учеството на електричната енергија произведена од ОИЕ влијае врз пазарот на електрична енергија. Заради тоа, интегрирањето на производителите на електрична енергија од ОИЕ во пазарот на електрична енергија, со нивно изложување на ценовните показатели од организираните пазари на електрична енергија, станува сè позначајно. Од една страна, предуслов за интеграцијата е постоење на ликвидни пазари на електрична енергија, кои временски се одвиваат блиску до реално време, односно пазар ден однапред (ПДО) и дневен пазар (ДП). Од друга страна пак, интеграцијата на големи количини електрична енергија произведена од ОИЕ во пазарот, секако, ќе придонесе за зголемување на ликвидноста на организираните пазари. Тоа е особено важно за ДП, пред сè поради интермитентната/прекинлива природа на некои видови ОИЕ, која го условува производството на електрична енергија. Токму поради природата на ОИЕ, кај овие постројки се јавува потреба од пазарни производи со кратко времетраење (на пример, 15 минути), а со кои се тргува краткорочно (на пример, 30 минути пред испораката), кога всушност и прогнозите за производство на електрична енергија се најточни.

Целта на Студијата за интеграција на обновливите извори на енергија со повластена тарифа во пазарот на електрична енергија во Република Македонија, во услови на постоење на организиран пазар на електрична енергија (Студија) е да се истражат можните начини за интеграција на производството од ОИЕ во пазарот на електрична енергија, имајќи предвид дека ПТ е засега единствениот имплементиран МП на производството на електрична енергија од ОИЕ во Република Македонија. Производните единици кои користат ПТ, т.н. повластени производители на електрична енергија (ППЕЕ)³, можат да бидат организирани на таков начин што вкупната електрична енергија произведена под овој МП се внесува во пазарот на електрична енергија од страна на еден независен субјект/институција. Оваа функција може да ја врши било која независна трета страна која може да се справи со финансиските предизвици на пазарот на електрична енергија поврзани со ризиците за продажба на големи количини на електрична енергија од ОИЕ, кои имаат интермитентна природа. Иако цената за единица произведена електрична енергија од ОИЕ во рамките на МП со ПТ не зависи од пазарните показатели, сепак, интеграцијата на поголема количина на електрична енергија произведена од ОИЕ од страна на независен субјект/институција влијае врз организираните пазари на електрична енергија. Во

¹ Терминот *повластена тарифа* е усвоен во македонската стручна терминологија и го одразува англискиот израз *feed-in tariff*, кој што се однесува на еден од тековно најраспространетите МП на ОИЕ во Европа.

² Терминот *механизми за поддршка* е македонски превод на англискиот термин *support schemes*. Во англискиот јазик за овој термин се користи и терминот *promotion strategies*, односно во предвод промотивни стратегии. Во стручната литература на македонски јазик се користи и терминот *шеми за поддршка*, но во оваа Студија се користи терминот *механизми за поддршка* и кратенката МП. Станува збор за механизам што го применува државата за да се промовира користењето на енергијата од ОИЕ.

³ Терминот *повластен производител на електрична енергија* е усвоен во македонската стручна терминологија и го одразува англискиот израз *preferential producer*, кој што се однесува на производител на електрична енергија кој користи било каков МП на ОИЕ.

вака развиен систем на интеграција, можат да бидат воведени годишни бонуси со кои би се поттикнал независниот субјект/институција да вложи напори за што подобри прогнози на производството од ваквите постојки и соодветно, поуспешно учество на пазарот. Имено, потребата од подобри прогнози на производството на електрична енергија од ОИЕ е со цел зголемување на продажбата на електрична енергија од ОИЕ на организираниите пазари и минимизирање на трошоците за балансирање. Оттука, може да се заклучи дека и МП како што се ПТ, кој по своите карактеристики не е пазарно ориентиран, можат, во ограничена мерка, да придонесат за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

Всушност, искуството од примената на ПТ е од голема важност за идните начини на креирање на МП на ОИЕ, земајќи предвид дека овој МП ќе продолжи да се применува уште извесно време, барем за малите производители на електрична енергија од ОИЕ.

Во рамките на истражувањето спроведено за оваа Студија, покрај состојбите во Република Македонија од аспект на примена на ПТ, предвид се земени искуствата од земјите членки (ЗЧ) на Европската унија (ЕУ) и насоките од Енергетската заедница (ЕнЗ). Резултатите од истражувањата се организирани во неколку поглавја.

Во првото, воведно, поглавје на Студијата е прикажан кус преглед на содржината на Студијата. Во продолжение, во рамките на второто поглавје се изложени клучните насоки за поддршка на ОИЕ во ЕнЗ, со акцент на препораките за реформи на МП на ОИЕ. Во продолжение на ова поглавје се прикажани и состојбите во шестте земји⁴ од групата Западен Балкан 6 (ЗБ6)⁵, како и евентуалните планови за нивно унапредување. Притоа, посебно внимание е посветено на обврските на Република Македонија преземени во рамките на Иницијативата ЗБ6 односно Меморандумот за разбирање (МЗР) за развој на Регионалниот пазар на електрична енергија и воспоставување на друга идна соработка [1] и Повелбата за одржлив развој на ЗБ6 [2], со очекување дека прегледот на моделите за интеграција на ОИЕ во пазарите на електрична енергија на ЕУ и ЗБ6, како и анализите на развојот на производството на електрична енергија од ОИЕ, изложени во петтото поглавје, ќе понудат издржана основа за креирање на предлог-модел за интеграција на ОИЕ поддржани со ПТ во пазарот на Република Македонија, во услови на постоење на организиран ПДО.

Во третото поглавје од Студијата се дава преглед на сегашните состојби поврзани со примената на МП за искористување на ОИЕ во ЕУ. Целта е да се даде приказ на основните карактеристики на МП кои се применуваат во ЕУ и да се прикажат основните разлики помеѓу нив. Ова поглавје дава преглед на постапките за утврдување на нивото на поддршка на електрична енергија произведена од ОИЕ. Покрај тоа, ги претставува и насоките за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија. Всушност, овде се истакнати клучните елементи важни за интеграцијата. Понатаму, во рамките на ова поглавје, се сумирани националните цели за електрична енергија произведена од ОИЕ и применетите МП во ЗЧ на ЕУ. Исто така, се прави осврт на трошоците за МП и начините за нивно подмирување.

⁴ Албанија, Босна и Херцеговина, Косово, Македонија, Србија и Црна Гора

⁵ https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/WB6

Покрај тоа, прикажани се и резултати од различни истражувања кои се однесуваат на влијанието на ОИЕ врз референтната часовна цена од ПДО.

Во четвртото поглавје, низ примери на неколку одбрани земји, се прикажани искуствата од практичната примена на МП и тоа: конкурентни постапки на наддавање, ПТ, повластена премија (ПП)⁶, и зелени сертификати (ЗС)⁷.

Петтото поглавје дава преглед на тековните состојби во Република Македонија од аспект на производството на електрична енергија од ОИЕ, како и можните сценарија за развој во наредниот период, односно во следните пет години.

Понатаму, со цел да се изработи предлог-модел за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија, во рамките на кој што функционира и организиран ПДО, најпрвин е моделиран самиот ПДО. Притоа, единствениот согледан начин да се пристапи кон оваа задача е да се претпостави дека пазарот ќе биде развиен во согласност со целниот модел на пазар на електрична енергија на ЕУ (ЦМ), чии карактеристики се пропишани со Регулативата (ЕУ) 2015/1222. Според тоа, во поглавјето шест на Студијата, најнапред се спроведени анализи на ЦМ за спојување на пазарите на електрична енергија на ЕУ. Моделот е анализиран од аспект на функциите на трите главни временски рамки на пазарот, со фокус на елементите од втората временска рамка – ПДО. Анализите ги вклучуваат и предвидените улоги на поединечните институции и учесници на единствениот пазар на електрична енергија на ЕУ, според кој се гради и регионалниот пазар од Иницијативата ЗБ6.

Седмото поглавје ги исцртува контурите на претпоставениот модел на организиран пазар во Република Македонија, креиран во согласност со ЦМ на ЕУ. На ваквиот модел се надоградени можните влијанија на интеграцијата на производството од ОИЕ со ПТ, со посебна грижа за можностите за унапредување на ликвидноста на пазарот. Покрај производството од ОИЕ, во функција на ликвидноста на пазарот, разгледани се и потенцијалните влијанија на други учесници и чинители на пазарот.

Во осмото поглавје е изложен предлог-моделот за интеграција на ОИЕ поддржани со ПТ во пазарот на Република Македонија. Предлог-моделот е заснован врз идентификуваните модели за интеграција на ОИЕ во пазарите на електрична енергија во повеќе ЗЧ од ЕУ и регионот на ЗБ, како и врз анализите спроведени во рамките на поглавјето девет, кое поглавје ги прикажува компјутерските симулации и најверојатните импликации на примената на предлог-моделот. Притоа, е водено сметка предложениот модел за интеграција на ОИЕ да биде лесно применлив, што значи да обезбеди едноставна транзиција од постојната практика на функционирање на МП на ОИЕ и распределба на трошоците до потрошувачите. Потрошувачите на електрична енергија не би требало да ја почувствуваат промената на досегашната практика, ниту, пак, значително зголемување на сметките за електрична енергија.

Во деветтото поглавје е прикажан преглед на резултатите добиени со симулацијата на моделот за интеграција на ОИЕ во пазарот на Република

⁶ Терминот *повластена премија* е усвоен во македонската стручна терминологија и го одразува англискиот израз *feed-in-premium*, кој што се однесува на еден од двата тековно најраспространети МП на ОИЕ во Европа.

⁷ Терминот *зелен сертификат* е усвоен во македонската стручна терминологија и го одразува англискиот израз *green certificate*.

Македонија. Во детали се прикажани резултатите за периодот од 2016 до 2021 година за неколку различни сценарија. Преку анализа на резултатите се изведени клучните заклучоци за влијанието на интеграцијата на производството од ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

Десеттото поглавје содржи предлози за измени во релевантната легислатива на Република Македонија, потребни за имплементација на предложениот модел за интеграција на производството од ППЕЕ кои користат ПТ во организираниот пазар на електрична енергија, а во единаесетото поглавје се сумирани главните заклучоци од Студијата.

Последното поглавје содржи преглед на литературата која е користена за потребите на оваа Студија.

2 НАСОКИ ЗА ПОДДРШКА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ЕНЕРГЕТСКАТА ЗАЕДНИЦА

Директивата 2009/28/ЕС за обновлива енергија на Европската комисија (ЕК) и Советот на ЕУ [3], е прилагодена од Секретеријатот на ЕнЗ и усвоена од страна на Министерскиот совет (МС) во октомври 2012 година, со цел да се вклучи во Договорот за Енергетска заедница (ДЕНЗ). Со тоа, договорните страни (ДС) на ЕнЗ се обврзани да воспостават национални обврзувачки цели за напредок во искористувањето на ОИЕ, како и дополнителна цел за постигнување 10% зголемено учество на енергија произведена од ОИЕ во транспортот, до 2020 година.

За исполнување на овие цели, третиот член на Директивата 2009/28/ЕС предвидува воведување на МП за искористување на ОИЕ, или пак соработка помеѓу ДС и ЗЧ на ЕУ или останати држави. Овие механизми се предвидени да помогнат при остварувањето на целите за 2020 година, во услови кога пазарот на електрична енергија не е доволен за да ги обезбеди инвестициите во нови технологии за ОИЕ, односно потребна е интервенција од страна на државите. Истовремено, ДС се обврзани да се придржуваат кон правилата за конкурентност и државна помош, опишани во второто поглавје, членови 18, 19, како и анексот 3 од ДЕНЗ [4].

Во април 2014 година, ЕК издаде Упатства за државна помош за заштита на животната средина и за енергија 2014 до 2020 година (УДП)⁸ [3]. Меѓу другото, во нив се дефинирани условите кои МП треба да ги исполнуваат за да се гарантира усогласеност со правилата за државна помош, со цел да се зајакне Единствениот внатрешен пазар за енергија на ЕУ (Внатрешен пазар), да се поттикне ефективност на јавната потрошувачка, да се воведат поголем надзор при имплементацијата на МП, како и да се ограничи поддршката, со цел намалување на евентуалните негативни влијанија врз конкуренцијата на Внатрешниот пазар. Клучните препораки од УДП [5] се изложени во рамките на четвртото поглавје, каде детално се прикажани карактеристиките на МП во ЕУ и промените кои произлегуваат од примената на насоките од УДП.

На 24 ноември 2015 година, Секретаријатот на ЕнЗ ја потврди определбата да ги следи насоките на УДП, со тоа што УДП станува референтен документ за оценка на напредокот на ДС во однос на усогласеноста на примената на државната помош во енергетиката и заштитата на животната средина [6]. ДС треба да се придржуваат кон насоките на УДП, што подразбира примена на нов пристап кон создавањето на МП за ОИЕ, како и зголемен надзор врз нивната примена. Врз основа на УДП, во декември истата година, ЕнЗ ги објави Упатствата за реформи на МП за промоција на искористувањето на ОИЕ [7].

2.1 Образложение за потребите од промена на пристапот при воспоставување на механизмите за поддршка

Според членот 2(к) од Директивата 2009/28/ЕС, МП се дефинира како „инструмент, шема или механизам кој го користи една ДС или група ДС, со цел да се

⁸ Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (EEAG), се применуваат од 1 јули 2014 година и ги заменуваат Упатствата за помош при заштита на животната средина кои се влезени во сила во 2008 година. Овие Упатства ги следат насоките на ЕК за јавна поддршка на енергетскиот сектор со интервенирање од страна на државата, што не значи секогаш државна помош.

поттикне искористувањето на ОИЕ преку намалување на трошоците за производство на електрична енергија од ОИЕ, зголемување на продажната цена, или пак зголемување на количината откупена електрична енергија произведена од ОИЕ, преку воспоставување на обврска за откуп на „обновлива енергија“. Поддршката може да биде оперативна (ПТ, ПП, ЗС) или да биде во форма на помош во инвестирање (капитални грантови, повластени заеми, ослободување од данок или поврат на данок). При доделувањето на оперативна поддршка или поддршка при инвестирање, може да се примени тендерска постапка.

Сите ДС досега имаат имплементирано МП за искористување на ОИЕ во вид на оперативна помош, која во неколку случаи е придружена и со инвестициска помош за производителите на електрична енергија од ОИЕ. Најпрво се воведени МП базирани на ПТ, како најефективни за обезбедување на сигурност на инвеститорите во поглед на остварување на приходот и започнување на искористувањето на потенцијалот од ОИЕ. Сепак, овие МП не го земаат предвид намалувањето на цената на технологиите за производство на електрична енергија од ОИЕ, како и големите административни бариери во процесот на лиценцирање, издавање дозвола и приклучок на мрежа. Според тоа, примената на овие МП не резултирала со значителни инвестиции во ОИЕ, а кај некои ДС, се покажало дека, дури, придонеле и за намалување на сигурноста на инвеститорите, како и креирање на непотребно оптоварување за потрошувачите, што довело или може да доведе до спорови и да спречи нови учесници да се приклучат во пазарот на електрична енергија.

Со цел да се исправат овие недостатоци, како и дополнително да се намали ризикот на инвестициите, а истовремено да се одржи поддршката на јавноста за идејата за развој на технологиите и производството на електрична енергија од ОИЕ, ЕК ја издаде објавата „Создавање на внатрешен пазар за електрична енергија и најефикасно искористување на јавните интервенции“⁹, во ноември 2013 година. Објавата содржи четири делови кои претставуваат препорачани насоки за развој, меѓу кои еден кој ја обработува темата за промени во МП за искористување на ОИЕ. Насоките предвидуваат флексибилни и пазарно ориентирани решенија со цел да се избегне изобличување на пазарот предизвикано од доделување на поддршка која е повисока од потребната, што пак се случува поради намалувањето на трошоците за производство кај одредени технологии на ОИЕ [8].

2.2 Препораки за реформи на механизмите за поддршка на електрична енергија произведена од обновливи извори

За да се постигнат целите, предвидени за 2020 година, за зголемување на енергијата произведена од ОИЕ и да се воспостават МП за ОИЕ во согласност со барањата од УДП, ДС треба да ги следат насоките издадени од Секретаријатот на ЕнЗ [7]:

- 1. Прогнози и одобрување на фиксен буџет за промоција на електричната енергија произведена од ОИЕ за да се осигура дека ДС ја следи траекторијата за остварување на законски обврзувачката цел за искористување на ОИЕ до 2020 година*

⁹ Delivering the internal market in electricity and making the most of public interventions, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/support-schemes>

Вкупните државни трошоци за постигнување на целите до 2020 година можат да се пренесат и распределат на потрошувачите на електрична енергија или на сите даночни обврзници преку јавниот буџет. Трошоците за обезбедување на доволна поддршка за производство на електрична енергија од ОИЕ вообичаено се изразуваат како посебен трошок¹⁰, кој се пресметува одделно и јасно се наведува во сметките за електрична енергија. Друг пристап е трошокот да се распредели на потрошувачите преку преносната тарифа, која исто така е дел од сметките за електрична енергија на потрошувачите. Во случај кога трошоците за МП на ОИЕ се предвидени во јавниот буџет, тие можат да се распределат на сите даночни обврзници во вид на данок за обновлива енергија.

2. Јавна дискусија со релевантни заинтересирани страни на национално ниво и информирање за нацрт МП на органите за државната помош

За создавање и имплементација на МП на национално ниво од суштинско значење се консултациите со сите засегнати страни, како и транспарентноста при нивниот развој. Понатаму, пред да се усвои, секој МП треба да биде доставен до комисија за државна помош и до Секретаријатот на ЕнЗ за преглед, при што се утврдува дали конкретниот МП ги задоволува правилата на ЕнЗ за државна помош и УДП.

3. Обезбедување на поддршка на ОИЕ преку конкурентни постапки на наддавање

Креирањето на тендер за одредување на поддршката за производителите на електрична енергија од ОИЕ е многу важно и бара земање предвид на повеќе аспекти. Идејата е да се оствари целта за постепено намалување на нивото на поддршка и притоа да се избере најконкурентната технологија. Имено, според УДП, од 2017 година, секој тип на поддршка за ОИЕ, независно дали е оперативна или базирана на инвестиции, треба да се обезбеди преку конкурентни постапки на наддавање на транспарентен и недискриминаторен начин, освен ако се заклучи дека конкурентната постапка на наддавање придонесува за зголемување на трошоците за поддршка. За да се неутрализира појавата на стратешко наддавање, во тендерот може да се одредат највисоката и најниската дозволена цена.

Наддавањето, кое е независно од локацијата и технологијата на ОИЕ, ќе придонесе за избирање на најконкурентната понуда на тендерот и за сведување на поддршката на минимално ниво, со што ќе се обезбеди исплатливост на МП. Сепак, за да се постигнат и други цели, како што се разновидност на технологии, надминување на проблеми со можни мрежни ограничувања, стабилност на системот и намалување на трошоци за интеграција, можат да се распишуваат и тендери за конкретна технологија. Дополнително, потребна е едноставна и сеопфатна тендерска постапка за поддршка на производството на електрична енергија од малите производители на електрична енергија од ОИЕ за да се минимизираат административните бариери и да се утврди дали е постигната целта во врска со предвидената вкупна инсталирана моќност. Доколку не ги исполнат пропишаните барања од тендерот, производителите се обврзани да плаќаат пенали. Исходот од тендерот треба да биде достапен за јавноста.

4. Воведување на ПП како МП на ОИЕ

¹⁰ Терминот *посебен трошок* е македонски превод на англискиот *uplift charge*. Во случајов, се работи за јасно назначување (издвојување), во сметките за електрична енергија и поврзаните услуги, на сумата која поединечно се исплаќа за поддршка на ОИЕ.

Од 2016 година, МП базирани на ПТ повеќе не се во согласност со правилата за државна помош ако се отворени за сите учесници на пазарот и ако поддршката не е обезбедена преку тендерска постапка. Имено, ПП е најсоодветен МП да ги наследат постоечките ПТ, кои тековно се доделуваат според принципот „прв дојден–прв услужен“. Всушност, ПП обезбедена преку тендерска постапка, наспроти принципот „прв-дојден-прв-услужен“, е компатибилна со принципите на Внатрешниот пазар на електрична енергија и ќе придонесе за истиснување на субвенциите како начин на поддршка на ОИЕ и еднаквост на технологиите на ОИЕ на пазарот на електрична енергија.

Воведувањето на ПП, со цел да се заменат постоечките ПТ, е процес кој се одвива паралелно со воведувањето на конкурентни пазари на електрична енергија и со воведувањето на ПДО во шестте ДС на ЕнЗ од ЗБ. Производителите на електрична енергија можат да ја продаваат електричната енергија преку склучување на билатерални договори или на берза на електрична енергија (БЕЕ) и покрај остварениот приход од продажбата на електричната енергија, дополнително, да добијат и премија (фиксна или променлива) за продадената електрична енергија.

Со поврзувањето на пазарите на електрична енергија на ДС и со нивно поврзување со европските пазари на електрична енергија, воведувањето на заеднички регионален систем за спроведување на МП заснован на ПП, може да се смета за најсоодветен и најефикасен МП за развој на производството и технологиите на ОИЕ.

5. Воспоставување на Оператор на ОИЕ којшто ќе управува со МП на ОИЕ

Назначувањето на една институција која ќе ја спроведува примената на МП на ОИЕ, односно на Оператор на ОИЕ (ООИЕ), е ефикасен пристап за поддршка на ППЕЕ. Во многу држави, оваа улога е доделена на Операторот на пазарот на електрична енергија (ОПЕЕ), Операторот на електропреносниот систем (ОЕПС)¹¹, или посебна институција која е правно одвоена од ОЕПС. Имајќи предвид дека ОПЕЕ има значајна улога во пазарот на електрична енергија и во спојувањето на пазарите, и дека ОЕПС управува со пристапот кон мрежата, важно е да се истакне дека институцијата која е назначена да управува со МП на ОИЕ, односно ООИЕ, треба да биде правно одвоен од било која друга активност во пазарот на електрична енергија.

6. Да се земе предвид можноста определувањето на трошоците за приклучување на мрежите да се спроведе врз основа на принципот на „плитки“ трошоци

Земањето предвид на трошоците за приклучување на мрежа е важен дел од одлуката на инвеститорите за инвестиција во производство на електрична енергија од ОИЕ. Директивата [3] ги повикува ДС да развијат преносна и

¹¹ Терминот *оператор на електропреносниот систем* е македонски превод на англискиот термин *Electricity Transmission System Operator (TSO)*. Терминот оператор на електропреносниот систем (ОЕПС) се користи во стручната литература на македонски јазик и се дефинира како правно лице кое врши пренос на електрична енергија и управува со електроенергетскиот систем и е одговорно за работењето на системот, неговото одржување, планирање, развој и поврзување со електропреносните системи на соседните земји и за обезбедување долгорочна способност на системот за задоволување на разумните потреби за пренесување на електрична енергија. Во Република Македонија, компанијата АД МЕПСО–Скопје ги поседува лиценците и ги врши функциите на ОЕПС и ОПЕЕ.

дистрибутивна инфраструктура, во смисла на развој на интелегентни мрежи, системи за складирање на електрична енергија и на електроенергетскиот систем (ЕЕС) во целост, за да се обезбеди сигурна работа и понатамошно зголемување на производството на електрична енергија од ОИЕ. Дополнително, потребна е транспарентност спрема заинтересираните инвеститори и правилата за приклучување на мрежата мораат да бидат засновани врз објективни и недискриминаторни критериуми.

7. Преземање на балансна одговорност од страна на поголемите производители од ОИЕ

Ослободувањето од преземање балансна одговорност на пазарот на електрична енергија за ППЕЕ е воведено како дел од поддршката заедно со ПТ. Но, барањата на УДП од 2016 година се во насока на постапно воведување на балансна одговорност за средните и поголемите ППЕЕ. Последново пак, може да биде основна причина за формирање на конкурентни пазари на балансна енергија во ДС, кои ќе овозможат ППЕЕ да бидат изложени на пазарните ценовни показатели. Преземање на балансна одговорност, на недискриминаторен начин, за сите учесници во пазарот на електрична енергија е клучно за постигнување на транзиција кон флексибилност и ефикасност при искористувањето на ресурсите.

Ниското (недоволно) ниво на конкуренција на државните пазари на балансна енергија кај ДС, во кои доминира еден давател на помошни услуги за балансна енергија, во комбинација со дискриминаторни балансни режими и регулација на резервите за балансирање, како и на цената на електрична енергија, ќе се надмине со примена на прекугранично балансирање во ДС од ЗБб.

Времето на затворањето на прекуграничните аукции треба да биде хармонизирано и да биде блиску до реалното време. Ова е неопходно барање за да се овозможи интеграција на производството од ППЕЕ, кое има интермитентна природа (сончева и ветерна енергија), и да се минимизираат трошоците предизвикани од погрешни прогнози.

8. Избегнување на било какви ретроактивни промени во МП кои ќе влијаат врз повратот на веќе направените инвестиции и нарушување на легитимните очекувања на инвеститорите

Сигурноста и довербата на инвеститорите се загрозува со разни нарушувања на МП или воведување на ретроактивни промени коишто влијаат врз нивните очекувања. Овој пристап треба да се избегнува бидејќи води до судски спорови, го зголемува ризикот на производителите и ги одвраќа инвеститорите. Дополнително, зголемените трошоци за развој на нови проекти го нарушува прифаќањето на електричната енергија произведена од ОИЕ од страна на јавноста.

Клучни препораки на ЕнЗ за реформи на примената на МП на ОИЕ

- Добра прогноза и фиксен годишен буџет за усвоениот МП на ОИЕ, за остварување на целите до 2020 година
- Транспарентност и вклучување на засегнатите страни во развојот и донесувањето на МП
- Обезбедување поддршка преку постапки на наддавање
- Воведување на ПП како МП за искористување на ОИЕ за производство на електрична енергија
- Воспоставување на ООИЕ кој ќе раководи со процесот на спроведување на МП
- Разгледување на можноста за воведување на принципот на „плитки“ трошоци за приклучување на производните единици на ППЕЕ
- Преземање балансна одговорност од страна на поголемите ППЕЕ
- Избегнување на ретроактивни промени на МП

2.3 Исполнување на обврските преземени со Повелбата за одржлив развој на шестте земји од Западен Балкан

Напредокот на земјите од ЗБ6 во реформата на применетите МП на производството од ОИЕ се следи преку извештаите на Секретаријатот на ЕнЗ за исполнување на обврските од Повелбата за одржлив развој на ЗБ6 [2].

Со Повелбата за одржлив развој на ЗБ6, меѓу другото, се преземени обврски за:

1. развој и примена на пазарно-ориентирани МП за промоција на ОИЕ и изградба на исплатливи центри на ОИЕ во согласност со правилата на ЕнЗ (јуни 2017 година),
2. развој на ефикасни стратегии за вклучување на граѓаните во проекти за искористување на ОИЕ (јуни 2018 година),
3. информирање, подигнување на свеста и насоки за искористување на ОИЕ (јуни 2018 година),
4. вклучување на енергетската ефикасност и искористувањето на ОИЕ во наставата и овозможување на професионално усовршување во овие области (јуни 2019 година),
5. развој на стратегија за собирање и користење на комунален отпад за производство на електрична енергија и топлина во јавниот и во приватниот сектор (ноември 2018 година),
6. развој на вештини и квалификации за мали и средни претпријатија/индивидуалци за развој на бизниси во областите на енергетска ефикасност и ОИЕ на државно ниво, со воспоставување на системи за квалификација/акредитација/сертифицирање (јуни 2018 година).

Последниот извештај за состојбата на имплементација е објавен во јуни 2017 година [9] и по обврската означена со број 1, што е најзначајна за предметот на оваа

Студија, ги наведува постигнувањата по одделни земји од ЗББ, како што е образложено во продолжение.

Албанија има значителен напредок во однос на претходниот извештај заради донесувањето на Закон за промоција на искористувањето на ОИЕ. Со донесувањето на овој Закон, во Албанија е воведена ПП, заснована на концептот на договор за разлика (ДЗР)¹², како МП за ОИЕ. Овој МП се однесува на електрични центри со инсталирана моќност над 2 MW. Иако практичната примена на ДЗР е одложена за 2020, во подготовка се подзаконски акти поврзани со овој Закон. Дополнително, се ревидира Акциониот план за ОИЕ со цел да се овозможи влез на повеќе различни технологии. Се планира назначување на институција која ќе биде одговорна за спроведување на МП за ОИЕ, односно ООИЕ.

Во Босна и Херцеговина се применуваат ПТ, во зависност од однапред определените квоти по технологии. ПТ се разликуваат за одделни технологии, а квотите се веќе пополнети заклучно со 2020 година. До јуни 2017 година, не е постигнат договор за промена на квотите, иако се очекува нивно зголемување според нацрт верзијата на Стратегијата за енергетика. Република Српска има воведено ПП, но механизмот сè уште не се применува.

Во Косово се применува ПТ за мали хидроелектрични центри (ХЕЦ), ветерни електрични центри (ВЕЦ), фотоелектрични центри (ФЕЦ) и електрични центри на биомаса. Не се применуваат МП на искористувањето на соларна енергија за греење. Во јуни 2017 година е одобрено зголемување на квотата за ФЕЦ од 10 MW на 30 MW и за центри на биомаса од 14 MW на 20 MW. Се планира воведување на конкурентна постапка за поддршка на искористувањето на ОИЕ.

Во Македонија е формирана работна група за анализа на можностите да се премине кон примена на ПП, која би се вовела по воспоставување на конкурентен ПДО. Подготвена е и нацрт законска регулатива која сè уште не е одобрена од работната група.

Според Законот за енергетика од 2015 година, во Црна Гора треба да се воведат конкурентни постапки за поддршка на ОИЕ. Сепак, сè уште на сила се ПТ, кои важат за период од 12 години. Не е предвиден законски рок за промена на МП за ОИЕ, ниту пак се подготвува нацрт регулатива.

Во Србија не се предвидува воведување на пазарно ориентирани МП сè до 2019 година.

¹² *Договор за разлика (ДЗР)* е македонски превод на англискиот термин Contract for Difference (CfD), кој се однесува на специфичен вид на финансиски пазар (со примена на билатерални финансиски договори за разлика) и кој функционира исклучиво паралелно или во содејство со организиран пазар. Овој вид на пазар често се применува при билатералната трговија со електрична енергија, со цел намалување на ризикот на инволвираните страни во договорот, како заштита од променливоста на цените на организираниот пазар.

3 КЛУЧНИ ЕЛЕМЕНТИ ЗА ПОДДРШКА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРИЈА И НИВНА ПРИМЕНА ВО ЕВРОПСКАТА УНИЈА

3.1 Постапки за одредување ниво на поддршка за електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија

Ова поглавје ги проучува можните начини за одредување на МП на ОИЕ и притоа ги зема предвид нивната исплатливост и предизвиците кои произлегуваат од нивната примена.

Пристапи при одредување на ниво на финансиска поддршка

Главен предизвик при креирањето на МП е како да се утврди најефикасното ниво на финансиска поддршка. Во принцип постојат три основни пристапи за утврдување соодветно ниво на финансиска поддршка и тоа: 1) на ниво на политика, на пример преку административни постапки, 2) преку конкурентни постапки какви што се на пример тендерскиот систем и системот со аукции, или 3) преку систем за тргување со ЗС (квота обврска) [10].

Практика и трендови

Кај повеќето ЗЧ на ЕУ, нивото на поддршка се утврдува врз основа на административни постапки, каде што во главно се земаат предвид: трошоците за производство на електрична енергија од ОИЕ, целта за обезбедување развој на технологиите за ОИЕ и нивна поголема експлоатација. Како и да е, се покажува дека административните постапки се несоодветен начин за одредување на потребното ниво на поддршка на ОИЕ. Тоа е така пред сè поради потенцијалниот ризик за одредување недоволно ниво на поддршка или пак спротивно – одредување повисоко ниво на поддршка од потребното. Како последица на ова, сè повеќе се применуваат или се во процес на воведување конкурентните постапки, кои се во согласност со барањата наведени во УДП.

3.1.1 Креирање на административни постапки

Административните постапки за утврдување ниво на поддршка на ОИЕ можат да се опишат како регулаторно ценовни МП. Кај овие МП, ППЕЕ добиваат финансиска поддршка во смисла на наплата за единица произведена и продадена електрична енергија или пак субвенција за единица инсталирана моќност. Државното регулаторно тело за енергетика (NRA)¹³ или владата ја одредува цената на електричната енергија произведена од ОИЕ на ППЕЕ за секоја единица произведена и продадена електрична енергија. Примарната цел е да се поттикне искористувањето на ОИЕ и да се обезбеди продор на технологиите за производство на електрична енергија од ОИЕ и нови производни единици кои користат ОИЕ, така што реалните трошоци за овие технологии, односно производни единици, да бидат надоместени.

¹³ Терминот *државно регулаторно тело за енергетика* е усвоен во македонската стручна терминологија и го одразува англискиот израз *National Regulatory Authority (NRA)*.

Постојат два главни пристапи при утврдување на нивото на поддршка. Едниот пристап е преку поврат на вкупните трошоци за производство од постројка која користи ОИЕ, земајќи го предвид животниот век на постројката. Другиот пристап ја зема предвид општествената благосостојба¹⁴ од искористувањето на ОИЕ, која не е изразена преку цената на електричната енергија на пазарот. Всушност, МП засновани на пристапот за поврат на вкупните трошоци за производство од постројка која користи ОИЕ се основата на ПТ.

3.1.2 Креирање на конкурентни постапки

Целта на конкурентните постапки на наддавање, како што е тендерскиот систем или системот со аукции, е да се утврди ефикасно и соодветно ниво на поддршка на технологиите на ОИЕ врз основа на конкурентен пазар на електрична енергија. Некои од ЗЧ на ЕУ веќе ги имаат воведено конкурентните постапки. Останатите ЗЧ кои сè уште го немаат направено тоа, ќе треба да ги воведат во согласност со барањата на УДП, при што конкурентните постапки се јавуваат како основна процедура за утврдување соодветно ниво на поддршка, под претпоставка дека постои конкурентна средина.

Постојат различни видови тендерски системи и аукции и за секој од нив е потребен детален и усогласен модел, како и соодветно ниво на конкурентност. Во принцип, постојат две основни конкурентни постапки:

- аукции базирани на цена, каде што се прифаќаат најниските понуди (со најниско ниво на поддршка) и
- аукции врз основа на повеќе критериуми, каде што прифаќањето на понудата зависи од повеќе критериуми.

Исходот од една аукциска постапка е обезбедување одредено ниво на поддршка на ППЕЕ од ОИЕ. Таа може да биде референтна вредност за ПТ или за ПП при што на производителот му се плаќа секој произведен и продаден kWh електрична енергија. Алтернативно, аукциите можат да бидат основа за определување на поддршката за единица инсталирана моќност.

Концептот на конкурентна постапка на наддавање може значително да варира во зависност од политичките приоритети на ЗЧ, од конкурентниот пазар на технологиите на ОИЕ и од законодавството. Се разгледуваат следниве фактори:

1. квалификувани технологии: технолошки неутрални (независни) наспроти технолошки специфични,
2. механизам за одредување на цена (плати-колку-што-си-понудил наспроти униформно формирање цена),
3. максимални цени,
4. количина (волумен) за која се организира конкурентната постапка,
5. фреквенција на одржување на конкурентните (тендерски) постапки,

¹⁴ Општествена благосостојба е превод на англискиот термин *social welfare*, кој е дел од основната економска терминологија и се дефинира како збир помеѓу профитот на производителите и користа на потрошувачите постигнати на развиен непосреден пазар на стока, каде цената исклучиво зависи од пазарните услови. Оваа големина е најчест предмет на оптимизација (максимизација) во теоријата на пазари.

6. критериум за квалификација,
7. предквалификација,
8. критериуми за евалуација,
9. пенали,
10. конкурентна постапка за поддршка на даден проект или на заинтересираните понудувачи (правни или физички лица),
11. можност за тргување со доделени МП на секундарен пазар¹⁵.

Конкурентните постапки на наддавање имаат низа предности во споредба со административните постапки. Овие предности вклучуваат брза реакција при промена на трошоците и намалување на цената на електрична енергија или други важни промени во пазарот на електрична енергија. Дополнително, тие придонесуваат за намалување на трошоците за поддршка.

Ефикасноста на поддршката за искористување на ОИЕ зависи од заемното дејство на повеќе фактори, како на пример, конкурентната средина и целите за развој. Процесот на одредување на соодветна постапка на наддавање може да биде многу сложен. Тоа е така бидејќи е потребно да се земат предвид повеќе критериуми, вклучително: целта на тендерот, начинот на финансирање, критериумот за селекција, видовите на предквалификации, ценовните ограничувања и времето на реализација. Со цел да се обезбеди сигурност и помал ризик за инвеститорите, неопходно е да се настојува промената на критериумите во една тендерска постапка да биде сведена на минимум.

Прикажаните фактори не се исклучуваат меѓусебно, односно можат да бидат вградени во дадена конкурентна постапка. Процесот на одредување на соодветна постапка на наддавање треба да земе предвид дека ваква постапка не би требало да се применува за конкретна технологија на ОИЕ. Всушност, како што е наведено и во УДП [5], конкурентните постапки треба да се технолошки неутрални, затоа што на тој начин се овозможува различните технологии на ОИЕ да се натпреваруваат меѓу себе.

Крајната цел на постапката е да се одбере најекономичната технологија и таа да се поддржи. При спроведување на постапката, треба да се води сметка за механизмот за избор на цена, кој треба да оневозможи повисока од потребната поддршка за дадена технологија (што е поверојатно да се случи при униформно формирање цените).

Постапка на наддавање може да се спроведе и за конкретна технологија, како што е во примерот на Франција, но тоа е оправдано при недостиг на конкуренција или кога треба да се обезбеди соодветна мешавина на технологии за искористување на ОИЕ.

¹⁵ *Секундарен пазар* е македонски превод на англискиот термин *secondary market*, кој во контекст на пазарите на електрична енергија и поврзаните продукти се користи во смисла на пазар за препродажба на стока или права за користење на одредени продукти или услуги, стеканати по пат на конкурентна постапка на наддавање или билатерален договор.

3.1.3 Систем за тргување со зелени сертификати или квота обврска

Системот за тргување со ЗС е пазарно-ориентиран МП за искористување на ОИЕ и постојат негови различни варијанти. Овој систем поставува обврска на еден или повеќе учесници на пазарот (производители, снабдувачи, дистрибутивни компании) да тргуваат со ЗС, на годишно ниво. За конкретна технологија за искористување на ОИЕ, овој МП, покрај приходот остварен на пазарот на електрична енергија, треба да овозможи и дополнителен приход, кој се остварува преку продажба на стекнатите ЗС на учесниците на пазарот кои се обврзани да ги произведат и/или купат ЗС. На денот на порамнувањето, тие треба да поднесат потребен број на ЗС за да го докажат процентот на учество на ОИЕ. Концепцијата на овој МП е да се постигне определено ниво на учество на ОИЕ во потрошувачката на електрична енергија.

Досега, шест ЗЧ на ЕУ и Норвешка ги имаат воведено ЗС како МП. Во Италија, Обединетото Кралство (ОК) и Полска овие системи веќе се заменуваат со други МП, особено со ПП. Најголемиот број од земјите избираат систем со ЗС којшто е во склоп со националните обврзувачки цели, додека пак Норвешка и Шведска имаат заеднички систем за тргување со ЗС.

Бројот на ЗС, кои треба да ги купи обврзаниот учесник на пазарот, соодветствуваат со задолжителната годишна квота на ОИЕ и е пропорционален на вкупната потрошувачка на електрична енергија, изразена во MWh. Производителите коишто се здобиваат со ЗС, дополнително покрај приходот од продадената електрична енергија, остваруваат приход и од продадените ЗС. Ова се прави со намера производството на ЗС да стане атрактивно и профитабилно за инвеститорите и со тоа да се зголемат инвестициите за производство на електрична енергија од ОИЕ. Всушност, нивото на поддршка зависи од понудата и побарувачката на ЗС. За да се осигура побарувачка на ЗС, се воведуваат казни за обврзаните учесници на пазарот кои не го купиле предвидениот број на ЗС. Трошоците за подмирување на казните треба да се повисоки од трошоците за купување на ЗС.

Слично како и за конкурентните постапки, овој МП може да биде технолошки неутрален или пак да се однесува на конкретна технологија. Во првиот случај, сите технологии добиваат еднаков број ЗС за произведен MWh електрична енергија, без оглед на трошоците за производство. Тогаш предност имаат технологиите кои се поекономични и тие први се реализираат. Кога пристапот се заснова на конкретна технологија, се воведува различен коефициент за секоја технологија, со кој се множи бројот на ЗС за произведен MWh. Коефициентите се определуваат така што предност се дава на помалку зрелите технологии.

Системот за тргување со ЗС е воведен од страна на неколку ЗЧ на ЕУ и Норвешка со цел да се поттикне развојот на ОИЕ. Под точно одредени услови, овој начин на поддршка на ОИЕ претставува ефективна, пазарно-ориентиран МП, како што тоа го докажува системот за тргување со ЗС во Норвешка и Шведска. Се покажува дека технолошки неутралните МП се најсоодветни во земјите каде главна тенденција е зголемувањето на производството на електрична енергија од ОИЕ, а видот на технологија е од второстепено значење.

3.2 Интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија

Зголеменото учество на ОИЕ во ЕЕС ги поттикнува дискусиите околу досегашниот начин на поддршка на ОИЕ, како и колку поддршката придонесува за остварување на целите за креирање на конкурентен пазар на електрична енергија. Електричната енергија произведена од ОИЕ треба да се интегрира во пазарот на начин кој го сведува на минимум влијанието на поддршката и воедно формирање на Внатрешен пазар на електрична енергија со ценовни сигнали кои ги рефлектираат реалните пазарни услови. Во продолжение се разгледуваат начините за постигнување на овие цели.

Долгорочно, интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија подразбира дека инвестирањето во ОИЕ треба да биде поттикнато од пазарот. Производството од постројки на ОИЕ е, сèуште, поскапо од производството од конвенционални постројки, па инвестирањето во ОИЕ е практично зависно од субвенционирањето. Се очекува дека оваа состојба ќе се смени поради неколку причини, вклучувајќи:

- континуираното намалување на трошоците за производство на електрична енергија од ОИЕ,
- нормализацијата на конвенционалните пазари на електрична енергија (затворање на централите на конвенционални извори) и повторно воспоставување на пазарните цени,
- зголемувањето на свеста за влијанието врз животната средина, на пример, за емисијата на стакленички гасови.

Зголеменото учество на производството на електрична енергија од ОИЕ има значително влијание врз ЕЕС. Поаѓајќи од формирањето на цената на електрична енергија, која зависи од побарувачката и производството, треба да се земе предвид и ефектот на влијанието на маргиналните трошоци (маргиналаната цена) за производство на електрична енергија (МЦ) врз цената на електричната енергија. Овој ефект придонесува за намалување на цената на електрична енергија во случај на зголемено учество на ОИЕ на пазарот на електрична енергија, бидејќи производителите на електрична енергија од ОИЕ имаат ниски МЦ (блиску до нула) и практично ги истиснуваат од конкуренција производителите со високи МЦ. Зголеменото учество на производството од ОИЕ бара и поголема флексибилност во функционирањето на системот, поради интермитентната природа на ОИЕ. Покрај ова, важен аспект е и приоритетот во диспечирањето на производните единици кои користат ОИЕ, кој мора да биде земен предвид заради можни оперативни проблеми во ЕЕС. Овие прашања се надвор од предметот на разгледување на оваа Студија и затоа, не се детално разгледувани во понатамошниот текст.

Со земање предвид на досега наведеното, во продолжение се разгледува начинот на којшто *регулаторно ценовните механизми*¹⁶ за поддршка на ОИЕ врз основа на производство (ПТ и ПП) можат поттикнувачки да влијаат на

¹⁶ При регулаторно ценовните механизми производителите на електрична енергија од ОИЕ добиваат финансиска поддршка во смисла на наплата за единица произведена и продадена електрична енергија или пак субвенција за единица инсталирана моќност.

интеграцијата на ОИЕ во организираните пазари на електрична енергија (ПДО и ДП).

3.2.1 Интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија преку повластени тарифи

ПТ како МП на ОИЕ се користи за промоција и развој на ОИЕ на долг рок, оставајќи сосема мал ризик за ППЕЕ. При примена на овој МП, приклучувањето на производните единици на ОИЕ на електроенергетската мрежа е независно од ценовните показатели на пазарот на електрична енергија. Ова е познато и како „произведи и заборави“ карактеристика на ПТ. При примената на ПТ, интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија не е од главен интерес. И покрај тоа, внимателно избраните опции за креирање на ПТ можат да обезбедат извесен степен на интегрирање на производството од ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

ПТ можат да бидат организирани на таков начин што вкупната електрична енергија произведена под овој МП е внесена во пазарот на електрична енергија од страна на еден независен субјект/институција, какао што е тоа објаснето и во претходното поглавје. Оваа функција може да ја има било која независна трета страна која може се справи со финансиските предизвици на пазарот на електрична енергија поврзани со ризиците за продажба на големи количини на електрична енергија од ОИЕ кои имаат интермитентна природа. Во некои од ЗЧ (на пример, во Германија) оваа улога ја има ОЕПС [10]. Може да се заклучи дека иако цената за единица произведена електрична енергија од ОИЕ, во рамките на вака применетата ПТ не зависи од пазарните показатели, сепак ваквиот начин на интеграција на поголема количина на електрична енергија произведена од ОИЕ влијае врз организираните пазари на електрична енергија. Во вака развиен систем можат да се воведат годишни бонуси, со кои би се поттикнал независниот субјект/институција да вложи напори да направи подобри прогнози за производството. Потребата од подобри прогнози за производството на електрична енергија од ОИЕ е заради зголемување на продажбата на електрична енергија од ОИЕ и минимизирање на трошоците за балансирање. Оттука, може да се заклучи дека и МП кој по своите карактеристики не е пазарно ориентиран, како што се ПТ, може, во ограничена мерка, да придонесе за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија. Всушност, искуството од примена на ПТ е од голема важност за идните начини на креирање на МП на ОИЕ, земајќи предвид дека овој МП ќе продолжи да се применува уште извесно време, онаму каде што веќе се склучени долгорочни договори за примена. Исто така, се предвидува и понатамошна примена на овој МП за мали производители. Понатаму, во одредена мерка, ПТ можат да ги поттикнат ППЕЕ од ОИЕ да го прилагодат своето производство на електрична енергија на потребите на ЕЕС, на пример, преку воведување на разлика во нивната ПТ според дневното/сезонското оптоварување. Во продолжение се прикажани два примери, кои даваат основен приказ на карактеристиките на овој МП.

Австрија има ООИЕ¹⁷ кој управува со вкупната произведена електрична енергија од ОИЕ од ППЕЕ. Снабдувачите со електрична енергија се обврзани да купуваат електрична енергија во согласност со нивното учество во вкупната

¹⁷ ОeMAG

потрошувачка. Тие купуваат електрична енергија од австрискиот ООИЕ на организираниот пазар на електрична енергија (ПДО) по пазарна цена. Во случај на негативна пазарна цена, електричната енергија се распределува за 0.01 EUR/MWh [10].¹⁸

Во **Унгарија** се воведени три категории на ПТ, поделени во зависност од дневниот дијаграм на оптоварување (врвно оптоварување, ниско и минимално оптоварување). На овој начин не се рефлектираат условите на пазарот на електрична енергија, но се зема предвид соодносот на производството и потрошувачката на електрична енергија. Овие ПТ не важат за ОИЕ кои имаат интермитентна природа (ветерна енергија и сончева енергија). Искуството покажува дека централите на биогаз и биомаса (вклучувајќи ги и когенеративните постројки) можат да бидат флексибилни, па за време на минималното оптоварување тие произведуваат значително помала количина на електрична енергија или целосно го сопираат производството. ППЕЕ ја продаваат произведената електрична енергија на ОЕПС на Унгарија, којшто потоа го распределува ова производство на балансно одговорни страни (БОС) во пропорција со потрошувачката на балансните групи и го продава останатиот дел на унгарската БЕЕ¹⁹. Во блиска иднина, во план е ОЕПС на Унгарија да ја пласира целата количина на електрична енергија на унгарската БЕЕ. По воспоставување на ДП на унгарската БЕЕ, ОЕПС ќе ја продава целата количина на електрична енергија произведена од ОИЕ на овој пазар.

Примена на ПТ за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија

ПТ покажуваат ограничен потенцијал за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија. И покрај тоа, ПТ можат да биде креирани на таков начин што барем ќе се обезбеди вкупната количина електрична енергија произведена од ОИЕ да биде продадена на пазарот на електрична енергија, каде што еден субјект/институција презема балансна одговорност.

Советот на европските регулаторни тела за енергетика (CEER)²⁰ ја поддржува примената на ПТ кај мали производители на електрична енергија од ОИЕ. Се препорачува овој МП да се применува земајќи го предвид фактот дека овозможува ограничена интеграција на производството од ОИЕ на пазарот на

електрична енергија. Се препорачува вкупната произведена електрична енергија од ОИЕ да се пласира на пазарот и да се воведат ПТ за различни временски периоди (важи за централи на ОИЕ кај кои може да се управува со производството). Погolem степен на интеграција во пазарот на електрична енергија може да се постигне со ПП или со квота системите за поддршка.

¹⁸ Во оваа Студија, кај цифрите, точката се користи за означување на децимално место, додека запирката – за одвојување на илјадарките.

¹⁹ Hungarian Power Exchange (HUPX)

²⁰ Council of European Energy Regulators

3.2.2 Интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија преку повластена премија

Во системите каде што се применува ПП како МП, ППЕЕ од ОИЕ ја продаваат електричната енергија директно на пазарот на електрична енергија по пазарна цена. Како поддршка на постигнатата пазарна цена, добиваат и дополнителна премија. На овој начин, ППЕЕ, особено оние кај кои постои можност да се управува со производството (на пример, термоцентрали (ТЕЦ) на биомаса, биогаз или ХЕЦ со акумулации), се поттикнуваат да реагираат на пазарните ценовни показатели на организираниите пазари на електрична енергија. Дополнително, од голема важност е овие производители да имаат балансна одговорност, како и останатите учесници на пазарот на електрична енергија. Во тој случај, тие се стимулирани да се придржуваат кон предвиденото производство, така што ќе учествуваат на краткорочните пазари, наместо да плаќаат трошоци за балансирање.

Досега, десет ЗЧ од ЕУ веќе ја вовеле ПП како МП на ППЕЕ. Сепак, треба да се има предвид дека постојат значителни разлики меѓу различните ПП, особено од аспект на изборот на премијата (фиксна, променлива, максимална, или минимална), која во голема мерка влијае врз ризикот на производителите на електрична енергија од ОИЕ.

Фиксната ПП подразбира дека кон пазарната цена на електричната енергија се додава фиксна премија. Од една страна, ова резултира со висока сигурност на поддршката затоа што таа е однапред позната за целото времетраење на нејзината примена (договорите за овој вид поддршка важат околу 15 до 20 години). Од друга страна пак, ППЕЕ се соочуваат со релативно висок ризик затоа што нивниот вкупен приход директно зависи од промената на цената на електричната енергија во дадениот период. Ако цената на долг рок е пониска од очекуваното, тогаш поддршката би била пониска од прифатливото ниво. Заради овие недостатоци фиксната премија не е вообичаен избор за ПП.

Променливата ПП се формира како разлика од извршната цена²¹ и референтната пазарна цена, изразени како EUR/MWh. Извршната цена се формира преку административни или конкуренти постапки (опишани погоре во текстот). Кога референтната пазарна цена (постигната цена од пазарно пребивање (ЦПП)²², во даден трговски интервал, на референтната БЕЕ) е повисока од извршната цена, ПП ќе биде негативна и во ваков случај, ППЕЕ би требало да ја платат разликата (случај со примена на ПП во ОК) или пак ПП би добила вредност нула (случај со примена во Германија). Негативната ПП го намалува нивото на поддршка кога се применува на технологии за кои извршната цена е блиска до референтната пазарна

²¹ Извршна цена е македонски превод на англискиот термин *strike price*, кој јавува во терминологијата поврзана со билатералните финансиски договори (на пример, опции и ДЗР) и означува фиксно договорена цена за одредено количество електрична енергија, кое во иднина се очекува да биде физички истргувано на организираниот пазар, а која цена, во зависност од постигнатата ЦПП (референтна цена) на денот на тргувањето, може да биде поволна за една страна во договорот. Во случајот на ДЗР, или двострана опција, извршната цена секако ќе биде искористена (наплатена) од една страна во договорот:

- ако договорената извршна цена е повисока од референтната цена, купувачот му ја плаќа на продавачот разликата помеѓу овие две цени помножена со договореното количество на стока,
- ако договорената цена е пониска од референтната цена, продавачот му ја плаќа на купувачот разликата помеѓу овие две цени помножена со количеството.

²² Цена од пазарно пребивање (ЦПП) е македонски превод на англискиот термин *market clearing price (MCP)* и се однесува на пазарната цена постигната на одредена аукција на организираниот пазар, односно ПДО.

цена или ако пазарната цена ненадејно се зголеми. За овој концепт, од голема важност е изборот на референтна пазарна цена, која може да биде поврзана со релевантна цена на ББЕ, како и временската рамка за нејзино определување (часовна, месечна, годишна). Исто така, важно е дали таа ќе се определува однапред (*ex ante*), според предвидените пазарни цени или потоа (*ex post*), со определување на просечна цена од ББЕ. Со примена на променлива ПП, приходот на ППЕЕ на долг рок е гарантиран, но тешко е да се предвиди надоместокот кој тие ќе го добијат (односно, надоместокот кој ќе го платат потрошувачите), затоа што зависи од референтната пазарна цена. Во земјите каде МП за производителите на електрична енергија од ОИЕ е ПП, најчесто се применува, токму, променливата ПП.

Воведувањето на ограничувања – минимална и максимална премија, претставува начин да се надминат недостатоците, односно да се потенцираат придобивките од фиксните и променливите ПП. Во случајот на фиксна ПП, ограничувањата овозможуваат распределување на ризикот од многу високи или многу ниски цени помеѓу производителите и во крајна линија, потрошувачите. Ова значи дека фиксна ПП би се користела кога цената на електричната енергија се наоѓа меѓу минималната и максималната премија, а вон овој опсег, би се користела променлива премија. Во случајот на променлива ПП, ако цената е повисока од очекуваната, се појавува ризик од превисока поддршка, заради што се воведува максимална премија. Дополнително, може да се воведи и минимална премија, која вообичаено е еднаква на извршната цена, со што се избегнува негативна премија. Определувањето на максималната и минималната премија на долг рок не е едноставно, особено ако се определува преку конкурента постапка, поради големиот број променливи кои би требало да се земат предвид.

Предизвици при примената на ПП

Иако ПП им овозможува на производителите на електрична енергија од ОИЕ да учествуваат во пазарот на електрична енергија, а при тоа да бидат заштитени од долгорочните ризици кои произлегуваат од можната промена на цената на електричната енергија, при креирањето на МП мораат да се земат предвид и дополнителните трошоци за интеграција во пазарот на електрична енергија. Друг предизвик е постигнувањето на висок степен на интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија со воведување на ПП, а без претходно да се користи некој друг МП.

1. Дополнителни трошоци за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија

Примената на ПП како МП на ОИЕ воведува нови трошоци и ризик за ППЕЕ при нивна интеграција во пазарот на електрична енергија, како на пример:

- трансакциски трошоци (на пример, трошоци за регистрирање на ББЕ, трошоци за вработени за продажба),
- трошоци за балансирање (електричната енергија се тргува според однапред дадени понуди, а се испорачува во реално време; оние кои отстапуваат од предвиденото се во дебаланс и потребно е да купуваат или продаваат балансна енергија),
- трошоци за прогноза за производството - овие трошоци се од голема важност, особено за производителите на електрична енергија од ОИЕ кои имаат интермитентна природа, во кој случај е потребна и метеоролошка

прогноза за да се прогнозира достапноста на изворот; во голем број на случаи прогнозите се доволно точни само кога се прават блиску до реално време (неколку часа пред испораката).

За нови производители, овие трошоци можат да бидат земени предвид во референтната цена при определување на поддршката и да бидат одредени преку административна или конкурентна постапка, при што:

- во конкурентна постапка, компензацијата на овие трошоци се врши со нивно вклучување во вкупната сума за која се бара поддршка од страна на производителите, како учесници во постапката,
- во административна постапка, се проценува од страна на владини тела, што може да претставува предизвик, особено при недостаток на искуство во примена на ваков МП.

2. Непропорционално ниво на ризик кај малите и поголемите производители на електрична енергија од ОИЕ

Кај малите производители на електрична енергија од ОИЕ, дополнителните трошоци за интеграција можат да ги надминат предностите од примената на ПП како МП на ОИЕ. Оттука ослободувањето на малите производители од обврската да ја продаваат електричната енергија на пазарот е соодветен пристап²³, што е во согласност и со УДП [5]. Имено, со УДП се предвидува исклучување од обврската за директно тргување на пазарот на електрична енергија и ослободување од балансна одговорност за малите производители.

3. Можност за менување на МП, премин од ПТ кон ПП

Во најдобар случај, со цел да се обезбеди сигурност на инвеститорите, новите (променетите) МП важат само за нови производители на електрична енергија од ОИЕ. Но, исто така, при воведување на ПП како МП за ОИЕ, треба да се предвиди можност за веќе постоечките ППЕЕ кои користат ПТ, да можат доброволно да преминат на ПП. ПТ може на многу едноставен начин да се трансформира во променлива ПП, при што референтната вредност за поддршка ќе биде блиску до ПТ. Ова може да предизвика само мало зголемување на ризикот кај производителите (во зависност од одредената референтната цена за поддршка) и некои дополнителни трошоци заради директното учество во пазарот на електрична енергија. Овие фактори можат да бидат компензирани со тоа што референтната вредност за ПП ќе биде поставена на малку повисоко ниво отколку онаа која претходно била одредена за ПТ, иако соодветната вредност не е едноставно да се одреди.

Од наведеното во ова потпоглавје може да се заклучи дека кај ПП како МП за ОИЕ, производителите учествуваат во пазарот на електрична енергија заштитени од ризикот од промена на цената на долг рок. CEER препорачува дека ПП, со соодветно избран период за одредување на референтна цена (без максимална и минимална премија), е препорачан пристап за интеграција на производството од ОИЕ на пазарот на електрична енергија. Преземањето балансна одговорност од страна на производителите од ОИЕ е клучен фактор за постигнување на нивна интеграција во пазарот на електрична енергија.

²³ Важи за инсталирана моќност помала од 0.5 MW за сите технологии на ОИЕ, освен за ВЕЦ чија граница е 3MW

3.2.3 Заклучоци за интеграцијата на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија

ПП и системот за тргување со ЗС можат да придонесат за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија, за разлика од ПТ која има многу ограничен потенцијал за интеграција. Производителите се целосно поттикнати да го оптимизираат производството на краток рок со цел максимизирање на нивниот приход, што е особено погодно за флексибилните технологии (централи на биомаса, ХЕЦ со акумулации). Сепак, поттикот за прилагодување на производството според пазарните ценовни показатели останува изобличен до одредено ниво бидејќи на производителите на електрична енергија од ОИЕ им се доделуваат дополнителни средства во форма на премија или цена за ЗС.

Нивото на ризик за производителите и потрошувачите зависи од самите МП. Фиксната премија и квота системот на најдобар начин придонесуваат за интеграцијата на ОИЕ на пазарот на електрична енергија, но истовремено се и најризични МП (за инвеститорите и за потрошувачите, кои посредно ја обезбедуваат поддршката). Примена на променливата ПП ги намалува ризиците со кои се соочуваат инвеститорите. Ризикот може да се промени со прилагодување на должината на периодот во кој референтната цена е фиксирана. Колку е тој период подолг (на пример, една година) толку е помал ризикот и поголем ефектот на интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

СЕЕР ја истакнува ПП како МП која се користи во ЗЧ на ЕУ и претставува соодветна рамка за трасирање на патот за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија. Со примена на ПП производителите на електрична енергија од ОИЕ се изложени на пазарните ценовни показатели на краток рок, но заштитени од ризиците на подолг рок. Во секој случај, ПТ треба да остане МП на мали производни единици на ОИЕ.

Целосна интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија може да се постигне кога производителите на електрична енергија од ОИЕ ќе бидат на исто техничко/трошковно ниво со производителите од конвенционални извори на енергија. Тоа би значело, тие да имаат еднаков пристап до пазарот на електрична енергија, да преземаат балансна одговорност и да не подлежат на поддршка во форма на субвенции. Понатаму, пазарните принципи треба да бидат недискриминаторни, да ги рефлектираат МЦ на производителите, кога е потребно и да не поттикнуваат однесување на учесниците на пазарот кое го изобличува пазарот. Оттука, може да се заклучи дека целосната интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија е долгорочна цел, на чие остварување веќе се работи.

Дополнително, може да се заклучи дека системот за тргување со ЗС или квота системот, под одредени услови, е ефективен пазарно ориентиран МП, каде што целите за искористување на ОИЕ се определуваат со административни постапки, оставајќи на системот за тргување со ЗС да ја постави премијата која се доделува дополнително, покрај пазарната цена на електричната енергија.

3.2.4 Клучни препораки во Европската унија

Како што е веќе напоменато и погоре во текстот, УДП [5] ги поставуваат принципите на кои се темели доделувањето на јавна поддршка на електроенергетскиот сектор со интервенирање од страна на државата (што не значи секогаш државна помош). Од аспект на интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија, можат да се издвојат следните клучни препораки [5]:

- оперативна поддршка се доделува дополнително, како премија на пазарната цена на електричната енергија, на производителите на електрична енергија од ОИЕ, кои ја продаваат електричната енергија директно на пазарот,
- корисниците на оваа поддршка се балансно одговорни, како и останатите учесници на пазарот, освен во услови кога не постои ликвиден ДП,
- се применуваат мерки со кои производителите на електрична енергија од ОИЕ не произведуваат со негативни цени.

Како алтернатива на ПП (или ПТ за електрични централи со мала инсталирана моќност), поддршката може да се обезбеди и преку други пазарни механизми, како што се ЗС (квота системите). Во тие случаи, земјите треба да докажат дека:

- поддршката за дадена технологија за производство на електрична енергија од ОИЕ е од суштинско значење за нејзината примена,
- се избегнува давање поддршка која е повисока од потребната за било која технологија и во тек на целото време на примена на МП,
- не ги спречува производителите на електрична енергија од ОИЕ да станат уште поконкурентни.

Од 2017 година, ЗЧ на ЕУ го определуваат нивото на поддршка за производителите на електрична енергија од ОИЕ преку конкурентни постапки. Треба да се води сметка постапките да бидат спроведувани како технолошки неутрални, освен во случаите кога поради одредени фактори (ограничувања од електроенергетската мрежа, потреба од воведување повеќе различни технологии), постапките се спроведуваат за конкретни технологии.

Административните постапки за определување на нивото на поддршка можат да се применуваат во случаите кога:

- се очекува дека конкурентните постапки нема да го дадат саканиот ефект, поради недостаток од конкуренција,
- вкупната инсталирана моќност е помала од 6 MW за ВЕЦ, односно помала од 1 MW за останатите електрични централи на ОИЕ.

Во отсуство на конкурентни постапки, нивото на поддршка треба да се определи имајќи ги предвид следните услови:

- поддршката за единица произведена електрична енергија не е повисока од разликата помеѓу вкупните нормализирани трошоци за производство за дадена технологија и пазарната цена на електричната енергија,

- нормализираните трошоци за производство може да ја вклучат стапката на поврат на капитал, додека помошта доделена при инвестирање се одзема од вкупната инвестиција,
- трошоците за производство се ревидираат најмалку еднаш годишно.

Поддршката се доделува се до целосна амортизација на електричната централа.

3.3 Поставени цели за електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија во Европската унија

Централните елементи од Директивата на ЕУ за ОИЕ [3] и обврзувачките национални цели на ЗЧ на ЕУ за електрична енергија произведена од ОИЕ до 2020 година се тековните цели на ЕУ во оваа област. Како што е наведено во Извештајот на ЕК следење на напредокот во искористување на ОИЕ, правната рамка на ЕУ за промоција на ОИЕ е „клучниот двигател на глобалните инвестиции наменети за развој на технологиите на ОИЕ, како и за воспоставување на политиката за поддршка на ОИЕ и вон границите на ЕУ“ [11]. Перспективата за остварување на енергетската политика во ЕУ - „20-20-20 до 2020 година“, што означува 20% учество на ОИЕ во потрошувачката на енергија, 20% намалување на емисиите на стакленички гасови и 20% намалување на потрошувачката на енергија до 2020 година, сеопфатно е на добар пат.

Предлогот за изменување и дополнување на Директивата 2009/28/ЕС, во рамките на ЕУ, поставува севкупна цел од 27% учество на енергијата произведена од ОИЕ во *брuto финалната потрошувачка на енергија*²⁴ до 2030 година. Сите ЗЧ на ЕУ заеднички треба да придонесат за постигнување на оваа цел. Иако се предложени национални обврзувачки цели, секоја од ЗЧ на ЕУ поединечно треба да ги дефинира своите придонеси за постигнување на предвидената цел и да ја информира ЕК, како дел од нивните национални планови за енергетика и климатски промени [3]²⁵. Девет, од 28, ЗЧ веќе дефинирале обврзувачки национални цели за ОИЕ по 2020 година и тоа најголем дел од нив се предвидени да се остварат до 2025 - 2030 година, додека Германија и Холандија имаат долгорочни цели предвидени до 2050 година.

3.4 Применети механизми за поддршка за искористување на обновливите извори на енергија во Европската унија

За разгледуваниот период од 2014 до 2015 година, во ЗЧ на ЕУ воглавно се применуваат четири видови на МП на ОИЕ и тоа: ПТ, ПП, ЗС и капитални грантови (КГ)²⁶. За анализата се искористени податоци од студија подготвена од CEER која се однесува на периодот 2014 - 2015 година за ЗЧ на ЕУ и пошироко, земјите од

²⁴ Терминот бруто финална потрошувачка на енергија е македонски превод на англискиот термин *gross final consumption of energy*, и истиот се користи во стручната литература на македонски јазик. Овој термин ги означува енергијата и енергетските производи кои се испорачани за енергетски цели во индустријата, транспортот, домаќинствата, услужниот сектор вклучувајќи ги и јавните услуги, земјоделството, шумарството и рибарството, и ја вклучува потрошувачката на електрична и топлинска енергија во енергетскиот сектор за производство на електрична и топлинска енергија, како и загубите во преносот и дистрибуцијата на електрична и топлинска енергија.

²⁵ Деталите се изложени во член 3 од овој документ

²⁶ Терминот *капитални грантови* се употребува како превод на англискиот термин *investment grants*.

Европската економска зона [12]. Дополнително, предвид се земени и податоците од Извештаите за следење на напредокот во искористување на ОИЕ од ЕК, кои се објавуваат на секои две години, а последниот е објавен во 2017 година [13].

Табелата 3.1 дава приказ на механизмите за поддршка на различните видови на технологии на ОИЕ, применети поединечно од страна на секоја од членките на СЕЕР.

Табела 3.1 Приказ на националните МП за ОИЕ за 2014 и 2016 година [12]

Членки на СЕЕР	МП	ТЕХНОЛОГИИ НА ОИЕ							
		Сончева енергија - ФЕЦ	Сончева енергија - КСЕ	Ветерна енергија (копно)	Ветерна енергија (вон копно)	Био-енергија	Хидро-енергија	Гео-термална енергија	Друго
Австрија	ПТ	✓			✓	✓	✓	✓	
	КГ	✓							
Белгија	ЗС	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Бугарија	ПТ	✓							
Хрватска	ПТ	✓			✓	✓	✓		
Кипар	ПТ	✓			✓	✓			
Република Чешка	ПТ	✓			✓	✓	✓		
	ПП	✓			✓	✓	✓		
Данска	ПТ	✓		✓	✓				
Естонија	ПТ	✓			✓	✓	✓		
Финска	КГ	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	ПП				✓	✓			
Франција	ПП	✓			✓	✓	✓		✓
	Друго	✓			✓	✓			
Германија	ПТ	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	ПП	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Грција	ПТ	✓			✓	✓	✓		
Унгарија	ПТ	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Ирска	ПТ				✓	✓	✓		✓
Италија	ПТ	✓			✓	✓	✓		
	ЗС	✓			✓	✓	✓	✓	
	ПП	✓			✓	✓	✓	✓	
Латвија	ПТ				✓	✓	✓		
Литванија	ПТ	✓			✓	✓	✓		
Луксембург	ПТ	✓			✓	✓	✓		
	КГ	✓			✓	✓	✓		
Малта	ПТ	✓							
	КГ	✓							
Холандија	ПП	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Норвешка	ЗС				✓		✓		
Полска	ЗС	✓			✓	✓	✓	✓	✓
Португалија	ПТ	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Романија	ЗС	✓			✓	✓	✓		
Словенија	ПТ	✓			✓	✓	✓		
Шпанија	Друго *****	✓	✓		✓	✓	✓		
Шведска	ЗС	✓		✓	✓	✓	✓		
	КГ	✓							
ОК	ПТ	✓			✓	✓	✓		
	ЗС	✓		✓	✓	✓	✓		✓
	ПП	✓	✓		✓	✓	✓		

Во разгледуваниот период најраспространет МП за ОИЕ во ЕУ [12] (21 од 28 ЗЧ), сеуште е ПТ. Речиси половина од земјите (13 од 28) целосно се потпираат само на ПТ како МП (Бугарија, Хрватска, Кипар, Данска, Естонија, Франција²⁷, Грција, Унгарија, Ирска, Латвија, Литванија, Португалија, Словенија). Системот за тргување со ЗС е имплементиран во седум земји, иако во Италија, Полска и ОК тој постепено се исклучува од употреба. КГ, како МП на ОИЕ, се употребуваат во Австрија (за

²⁷ За одредени технологии на ОИЕ воведен е тендерски системи на наддавање. Како и да е, утврдениот МП за разгледуваниот период во пракса е ПТ.

хидроенергија и сончева енергија), Финска (за сите видови ОИЕ), Луксембург (за сите видови ОИЕ), Малта (за сончева енергија) и во Шведска (за сончева енергија). ПП не е вообичаено применуван МП и во различен облик се применува само во шест членки на CEER (Чешка Република, Финска, Германија, Италија, Холандија и ОК) [12].

Во некои од земјите се комбинираат два или повеќе МП. На пример, ПТ се комбинира со КГ (Австрија, Малта), со ПП (Чешка Република, Германија, Италија, ОК) или ЗС (ОК, Италија). Постоењето на различни МП во паралела е чест пристап, особено за да се обезбеди поголема сигурност за инвеститорите (без ретроактивни промени). Во вакви ситуации, за нови инсталирани постројки на ОИЕ се воведуваат нови МП, додека за старите продолжуваат да се користат претходно воведените МП. Дополнително, ПТ најчесто се применува за централи со мали инсталирани моќности (на пример, централи на ОИЕ < 30 kW во Хрватска, < 100 kW во Германија или < 500 kW во Италија). Сепак, ПП станува задолжителен МП на ОИЕ за нови и поголеми инсталирани капацитети на ОИЕ [12].

Од аспект на технологии за искористување на ОИЕ за производство на електрична енергија, се покажува дека најширока поддршка има за ФЕЦ, ВЕЦ на копно, ХЕЦ и ТЕЦ на биогаз. Поддршката за производство на електрична енергија од ВЕЦ вон копно (9 од 28), геотермална енергија (9 од 28) и концентрирана соларна енергија (4 од 28), коишто воедно се и помалку застапени, е помала [12].

3.5 Финансирање на механизми за поддршка на обновливите извори на енергија во Европската унија

За финансирање на МП на ОИЕ, во принцип, постојат два главни пристапи, едниот од нив е преку воведување на општи даноци, а другиот се темели врз кориснички надоместоци коишто се плаќаат преку сметката за електрична енергија од страна на некои или на сите потрошувачи. Најголем број од земјите своите МП ги финансираат преку вакви кориснички надоместоци (20 од 28). Франција планира да го стабилизира нивото на даноци за електрична енергија и дополнително да ги надомести зголемените трошоци за поддршка на ОИЕ преку воведување на даноци за енергија произведена од фосилни горива.

Во оние држави каде што МП се финансираат преку плаќање на кориснички надоместоци, постојат голем број на механизми за нивно утврдување: во Австрија, Белгија, Хрватска и Шпанија, корисничките надоместоци се воведени од страна на Владата, во Чешката Република, Грција, Ирска, Италија и Луксембург, тие се одредуваат од страна на NRA, а во Данска, од ОЕПС, којшто е во сопственост на Владата. И во Естонија и Германија, исто така, тие се одредени од страна на ОЕПС, но според однапред направени студии и надзор од страна на NRA. Дополнително, во ниту една од погоре наведените земји, не е направена промена во механизмот за одредување на корисничкиот надоместок.

Често постојат исклучоци, делумни или целосни, од опишаниот начин на финансирање на МП за електрична енергија произведена од ОИЕ и тоа во поглед на изворот на финансирање, кој може да го зголеми корисничкиот надоместок на потрошувачите. Повеќето од земјите применуваат еден или повеќе исклучоци во поглед на општиот начин на финансирање на МП за ОИЕ. На пример, исклучок се прави кај големите индустриски капацитети, како начин за зачувување на меѓународната конкурентност (8 од 28), или кај одделни системи за производство

на електрична енергија од ОИЕ, или од конвенционални извори наменети за сопствена потрошувачка (6 од 28). Во случаите кога трошоците за МП се финансирани преку државниот буџет (на пример, во Малта, Финска и делумно Латвија), не постојат исклучоци во поглед на различни категории на потрошувачи на електрична енергија. Во табела 3.2 е даден приказ на начините на финансирање на МП за енергија произведена од ОИЕ.

Табела 3.2 Начини на финансирање на МП за енергија произведена од ОИЕ [12]

Членки на СЕЕР	Без промени од 2014 год.	Општи даноци за сите потрошувачи	Кориснички надомест платен од страна на некои или сите потрошувачи	Друго	
Австрија	X		X		
Белгија	X		X		
Бугарија	X		X		
Хрватска	X		X	X	Два извори на финансирање: 1. кориснички надоместок за сите потрошувачи, исплатен преку сметка за ЕЕ и 2. од снабдувачи со ЕЕ кои што се обврзани да купуваат ЕЕ од производители на ОИЕ преку механизмот на ПТ пропорционално на нивното учество на пазарот и преку регулирана цена за електричната енергија (моментално околу 55EUR/MWh).
Кипар	X		X		Сите потрошувачи плаќаат кориснички надоместок за енергијата произведена од ОИЕ за секој потрошен kWh во сметката за електрична енергија.
Чешка Република	X		X	X	Два извори на финансирање: 1. кориснички надомест за сите потрошувачи на електрична енергија исплатен преку сметката за електрична енергија, 2. инвестициски субвенции од страна на државниот буџет.
Данска	X		X		
Естонија	X		X		
Финска	X		X	X	Финсирани преку државниот буџет.
Франција				X	Владата има намера да го стабилизира нивото на даноци за електричната енергија и да ги надомести зголемените трошоци за поддршка на ОИЕ преку воведување на даноци за електрична енергија произведена од фосилни горива.

Членки на СЕЕР	Без промени од 2014 год.	Општи даноци за сите потрошувачи	Кориснички надомест платен од страна на некои или сите потрошувачи	Друго
Германија	X		X	Сите потрошувачи плаќаат кориснички надоместок за енергијата произведена од ОИЕ за секој потрошен kWh, со сметката за ЕЕ; постојат некои исклучоци за големите индустриски капацитети и за задоволување на сопствената потрошувачка.
Грција	X		X	X Трошоците за МП на ОИЕ се покриени преку: а) продажба на електрична енергија произведена од ОИЕ на снабдувачите на ДП, б) приходите од дебаланси од снабдувачите, в) посебен надоместок за потрошувачка на јаглен изразен во €/MWh, г) дел од приходот од аукции за издавање на дозволи за CO ₂ , д) надоместок за ОИЕ кој го плаќаат потрошувачите; од август 2016 година, снабдувачите плаќаат и дополнителен надоместок.
Унгарија	X			
Ирска	X		X	
Италија	X		X	
Латвија	X	X		
Литванија	X		X	МП на ОИЕ се финансирани од страна на потрошувачите кои плаќаат кориснички надоместок преку сметката за електрична енергија
Луксембург	X	X	X	МП, во принцип, се финансирани преку корисничките надоместоци што ги плаќаат потрошувачите; дополнително, Владата од државниот буџет издвојува значителен дел од средствата за поддршка.
Малта	X	X		МП се финансирани од сите граѓани кои плаќаат даноци.
Холандија	X		X	
Норвешка	X	X		
Полска			X	
Португалија	X			X МП се финансирани од страна на потрошувачите преку плаќање на кориснички надоместоци вклучени

Членки на CEER	Без промени од 2014 год.	Општи даноци за сите потрошувачи	Кориснички надомест платен од страна на некои или сите потрошувачи	Друго
				во сметката за електрична енергија, кои ги пресметува NRA на Португалија (ERSE Tariff Code).
Романија	X		X	
Словенија			X	МП се финансирани од страна на сите потрошувачи на електрична енергија; дополнително, сите производители на електрична енергија од необновливи извори на енергија, плаќаат надоместоци преку кои ги финансираат МП на ОИЕ. NRA ја дефинира големината на паричниот надоместок врз основа на вкупните потребни средства за МП.
Шпанија	X		X	
Шведска	X		X	
ОК			X	X МП се финансирани преку дополнителни кориснички надоместоци кои се наложени во сметките за електрична енергија што ги плаќаат потрошувачите; државната компанија LССС, во име на потрошувачите, е одговорна за водење на финансиите за поддршка на ОИЕ преку спроведување на ДзР.

3.6 Ниво на интеграција на обновливите извори на енергија во пазарот на електрична енергија на Европската унија

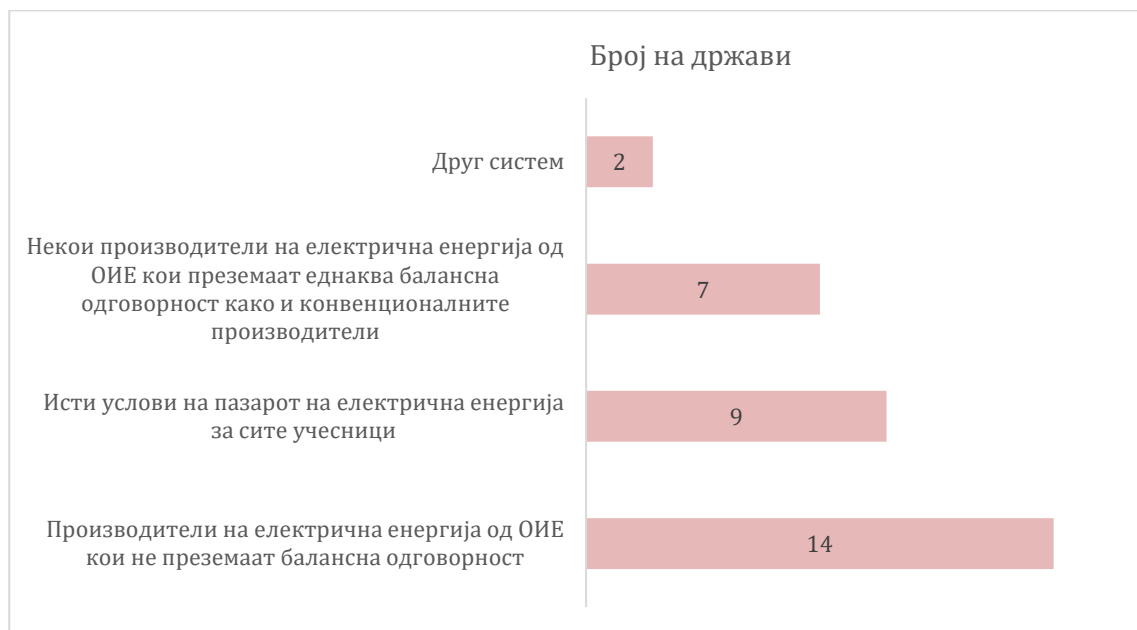
Најголеми промени и прилагодувања на националните МП во последните две години се поврзани со процесот на интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија, во согласност со објавените УДП [5]. Голем број од земјите, како МП на ОИЕ, веќе ги имаат воведено ПП и системот за тргување со ЗС или планираат да ги воведат. Како што е прикажано во табела 3.3 во продолжение [12], ППЕЕ кај поголемиот број од членките на CEER не преземаат балансна одговорност. Ова е всушност поврзано со фактот дека како МП за ОИЕ, во поголемиот број земји, преовладува ПТ. Заради тоа, најчесто постои друга институција која презема балансна одговорност. Оваа институција може да биде ОЕПС (на пример, во Германија, Грција, Малта), снабдувач со електрична енергија во краен случај (на пример, во Португалија), трговец на електрична енергија (на пример, во Латвија) или специјализирана институција за оперативно управување со производството на електрична енергија од ОИЕ, како што е ООИЕ (на пример, во Австрија). Дел од овие земји воведуваат мерки преку кои ќе се осигураат дека институцијата која презема

балансна одговорност има поттик да ја извршува функцијата на најефикасен можен начин (на пример, во Австрија, Франција, Германија, Ирска, Малта и Полска).

ППЕЕ, во третина од ЗЧ (9 од 28), преземаат балансна одговорност на ист начин како и секој производител на електрична енергија од конвенционални извори на енергија. Ова може да биде објаснето со природата на применетите МП на ОИЕ, а како пример за ова може да послужат земјите каде што е воведен системот за тргување со ЗС (на пример, во Шведска, Норвешка, Романија и Полска), во кои ППЕЕ имаат еднакви обврски со производителите од конвенционални извори на енергија во поглед на пазарот на електрична енергија. Истото важи и за земјите во кои како МП на ОИЕ се користат ПП (на пример, во Финска, Холандија). Сепак, во најголем број од земјите кои ја имаат воведено ПП, воведена е и минимална инсталирана моќност на електричната централа за која може да се примени ПП. Овој праг важи и за балансната одговорност, односно постои минимална инсталирана моќност над која електричните централи стануваат балансно одговорни. Минималниот праг во Хрватска и ОК е над 30 kW, а во Германија над 100 kW. Во Италија се прави разлика помеѓу електрични централи кои користат ОИЕ и можат или не можат да управуваат со производството, што зависи од видот на ОИЕ. На ист начин како и конвенционалните, балансно одговорни се производителите кои можат да го управуваат, а со тоа и подобро да го планираат производството.

Досегашниот развој во поглед на интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија е во согласност со барањата поставени во УДП. Имено, од ЗЧ се бара да воведат стандардна балансна одговорност за производителите на електрична енергија од ОИЕ со инсталирана моќност над 500 kW. Се покажува дека во поголем број земји, кои како МП на ОИЕ ја применуваат ПП, поставуваат пониско минимално ниво на потребна инсталирана моќност отколку барањето во УДП. Последново е показател дека балансно одговорни можат да бидат и производителите на ОИЕ со инсталирана моќност помала од 500 kW.

Табела 3.3 Балансна одговорност за производителите на ОИЕ [12]



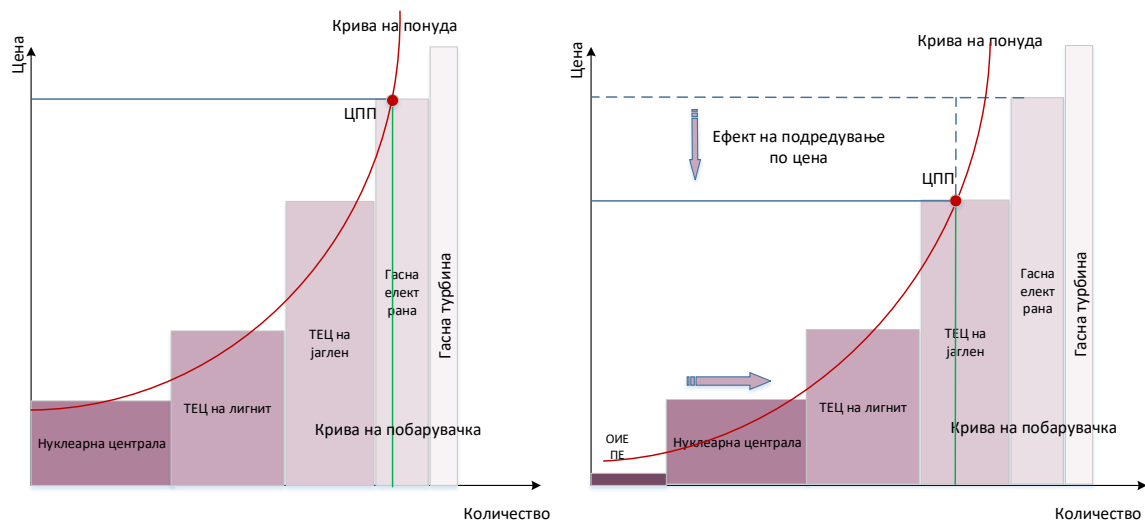
3.7 Влијание на обновливите извори на енергија врз референтната часовна цена од пазарите ден-однапред

Примената на МП за поддршка на ОИЕ придонесе за продор на технологиите за производство на електрична енергија од ОИЕ, што всушност беше и примарната цел на овие механизми. Сепак, зголемувањето на бројот на производни единици кои користат ОИЕ и севкупната инсталирана моќност доведе до низа предизвици за управувањето на ЕЕС, а исто така, има влијание и врз пазарот на електрична енергија.

Од технички аспект, зголеменото учество на ОИЕ во производството на електрична енергија бара поголема флексибилност на ЕЕС, односно соодветни помошни услуги, а исто така и рационално искористување на резервите, добро прогнозирање и зголемување на можностите за складирање на електрична енергија. Освен тоа, се јавува и зголемување на трошоците за надградба на преносниот и дистрибутивниот систем, кои можат да бидат значителни, особено при високо ниво на учество на производство од ОИЕ. Анализите направени за преносниот систем на Македонија [14] покажуваат дека очекуваните вкупни трошоци за интеграција, според плановите до 2040 година, ќе се зголемат за речиси осум пати, во однос на очекуваните трошоци за 2020. Во овие трошоци сепак, најниско учество имаат трошоците за надградба на мрежата, а потоа следат трошоците за набавка на системски услуги (P/f регулација) и за финансирање на ПТ.

Не помалку значајно е и влијанието врз цената на електричната енергија. Високото учество на ОИЕ, во општ случај, придонесува за изобличување на пазарот, кое се должи на интермитентната природа на поголемиот дел од ОИЕ, грешките и тешкотиите во прогнозата и нерамномерната географска распространетост на изворите, што во крајна линија се рефлектира како појава на ниски, па и негативни цени на електричната енергија во одделни периоди.

Влијанието врз цената на електричната енергија всушност може да се забележи во услови кога производството на електрична енергија од ОИЕ се вклучува во пазарот. Ова влијание е резултат на ефектот на подредување по растечки редослед на цените на поканите на ПДО (ефект на подредување по цена²⁸). Имено, ЦПП за даден час се формира со пресекот на подредените агрегирани криви на понуда и побарувачка, кои ги искажуваат поканите²⁹ и понудите³⁰ на учесниците на пазарот. Така, производителите поднесуваат покани за дадени количини електрична енергија, според своите МЦ. Кога станува збор за производители на електрична енергија од ОИЕ, треба да се има предвид дека нивните фиксни трошоци се високи и тие најчесто не можат да ги повратат овие трошоци преку ЦПП, па оттука се јавува и потребата од МП за ОИЕ. На пример, ПТ, како механизам кој во суштина не е пазарн, овозможува производителите од ОИЕ да ги повратат нивните трошоци преку овие тарифи. Така, во услови кога постојат организирани пазари на електрична енергија, овие производители можат да станат учесници на пазарот, при што нивното производство се нуди со многу мали МЦ (блиску до нула) и добива приоритет во диспечирањето. На овој начин се врши раздвојување меѓу ЦПП и производството од ОИЕ кое учествува на пазарот, а во суштина е поддржано од МП. Како резултат, точката на пазарен еквилибриум (ЦПП) е пониска отколку во услови кога нема учество на производство од ОИЕ. Поради ова, производителите на електрична енергија од ОИЕ ги истиснуваат од кривата на понуди производните единици со повисоки МЦ. Практично, кривата на понуди се поместува во десно, како што е тоа покажано на сл. 3.1, па ЦПП е пониска.



Слика 3.1 Приказ на ефектот на подредување по цена [15]

Според истражувања прикажани во [15], овој ефект практично се покажува во поголем број земји, каде на подолг рок се разгледувани влијанијата на ОИЕ врз цената на електричната енергија. Имено, за Германија, се покажало дека во 2006 година, поради учеството на производството од ОИЕ, просечната пазарна цена се намалила за 7.83 EUR/MWh, а во 2009 година, ова намалување изнесувало

²⁸ Изразот *ефект на подредување по цена* е македонски превод на англискиот израз *merit order effect*.

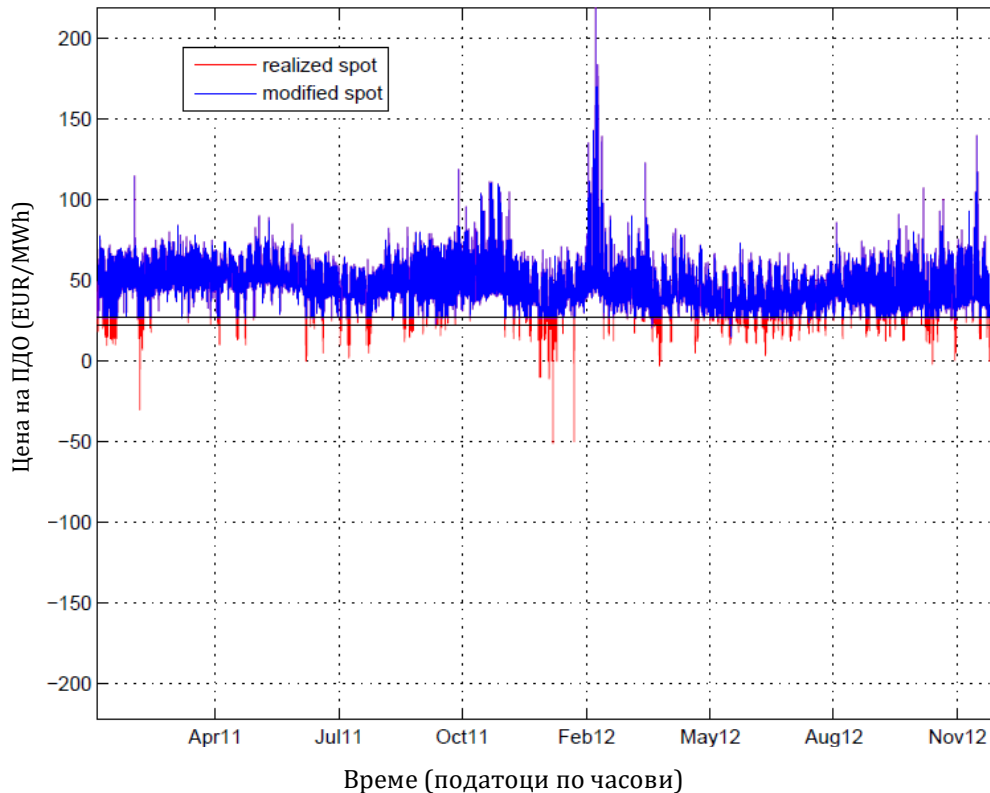
²⁹ *Покана* е македонски правод на терминот *bid*, кој во англиската литература се користи за да означи конкретно учество, со одредена количина и цена, на било кој продавач на берза.

³⁰ *Понуда* е македонски правод на терминот *offer*, кој во англиската литература се користи за да означи конкретно учество, со одредена количина и цена, на било кој купувач на берза.

10 EUR/MWh. За 2014 година, вклучувањето дополнително производство од ОИЕ од 1 GWh, предизвикувало намалување на дневната цена на организираниот пазар за околу 1 EUR/MWh. Во Данска, во 2008 година, при лоши услови за ветер (< 400 MW), цената на организиран пазар достигнувала 80 EUR/MWh, а при добри услови за ветер (> 1500 MW) цената се намалувала и достигнувала и до 34 EUR/MWh. Во Шпанија, во 2005 година, поради ветерната енергија, цената на големо просечно се намалувала за 7.08 EUR/MWh, во 2006 година за 4.75 EUR/MWh и во првата половина на 2007 година, за 12.44 EUR/MWh.

Квантитативната анализа на податоци преземени од EPEX³¹, која овозможува организирано тргување на ПДО и ДП, дава дополнителни податоци во врска со овој проблем. Анализата во [16] покажува дека ефектот на подредување по цена треба да се разгледува заедно со уште неколку показатели, односно количините тргувани на БЕЕ во однос на вкупната потрошувачка, учеството на електричната енергија од ОИЕ во количините кои се тргуваат на БЕЕ, еластичноста и наклонот на кривата на побарувачка. Дополнително, важно е да се води сметка за флексибилноста на системот, односно неговата способност брзо да одговори на промените во производството кои произлегуваат од интермитентната природа на ОИЕ, како и да се направи корелација меѓу временските прилики и остварената ЦПП на организираниот пазар [17]. Примерот на Германија, разгледуван во [16] за периодот 2011 - 2013 година, го потврдува ефектот на подредување по цена, односно покажува намалување на цените на ПДО и релативно висока флукуација на овие цени. Причината за тоа лежи во релативно високото учество на производството од ОИЕ од околу 50% во вкупните количини кои се тргувани на ПДО, иако производството од ОИЕ учествувало со помалку од една петтина во вкупната потрошувачка на Германија за дадениот период. Важно е да се напомене дека во тој период во Германија се применува ПТ како МП за ОИЕ, при што производството од ОИЕ е вклучено во ПДО, па дури и со покани со негативни цени, со цел да се осигура пласирањето на производството од ОИЕ. Се претпоставува дека проблемот може да се надмине со зголемување на количините кои се тргуваат на БЕЕ, за да се опфати што е можно поголем дел од вкупната потрошувачка. Еден од начините е интегрирањето на физичките билатерални договори во рамките на организираниот пазар. Во оваа анализа [16], се симулирани часовните цени на ПДО во услови кога производителите на електрична енергија од ОИЕ би доставувале покани со МЦ во опсег од 0 до 25 EUR/MWh и тие се споредени со реализираните часовни цени со вклучено производството од ФЕЦ и ВЕЦ на EPEX, а резултатите за највисоките се прикажани на слика 3.2. Се забележува дека во таков случај не се јавува проблемот на негативни цени и во одредена мерка, се ограничуваат флукуациите на ПДО.

³¹ European Power Exchange (EPEX) е БЕЕ која делува во Централна и Западна Европа и ги вклучува пазарите на Германија, Франција, ОК, Холандија, Белгија, Австрија, Швајцарија и Луксембург. Во текстот се среќава и терминот Европска БЕЕ, со значење EPEX.



Слика 3.2 Реални и симулирани часовни цени на ПДО, со претпоставени МЦ од 25 EUR/MWh за производството од ОИЕ [16]

Слична анализа е направена и за Холандија, при што е разгледуван периодот од 2006 до 2011 година [17], а се однесува на анализа на цената на електричната енергија на организираниот пазар при интеграција на производството на електрична енергија од ветер. Во овој случај, влијанието на ветерната енергија во Германија е поголемо отколку на ветерната енергија во Холандија. Тоа е така затоа што вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ во Холандија е значително помала отколку во Германија. Зголемување на ветерната енергија за 1% во Германија, предизвикува намалување на цената во Холандија за 0.03%. Треба да се земе предвид дека двата системи се интерконектирани, а преносниот капацитет меѓу двете држави изнесува околу 3 GW, што е околу 15% од врвното оптоварување во Холандија. Во случајот на Холандија специфично е и тоа што влијанието на ефектот на подредување по цена е релативно мало, односно, иако се забележува поместување на кривата на понуди во десно, поместувањето е мало, па и влијанието врз цената е мало.

Се покажува дека ефектот на подредување по цена, како и, воопшто, флукуациите во цените на ПДО поради зголеменото учество на производството од ОИЕ, се ограничуваат со спојување на одделните пазари, како што е и примерот со ЕРЕХ. Тоа е така заради зголемувањето на тргуваните количини на организираниот пазар, поради што ценовните пикови во Германија и Франција се намалени во однос на 2009 година³². Покрај тоа, на организираните пазари веќе се нудат можности за флексибилно тргување во период од 15 минути, па дури и 5 минути пред реалното време, со цел максимално да се исползуваат прогнозите за

³² http://www.epexspot.com/en/renewables/day_ahead_market_coupling

производство и да се овозможи поголема флексибилност која би ја искористиле учесниците на пазарот, а особено производителите на електрична енергија од ОИЕ.

Во овој контекст, интересно е да се разгледа и влијанието на негативните цени, за кои насоките од УДП јасно укажуваат дека треба да се избегнуваат. Анализата на часовите со негативна цена на ЕРЕХ во периодот од декември 2012 до декември 2013 година покажува на неколку значајни аспекти [18]. Теоретски, овие случаи се јавуваат во периоди на релативно високо учество на производството од ОИЕ и ниски оптоварувања (најчесто неработни денови). Во разгледуваните часови, учеството на производството од ОИЕ било најмногу 65% од вкупното понудено производство. Исто така, се покажало дека нуклеарните центри своето производство го намалувале за 35%, ТЕЦ на лигнит за 50% до 60%, а когенеративните постројки речиси и не го менувале производството во часовите со негативни цени. Всушност, конвенционалните електрични центри со вкупна инсталирана моќност околу 20 - 25 GW постојано произведувале и инјектирале енергија во системот, па дури и во овие часови. Причината е во трошоците за стартување/исклучување на овие електрични центри, регулативата за обезбедување системски услуги и начинот на организирање на аукциите на ЕРЕХ. Очекувано е дека вакви ситуации ќе се јавуваат и во иднина, но за да се надминат ќе биде потребно да се зголеми флексибилноста на системот, и тоа не само со оптимизирање на режимите на работа на електричните центри, туку и преку управување со оптоварувањето и системите за складирање на електрична енергија.

4 МОДЕЛИ ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА ИЗБРАНИ ЗЕМЈИ ЧЛЕНКИ ОД ЕВРОПСКАТА УНИЈА

Во рамките на ова поглавје е прикажан преглед на примената на моделите за интеграција на ОИЕ во пазарите на електрична енергија за неколку ЗЧ од ЕУ. Целта е да се покаже како различните МП се применуваат во одредени ЗЧ и кои се искуствата и заклучоците од нивната примена.

4.1 Франција

Уште во 2000 година, односно пред прифаќањето на УДП, во Франција е поставена правна рамка за поддршка на електрични централи кои користат ОИЕ преку ПТ и конкурентни постапки [10]. Всушност, Владата распишува тендер во случаите кога вкупната инсталирана моќност на електрични централи на ОИЕ е помала од националните цели.

Во јули 2015 година е донесен закон со кој се предвидува воведување на премии за електричните централи на ОИЕ со инсталирана моќност над 1 MW, кои исто така се доделуваат според конкурентни постапки. Всушност, во Франција сега се применуваат ПТ и ПП, но конкурентните постапки, исто така, имаат многу важна улога во оваа земја.

Примена на ПТ

Во Франција, одговорноста да го спроведува системот за поддршка на производството од ОИЕ ја има државната компанија со лиценца за снабдување во краен случај³³, која има обврска да ја купува електричната енергија од ППЕЕ. Од 2016 година наваму, дел од купената електрична енергија се продава на организираниот пазар на електрична енергија, а дел се продава со склучување на долгорочни договори. Дополнително, некои од ПТ за производство на електрична енергија од ХЕЦ вклучуваат разлика во тарифата во зависност од дневното и сезонското оптоварување, при што предвид се земаат и моментите на врвно оптоварување.

Конкурентни постапки на наддавање (аукции и тендери)

Преку воведување конкуренција (спроведување на конкурентна постапка) за цената за откуп на електричната енергија произведена од ОИЕ, конкурентната постапка има за цел да ги намали трошоците за поддршка на ОИЕ, кои во суштина се покриваат преку надоместоци кои ги плаќаат потрошувачите. Во овој случај, примената на конкурентните постапки овозможува одредена контрола над процесот на примена на ПТ. Имено, со конкурентната постапка се определува вкупната инсталирана моќност за дадена технологија за производство на електрична енергија од ОИЕ која треба да се постигне, односно во случајов, да се поддржи. Ова е важно затоа што со ПТ не секогаш може добро да се предвиди потребната поддршка за дадена технологија (на пример, побрзо намалување на производните трошоци, отколку што е предвидено со ПТ).

³³ EDF

Основен концепт

Тендерите во Франција се засновани на принципот „плати-колку-што-си-понудил“ и тоа на аукции за даден проект, кои се применуваат за определена технологија. Принципот „плати-колку-што-си-понудил“ подразбира дека секој успешен понудувач (со прифатена понуда) добива поддршка колку што побарал, за разлика од принципот на униформно формирање цена, според кој сите успешни понудувачи добиваат воедначена поддршка која е еднаква на последната (највисока) прифатена понуда. Спецификациите на тендерот дефинираат множество критериуми за избор на понудувачот. Со успешните учесници на постапката се склучува договор за откуп на електрична енергија³⁴ според цената која тие ја предложиле во својата понуда. Доколку понудувачот не ги исполни своите обврски, како на пример, крајниот рок за реализација на проектот, следува плаќање на пенали.

Постапката ја спроведува француското NRA³⁵, кое ја врши и оценката на доставените понуди, по што Владата ги објавува успешните понудувачи.

Искуства од примената

Досега се спроведени 14 повици за јавни тендери, воглавно за ТЕЦ на биомаса, ФЕЦ и ВЕЦ вон копно [10]. Причината за спроведување на конкурентните постапки е различна за различните технологии. Така, кај средните и големи ФЕЦ примената на ПТ се покажала неефикасна, па затоа се спроведуваат тендери. Кај ВЕЦ вон копно и ТЕЦ на биомаса, конкурентните постапки се спроведуваат за да се земат предвид локалните аспекти за искористување на овие извори.

Првиот обид за спроведување конкурентна постапка за големи ФЕЦ е направен во 2009 година, чија цел била да се промовира регионално урамнотежен развој на ФЕЦ во Франција. Токму затоа, со тендерската постапка се предвидува доделување на поддршка за по еден проект во секој административен регион од државата. Во истиот период, се применува и ПТ за големи ФЕЦ, која веќе давала резултати од аспект на поврат на средствата и добивање профит за производителите. На овој тендер понудувачите побарале 20% повисока цена за електричната енергија произведена од големи ФЕЦ во однос на важечката ПТ за големи ФЕЦ. Поради ова, тендерот е поништен и ниеден проект не е поддржан. Всушност, ова е добар пример за тоа дека коегзистенција на два МП за иста технологија е неисплатлива [10].

Поради зголемување на вкупната инсталирана моќност на средните и големи ФЕЦ во Европа, доаѓа до намалување на трошоците на производство поврзани со оваа технологија. ПТ се покажуваат како неефикасен МП за овие технологии затоа што не можат лесно да се прилагодат на брзата промена на трошоците за производство и не можат да придонесат во контрола на вкупната инсталирана моќност на овие ФЕЦ. Затоа, во Франција, конкурентите постапки стануваат неопходни при доделувањето на ПТ за оваа технологија.

Искуството од примената на конкурентните постапки за средни и големи ФЕЦ во Франција покажува намалување на просечната цена за поддршка, која за

³⁴ Терминот *договор за откуп на електрична енергија* е превод на англискиот израз *Power purchase agreement (PPA)*, кој се однесува на договор склучен помеѓу независен производител на електрична енергија и купувач (најчесто електроенергетска компанија) за откуп на произведена електрична енергија.

³⁵ CRE - Commission de régulation de l'énergie

средни ФЕЦ на почетокот на 2011 година изнесувала 229 EUR/MWh, а на крајот на 2013 година, изнесувала 153 EUR/MWh. Сличен тренд се забележува и за големи ФЕЦ (инсталирана моќност над 250 kWp) [10].

Конкурентните постапки за ВЕЦ вон копно, пак, се покажале помалку ефикасни. Целта на спроведување на овие постапки е постигнување на вкупна инсталирана моќност од 6 GW до 2020 година. За таа цел се дефинирани зони за изградба на ВЕЦ вон копно. Постапките спроведени во 2011 и 2013 година довеле до просечни цени од 220 EUR/MWh и 200 EUR/MWh соодветно, што се релативно високи, а се должат на неколку фактори: кусо време за поднесување на понудата, поради што се намалува и конкуренцијата, сложена постапка за евалуација врз база на повеќе критериуми и релативно строга рамка за понудувачите од аспект на изведба на самите ВЕЦ, што ги зголемува ризиците за понудувачите, а со тоа и висината на нивната понуда [10].

Заклучоци од примената

- **Исплатливост** – Кога има доволно конкуренција, повиците за тендери можат да бидат ефикасен начин за одредување на поддршка на ОИЕ. Потврда за ова е случајот на Франција, каде неколку години наназад се објавуваат повици за тендери за средни и големи ФЕЦ. Како резултат на конкурентните постапки, нивото на поддршка на новите постројки кои користат ОИЕ е значително намалено;
- **Коегзистенција на повеќе МП** – Примена на повеќе различни МП истовремено - на пример, ПТ и ПП за ист вид на ОИЕ, е многу неефикасен и неисплатлив начин на поддршка бидејќи им дозволува на производителите на електрична енергија од ОИЕ да го изберат најпрофитабилниот МП, а тоа ги зголемува трошоците за поддршка;
- **Креирање на тендерски критериуми** – Тендерските критериуми, како на пример, критериумот за селекција, времето потребно за постапката или за доставување на понудите можат да имаат значително влијание врз конкурентноста и ефикасноста на тендерот и заради тоа тие мораат да бидат соодветно прилагодени.

4.2 Шведска и Норвешка

Од 1 јануари 2012 година, Норвешка и Шведска имаат заеднички систем за тргување со ЗС, базиран врз шведскиот систем којшто постои од 2003 година [10]. Всушност, со заедничкиот систем се заменети системот за поддршка во Норвешка, познат како Фонд за енергија и системот за тргување со ЗС во Шведска. Заедничкиот систем за тргување со ЗС е пример за т.н. механизам за соработка во рамките на Директивата за ОИЕ на ЕУ [3]. Иако станува збор за заеднички систем, секоја од земјите има национална регулатива за спроведување на системот. Заедничка цел на двете земји е да се обезбеди производство на електрична енергија од ОИЕ од 26.4 TWh до крајот на 2020 година, при што секоја од двете земји ќе финансира по половина од предвиденото производство, без оглед во која од двете земји ќе се реализираат инвестициите. Ова е поисплатлив начин за постигнување на целта за зголемување на учеството на ОИЕ во производството на

електрична енергија, затоа што ќе се инвестира онаму каде што постојат најдобри природни ресурси, односно каде условите за инвестирање се најповолни.

Основен концепт

Се применува технолошки неутрален пристап, односно секоја нова електрична централа изградена по 2012 година, која користи ОИЕ за производство на електрична енергија, добива по еден ЗС за произведен MWh електрична енергија.

Квотата (целта) се определува како удел на електричната енергија која треба да се поддржи во финалната потрошувачка. Дополнително, квотата се ревидира периодично за да се постигне заедничката цел од 26.4 TWh до крајот на 2020 година. Квотите се дефинираат во регулативата со која се уредува оваа проблематика и постапно се зголемуваат до 2020 година, што резултира со зголемување на побарувачката на ЗС. Квотите се дефинираат во секоја од земјите и за Норвешка се менуваат од 2012 до 2035 година, а за Шведска се воспоставени во 2003 година и се менуваат до 2035 година. Целта на дефинирањето на квотите по години е да се поттикне развојот на ОИЕ во согласност со националните цели. Приказ на определените квоти е даден на слика 4.1. [10].



Слика 4.1 Приказ на квотите за Шведска и Норвешка [19]

Производителите се пријавуваат за ЗС до одговорните институции во своите земји, односно Директоратот за вода и енергија на Норвешка и Агенцијата за енергетика на Шведска, а единствено по одобрување на пријавите имаат право да се вклучат во системот на ЗС. Се разбира, електричната централа треба да е изградена и приклучена на мрежа. ЗС се издаваат секој петнаесетти во месецот, врз основа на измерената произведена количина на електрична енергија од ОИЕ. Новите електрични центри или постоечките електрични центри кои го зголемиле производството можат да добиваат ЗС во рок од 15 години, заклучно со 2035 година, кога овој систем би требало да престане да функционира.

Тргувањето се врши на пазар за ЗС, каде цената се формира врз основа на понудата и побарувачката на ЗС. Може да се тргува со ЗС од двете земји, а тргувањето се остварува преку билатерални договори меѓу производителите и учесниците на пазарот со квота обврска, или преку брокери. Главно се тргува

според два вида на договори – договори со непосредно утврдена цена³⁶ и договори однапред³⁷. За двата вида на договори, цената се определува на денот на договорот, со таа разлика што кај договорите однапред, преносот и плаќањето се вршат за даден иден датум определен со договорот, а кај договорите од непосреден пазар, плаќањето се врши во рок од 5 дена, а преносот на ЗС во рок од 10 дена, од постигнувањето на договорот.

Учесниците на пазарот со квота обврска треба да купат одреден број ЗС кој соодветствува со електричната енергија определена во сметката за ЗС. Секој учесник на пазарот со квота обврска има своја сметка, со број на ЗС кои му се потребни за да ја оствари својата квота обврска. На први април секоја година се поништуваат стекнатите ЗС, односно од тој датум не можат да бидат (повторно) искористени за тргување. Ова се прави за да се создаде континуирана побарувачка од ЗС, односно секоја година учесниците со квота обврска имаат потреба од нови ЗС.

Снабдувачите со електрична енергија ги пренесуваат трошоците за ЗС на своите потрошувачи, преку сметките за електрична енергија.

Заклучоци од примената

Потребно е време за да се воспостави заеднички систем за тргување со ЗС. Како и останатите МП, и овој механизам е изложен на политички и регулаторни ризици, без оглед на тоа што станува збор за пазарно базиран МП. Секоја промена треба да биде одобрена од властите во двете земји, што ги ограничува овие ризици.

Теоретски, цената на ЗС е во негативна корелација со цената на електричната енергија, што значи дека пониска цена на електрична енергија би требало да резултира со повисока цена на ЗС. Во пракса, оваа корелација не се потврдува на заедничкиот пазар на ЗС, а меѓу причините се вбројува и тоа што интересот на пазарот на ЗС е насочен кон обезбедување на ЗС на краток рок, заради исполнување на квота

обврската, но не и на долгорочниот дефицит кој се очекува кон 2020 година.

Од аспект на потрошувачите, овој систем не предизвикува зголемени трошоци. Поради поврзаноста на двата ЕЕС на Шведска и Норвешка и заедничкиот пазар на електрична енергија, цените на мало зависат во голема мерка од цените на пазарот на големо. Досега, намалувањето на цената на електричната енергија за потрошувачите е поголемо отколку зголемувањето на трошоците за финансирање на ЗС.

³⁶ Договор со непосредно утврдена цена е македонски превод на англискиот термин *spot price contract* и е поврзан со терминот *непосреден пазар*, или англиски, *spot market*. Пртоа, цената вообичаено е формирана во непосреден пазар, организиран или билатерален, помеѓу двете страни на договорот. Наједноставен пример за непосреден пазар се „зелените пазари“ во нашето поднебје, каде договорот за цена и количина се постигнува директно помеѓу двете страни, се плаќа и стоката се презема веднаш („на лице-место“).

³⁷ Договор однапред е македонски превод на англискиот термин *forward contract*, а се однесува на билатерален физички договор за физичка испорака на одредена количина од предметната стока (во случајов, број на ЗС, но на пазарот на електрична енергија, ваков договор може да се однесува и на количина на електрична енергија) и тоа на одреден однапред утврден датум. Вакви договори можат да склучуваат само оние учесници на пазарот кои се директни производители или корисници (конзументи, потрошувачи, англ. – *final customers*) на односната стока.

Од аспект на технологии, овој МП е развиен така што поддржува зрели технологии. Дополнително, од искуствата во спроведување на овој МП може да се истакне следното [10]:

- технолошки неутралните МП можат да бидат ефикасни при воведување на нови производни единици на ОИЕ, затоа што инвеститорите имаат увид за инвестициските трошоци на останатите инвеститори (нивни конкуренти),
- во рамки на системот за тргување со ЗС, производителот на електрична енергија од ОИЕ, својот приход може да го осигура на подолг рок преку пазарни механизми; овој систем е креиран на таков начин што одлуката за осигурување на приходот е оставена на производителот; сепак, банките и другите институции од тој вид ја потенцираат потребата од вложување на напори за зголемување на ликвидноста во иднина,
- двете земји утврдиле временска рамка со која воведувањето промени треба да се ограничи на точно определен период, за да се намалат регулаторните ризици за производителите.

Насоки за во иднина

Заедничкиот систем на Норвешка и Шведска, од 2012 година до третата четвртина на 2015 година, придонесе за производство од 12.9 TWh од нови производни единици на ОИЕ. Ова е во согласност со поставената траекторија за постигнување на производство на електрична енергија од ОИЕ од 26.4 TWh до 2020 година. Како што беше наведено, намерата на владите е да се следи и анализира напредокот во остварувањето на поставената цел и да се прави ревизија на одреден временски период, па така, по втората ревизија, двете Влади ја разгледуваат можноста за проширување на системот за тргување со ЗС.

4.3 Обединето Кралство

Зголемувањето на искористувањето на ОИЕ спаѓа меѓу важните цели во ОК, што се согледува и преку следното – до 2020 година, 20% од произведената енергија треба да биде од ОИЕ и 30% од произведената електричната енергија да биде од ОИЕ [10].

Во ОК, од 1990 година до 2002 година, како МП за ОИЕ се користела обврската за производство на електрична енергија од нефосилни горива³⁸ чија главна цел била обезбедување на одредена количина на електрична енергија произведена од нефосилни горива вклучувајќи го тука производството од ОИЕ. Во 2002 година, Владата на ОК го заменува овој начин на поддршка на ОИЕ со друг МП, познат како обврска за производство на електрична енергија од ОИЕ³⁹ (О-ОИЕ), кој во суштина претставува систем за трговија со ЗС. Транзицијата помеѓу МП се остварува со цел да се зголеми учеството на електрична енергија произведена од ОИЕ, во споредба со нивото кое било постигнато со обврската за нефосилни горива.

Во 2010 година започнува процесот на реформи на пазарот на електрична енергија, кој резултира со донесување на нов закон во 2013 година. Според овој

³⁸ Обврска за производство на електрична енергија од нефосилни горива е македонски превод на англискиот израз *Non-Fossil Fuel Obligation*.

³⁹ Обврска за електрична енергија од ОИЕ (О-ОИЕ) е македонски превод на терминот *Renewables Obligation (RO)*, кој се употребува во стручната литература на англиски јазик.

закон, се воведува МП кој е познат како ДзР и кој во суштина претставува МП заснован на ПП.

Обврска за електрична енергија од ОИЕ – пример за тргување со ЗС

Овој МП е воведен со цел да се поддржи производството од големите постројки за искористување на ОИЕ за производство на електрична енергија. Иако појавата на нови предизвици во енергетскиот сектор на ОК ја наметнува потребата од воведување нов МП, овој систем на ефективен начин ја исполни целта за зголемување на производството на електрична енергија од ОИЕ. Тоа може да се согледа од фактот што во 2002 година во ОК инсталираната моќност на постројките за искористување на ОИЕ изнесува приближно 3 GW, додека во 2015 година оваа бројка изнесува 26 GW [10].

Основен концепт

Сертификат од О-ОИЕ е ЗС кој се доделува на акредитиран (сертифициран) производител на електрична енергија од ОИЕ. Производителите можат да тргуваат со овие ЗС со други учесници во пазарот на електрична енергија. Овие ЗС пред сè се употребуваат за снабдувачите да докажат дека ја исполниле обврската, односно да го докажат потребниот процент на учество на електрична енергија од ОИЕ. Ако во моментот на порамнување тие не го прикажат потребниот број на ЗС од О-ОИЕ, обврзани се да платат одредена сума за откуп на преостанатите ЗС. Дел од овие средства се наменети за покривање на административните трошоци за одржување на системот за тргување со овие ЗС, а останатиот дел повторно се распределува до снабдувачите со електрична енергија пропорционално со бројот на ЗС коишто тие ги собрале.

Заклучоци од примената

О-ОИЕ ја исполни целта за зголемување на учеството на ОИЕ во производството на електрична енергија. И покрај големиот успех во поглед на зголемувањето на инсталираниот капацитет на ОИЕ, овој МП престана да биде компатибилен со намерата на Владата на ОК за поддршка на „чистите“ технологии, со ниско учество на јаглен, на најефикасен можен начин, којшто истовремено ќе обезбеди и максимална сигурност на инвеститорите.

Некомпатибилноста на овој МП со новите цели на Владата е резултат на повеќе фактори [10]:

- **Исплатливост:** Од 2009 година за секоја технологија на ОИЕ постои посебен број на сертификати/MWh (пред 2009 година, за сите технологии важел ист број на сертификати/MWh). Како резултат на ова е создадена поголема конкуренција, но истовремено е ограничен поттикот за намалување на трошоците кај поскапите технологии, а со тоа и можноста тие да се натпреваруваат со други технологии за искористување на ОИЕ.
- **Инвестициски ризик:** При примена на О-ОИЕ, приходот на производителите зависи од цената по која тие можат да ја продадат електричната енергија и од цената на ЗС. Како резултат на непостојаноста на пазарот на електрична енергија, како и на системот за тргување со ЗС (во смисла дека цената на електричната енергија и цената на ЗС е променлива) следува дека и идните приходи на производителите се променливи и

несигурни. Ризикот за производителите од пад на очекуваниот иден приход се јавува поради можен пад на цените на електричната енергија и ЗС од О-ОИЕ. Ризикот и степенот на несигурност за цените во иднина ги зголемува трошоците за заеми на инвеститорите, средства кои на крајот се пренесуваат на потрошувачите.

- **Сигурност во снабдувањето:** Стабилна инвестициска средина со мали ризици е клучен фактор за развој и зголемување на инсталираната моќност од ОИЕ и за обезбедување на адекватна сигурност во снабдувањето со електрична енергија. Намалената сигурност и променливост на приходот на производителите под овој МП може да има влијание врз сигурноста во снабдувањето со електрична енергија. Имено, како резултат на поригорозните барања во поглед на заштита на животната средина и зголемувањето на конкуренцијата кај „чистите“ технологии со ниско учество на јаглен (вклучително и технологии на ОИЕ), во ОК во периодот од 2015 до 2020 година се предвидува затворање на значителен број на центри од конвенционални извори на енергија⁴⁰. МП којшто гарантира повисоко ниво на сигурност на приходот би можел да создаде поволна клима за инвестирање во нови постројки кои искористуваат ОИЕ за производство на електрична енергија, со што се намалува ризикот за намалена сигурност во снабдувањето.
- **Финансирање:** Со овој МП, производителите не можат да добијат акредитација сè додека постројката не се пушти во употреба. Ова барање ја ограничува можноста за финансиска помош во раните фази на овие проекти.

Насоки за развој во иднина

Како резултат на менувањето на социјалните и политичките прилики во ОК, Владата ја согледува потребата од воведување нови МП на ОИЕ. Од 31 март 2017 година, О-ОИЕ престанува да важи за новите постројки за производство на електрична енергија од ОИЕ (за нови ВЕЦ на копно О-ОИЕ престана да важи на 31 март 2016 година). До овој датум О-ОИЕ постои паралелно со ДЗР. За сите проекти кои веќе влегле во системот О-ОИЕ, периодот за поддршка завршува најдоцна до 2037 година.

Пример за примена на ПП во ОК - ДЗР

ДЗР е еден од трите главни промени во енергетската политика на ОК, воведен со реформата на пазарот на електрична енергија во Законот за енергетика од 2013 година.

Целта на овој МП е да се надминат ограничувањата кои произлегуваат од примената на системот за тргување со ЗС, наречен О-ОИЕ, преку постигнување на следните цели:

- обезбедување на поголема сигурност на приходот за производителите на електрична енергија од ОИЕ,
- намалување на трошоците за позајмување за финансирање на проектите за искористување на ОИЕ,

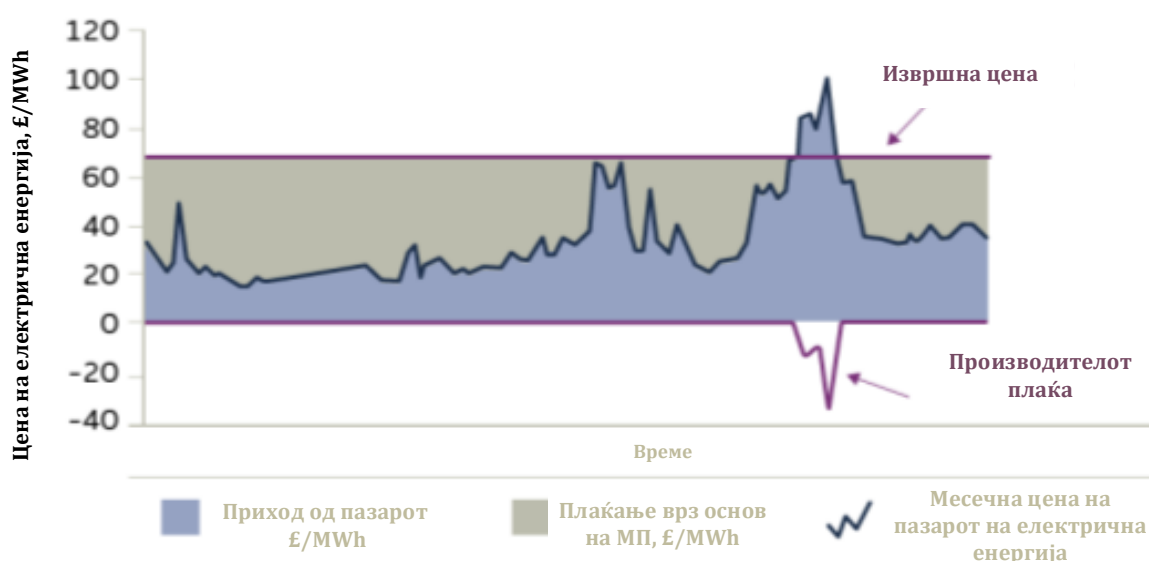
⁴⁰ Ова вклучува затворање (или планови за затворање) на центри на конвенционални извори на енергија со инсталирана моќност од 11.5 GW во периодот 2012-2015 година

- поттикнување на конкурентноста помеѓу исти и различни технологии за производство на електрична енергија од ОИЕ, со цел изградба на исплатливи производни единици и придонесување кон достапноста на „чистата енергија“ за потрошувачите.

Основен концепт

ДзР е всушност договор помеѓу производителот на електрична енергија од ОИЕ и компанија основана од страна на Владата на ОК⁴¹. Овој договор му гарантира на производителот дека ќе му биде исплатена одредена извршна цена за секоја единица произведена електрична енергија за времетраење на договорот (15 години). Производителите на аукциска постапка даваат понуда за извршната цена за определена инсталирана моќност (MW). Финансирањето на производителите на електрична енергија од ОИЕ е базирано на понудите коишто тие ги поднесуваат во аукциската постапка, при што најпрво се прифаќаат најниските понуди. По потпишувањето на ДзР, производителите имаат една година да приложат докази за остварена инвестиција во проектот, во спротивно договорот се раскинува и производителите се обврзани да ги вратат средствата кои им биле доделени за финансирање [10].

При спроведување на овој систем, подеднакво важно е формирањето на извршната цена, која се определува преку аукциска постапка и формирањето на референтната пазарна цена, која всушност претставува просечна пазарна цена на електричната енергија на пазарот на големо на ОК, за одреден период (ден, недела, месец). Основниот концепт на функционирање е прикажан на слика 4.2.



Слика 4.2 Приказ на концептот ДзР [10], [20]

Кога проектот ќе стане оперативен, производителите на електрична енергија од ОИЕ имаат два главни извори на приход:

- **Директен приход од продажбата на електрична енергија** - производителот добива директен приход од продажбата на електричната енергија на пазарот на електрична енергија;

⁴¹ Low Carbon Contracts Company

- **Компензација од ДзР** - Најчесто, извршната цена за произведената електрична енергија која им се доделува на производителите е повисока од пазарната цена на електричната енергија. Премијата, односно разликата меѓу извршната и пазарната цена им овозможува на производителите да ги повратат дополнителните трошоци кои се поврзани со примената на дадена технологија. Во случај кога извршната цена е повисока од просечната цена на електричната енергија на пазарот на големо во ОК, тогаш производителот е компензиран со разликата. Во обратен случај, производителот е тој што ја плаќа разликата.

За производителите на електрична енергија од ОИЕ кои добиваат поддршка преку ДзР важат правилата за балансна одговорност, како и за останатите учесници на пазарот во ОК.

Поради кусото време на примена на овој МП во ОК (до крајот на 2015 година, ниту една производна единица која ги исполнила критериумите за овој механизам не е пуштена во погон), може да се изведат само индикативни заклучоци [10]:

- **Исплатлив начин на поддршка** - на првата аукциска постапка е покажано дека извршните цени понудени од страна на производителите на електрична енергија се просечно за 17% помали во споредба со извршните цени одредени преку административните постапки за сите технологии на ОИЕ. Ова укажува на фактот дека аукциите развиваат подобар пристап за поддршка на ОИЕ гледано од страна на потрошувачите на електрична енергија;
- **Транспарентност** - аукциската постапка за определување на извршната цена овозможува однапред јавно да бидат познати цените за поддршка ППЕЕ. На овој начин, всушност, се откриваат реалните трошоци за производство на електрична енергија од ОИЕ, што во голема мерка може да помогне при понатамошната примена на ДзР;
- **Конкуренција меѓу технологиите** - Како што е познато во поглед на развојот на технологиите за производство на електрична енергија од ОИЕ, постојат две категории на ОИЕ, односно развиени и помалку развиени/неразвиени технологии. Од развиените технологии за ОИЕ поддржани преку ДзР доминираат ВЕЦ на копно, а од помалку развиените – ВЕЦ вон копно. Аукциите обезбедуваат баланс меѓу потребата од исплатливи МП за производителите на електрична енергија од ОИЕ, но сепак се води сметка дека на помалку развиените технологии им е потребна дополнителна поддршка. Доминацијата на проектите за производство на електрична енергија од ветер покажува дека останатите технологии не се во можност да конкурираат за овој вид на поддршка. Со други зборови, ДзР ги поддржува најефикасните технологии од двете категории;
- **Казни за откажување** – Два проекти за ФЕЦ на аукција постигнале релативно ниска извршна цена од 50 £/MWh, што е индикација дека некои производители наместо да понудат цени врз база на реални трошоци, понудиле пониски цени за да бидат успешни на аукцијата. Поради ниската цена, двата проекти се откажани. Успешните учесници на аукција кои се откажале од ДзР не можат да учествуваат на идни аукции во период од еден месец. Во принцип, отсуството на финансиска казна за откажување од

одобрен проект може да ја ограничи ефикасноста на овој МП, особено ако се појават случаи на сомнително наддавање, кога не постои намера за исполнување на договорот.

Заклучоци од примената

Според искуството од примената во ОК, кое е релативно кусо, изведени се индикативни заклучоци, меѓу кои и тоа дека станува збор за исплатлив начин на поддршка, кој се темели на транспарентни постапки за определување на референтната цена, се овозможува највисоко ниво на поддршка на зрели и ефикасни технологии и предвидува воведување казни за неисполнување на условите од договорот.

4.4 Германија

Во Германија, сè до 2012 година, ПТ е единствениот МП за ОИЕ. Во оваа земја постојат четири ОЕПС и сите тие се одговорни за спроведување на системот на ПТ, односно се обврзани да ја продаваат електричната енергија произведена од ОИЕ на организираниот пазар на електрична енергија. Тие се балансно одговорни за вкупната произведена електрична енергија од ОИЕ. Ако прогнозите на ОЕПС отстапуваат од реалната состојба на производство во мали граници, тогаш им се доделуваат годишни бонуси со цел да се поттикнат да бидат балансно одговорни, односно да ги минимизираат трошоците за балансирање. ОЕПС на Германија, кои се, исто така, одговорни и за управување со средствата собрани од надоместоците за електрична енергија од ОИЕ, го одземаат приходот од продажбата на електрична енергија постигнат на организираниот пазар на електрична енергија од вкупните трошоци за поддршка на ОИЕ преку МП (ПТ и ПП) исплатени на локалните оператори на електродистрибутивните системи (ОДС), кои пак ги исплаќаат ППЕЕ. Со овој пристап, целата произведена електрична енергија од ОИЕ е интегрирана во пазарот на електрична енергија. ОЕПС не се во можност да управуваат со електричните центри кои користат ОИЕ и кои во мрежата се приклучени на различните напонски нивоа. Така, производителите на електрична енергија од ОИЕ не реагираат на пазарните ценовни показатели и сериозно ја ограничуваат интеграцијата на ОИЕ поддржани преку ПТ.

Пример за примена на ПП

Овој МП за ОИЕ во Германија е воведен, како опција, за прв пат во 2012 година, и тоа како алтернативен начин на поддршка за електричните центри на ОИЕ. Од август 2014 година, ПП станува задолжителен МП на сите нови производители на електрична енергија од ОИЕ со инсталирана моќност поголема од 500 kW. Од јануари 2016 година, новите производители на електрична енергија од ОИЕ со инсталирана моќност над 100 kW исто така се поддржани преку механизмот на ПП [10].

Според одлука на германската Влада, производството на електрична енергија од ОИЕ треба да изнесува 80% од вкупното производство до 2050 година. Во 2014 година, електричната енергија од ОИЕ изнесува 27.4% од вкупната потрошувачка на електрична енергија, што сведочи дека примената на ПТ во Германија се покажала како успешен МП за ОИЕ. Но, значителното зголемување на бројот на производители, како и вкупната инсталирана моќност на електричните центри кои користат ОИЕ го доведува во прашање успешното функционирање на

овој МП. До 2012 година, над 1.5 милион електрични централи (најголем дел мали ФЕЦ) произведуваат електрична енергија, која воопшто не е дел од пазарот и ценовните показатели. Оттука произлегува и потребата за промена на ПТ како МП за ОИЕ со друг, кој ќе овозможи интеграција на производството од ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

Основен концепт на функционирање

Според ПП, како МП на ОИЕ, ППЕЕ се обврзани да ја продаваат произведената електрична енергија директно на пазарот на електрична енергија или преку трговец и тоа е предуслов да можат да ја добијат премијата. Целите на примена на ПП се следниве:

- обезбедување на активна улога на производителите на електрична енергија од ОИЕ на пазарот на електрична енергија, земајќи го предвид ризикот од флукуација на пазарната цена на електричната енергија, како и потребата од преземање на балансна одговорност,
- зголемување на исплатливоста на производството на електрична енергија од ОИЕ (преку подобрени прогнози, подобрени пазарни стратегии и подобро одржување) и потенцијално намалување на поддршката за нови инсталации на ОИЕ.

При примена на овој МП, производителите имаат приход од два извора: 1) продажба на електричната енергија на ПДО или на ДП, при што големината на приходот е определена според продадената количина и пазарната цена; 2) премија, која се определува за секој производител одделно.

Премијата се определува месечно, според принципот *ex-post*, како разлика меѓу референтна вредност која е специфична за различни типови постројки, а се определува во согласност со Законот за ОИЕ од 2014 година и просечна месечна пазарна цена која исто така е специфична за дадена технологија. Пазарната цена се определува од четирите ОЕПС и се објавува на интернет платформа за таа намена. Основната формула за пресметка на премијата е [10]:

$$MP = RV_{\text{RES installation}} - MV_{\text{RES installation},i}$$

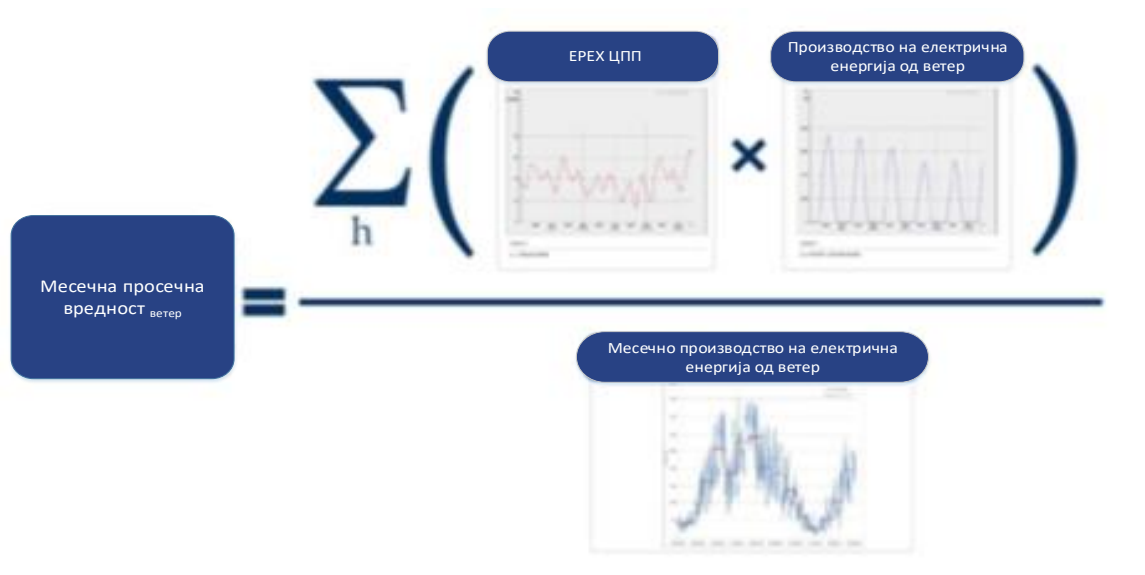
каде што со MP се означува премијата, со RV е означена референтната вредност за дадена технологија, MV е просечна месечна цена за дадена технологија, а i означува технологија (ФЕЦ, ВЕЦ, ХЕЦ, централа на биомаса или на геотермална енергија).

При примената ПП во оваа земја, се прави разлика меѓу две категории на технологии - интермитентни технологии, како ФЕЦ и ВЕЦ и останати технологии како што се ХЕЦ, централи на биомаса или на геотермална енергија. За втората категорија, просечната цена, изразена во €/kWh, се определува како просечна месечна пазарна цена од БЕЕ, што во конкретниов случај е ЕРЕХ. За првата категорија се применува поинаков пристап затоа што просечната месечна пазарна цена не ги рефлектира правилно приходите кои производителите на електрична енергија од овие технологии можат да ги добијат на организираниот пазар. На пример, вообичаено ВЕЦ произведуваат и навечер, кога цените на електричната енергија се ниски, па и овие производители би имале најниски просечни приходи од пазарот на електрична енергија. Заради тоа, просечната месечна цена за ФЕЦ и ВЕЦ се определува како статистички одмерена просечна вредност која зависи од

произведената енергија. Принципот за ВЕЦ е прикажан на слика 4.3, а сличен важи и за ФЕЦ.

Во случај месечната просечна вредност MV да биде е повисока од референтната вредност RV , производителите не ја плаќаат разликата, што е една од разликите во примената на ПП во Германија и ОК.

Вредноста на RV за различните технологии е зададена во Законот за ОИЕ од 2014. Може да се каже дека оваа вредност е практично резултат на административна постапка, но сепак е заснована на длабински анализи на пазарот на електрична енергија. Од 2015 година, референтните вредности за ФЕЦ инсталирани на земја се определуваат преку тендер, а од 2017 на овој начин треба да се определуваат референтните вредности и за други технологии.



Слика 4.3 Пресметка на просечна пазарна цена за ВЕЦ [10]

Многу важен аспект на примената на ПП е балансната одговорност на производителите на електрична енергија од ОИЕ. Имено, за нив важат истите правила за балансна одговорност како и за останатите учесници на пазарот. Во пракса, тоа значи дека производителите треба да ги извршуваат следните активности:

- прогноза на производството од ОИЕ,
- организирање на активностите за продажба на пазарот на електрична енергија,
- обезбедување дополнителен капацитет (за производство или за складирање на електричната енергија) заради непредвидливи промени на временските услови,
- подмирување на финансиските обврски за балансирање, кои произлегуваат поради разликите од прогнозираните и реално произведените вредности.

Овие обврски ги поттикнуваат производителите на електрична енергија од ОИЕ да ја подобрат прогнозата или да обезбедат адекватна услуга за прогноза од трета страна за да ги минимизираат трошоците за балансирање. Всушност, тие можат да користат услуги за прогноза, продажба и обезбедување дополнителен

капацитет од компании кои се специјализирани за продажба на електрична енергија од ОИЕ на пазарот.

За примената на ПП како МП во Германија, може да се даде следнава прелиминарна оценка [10]:

Заклучоци од примената

Искуствата од примената на ПП во Германија укажуваат на неколку клучни заклучоци, односно дека овој МП е широко прифатен од производителите, постои воедначена распределба на ризик за сите производители на електрична енергија, кај производителите се иницира примена на оптимизација на трошоците за производство, се создаваат услови за нови бизнис модели и нови пазарни производи, како и искуство за учество на производителите на електрична енергија од ОИЕ на пазарот на електрична енергија.

- **Широко прифатена од страна на ППЕЕ** - Помеѓу 2012 и 2014 година, вкупната инсталирана моќност на постројките кои добиваат поддршка преку ПП се зголемил за 54%, односно станале 52% од вкупната инсталирана моќност на производни единици на ОИЕ. Во најголем број од случаите, ПП како МП, доброволно, побарале производителите на електрична енергија од ветер и биомаса. Од оваа перспектива може да се заклучи дека ПП, која се доделува дополнително на цената од

продажбата на електрична енергија, е многу ефективен начин за поттик на производителите да станат активни учесници во пазарот на електрична енергија.

- **Еднакво ниво на ризик за производителите на електрична енергија од ОИЕ и производителите на електрична енергија од конвенционални извори** - Производителите на електрична енергија од ОИЕ преземаат еднаква балансна одговорност како и останатите учесници во пазарот на електрична енергија. Покрај ова, тие се соочени и со низа други ризици поврзани на пример со финансирањето, управувањето со централата (средства за одржување) како и нивната расположливост. Важно е да се потенцира дека поради ПП, тие се соочени само со ризикот од флукуација на пазарната цена во текот на месецот, додека се заштитени од други долгорочни ризици. Со ПП, пазарните ризици за ППЕЕ од ОИЕ се приближуваат до оние на конвенционалните производители.
- **Поттик за оптимизација на трошоците за производство од ОИЕ** - Додека како што беше споменато, ПП поттикнува „произведи и заборави“ однесување кај ППЕЕ, ПП воведува мал поттик за оптимизација на производството од ОИЕ во согласност со пазарните ценовни показатели. Тоа се постигнува со подобрени прогнози за производство на електрична енергија, подобро одржување на централите и подобрување на нивните технички карактеристики.
- **Појава на нови бизнис модели** - Во рамки на системот за ПП, производителите на електрична енергија од ОИЕ можат да ја продадат електричната енергија на трето лице. Тоа го поттикнува развојот на нови бизнис модели, како на пример за соединувањето на произведената електрична енергија од различни производители и технологии и нејзино пласирање на пазарот, или пак за спроведување на квалитативни прогнози.

Всушност, распределбата на одговорност која произлегува од интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија, доведува и до создавање на поефикасни пазарни стратегии и подобрување на квалитетот на прогнозите за производство на електрична енергија.

- **Појава на нови производи за тргување на организирани пазари на електрична енергија** - Европската БЕЕ воведува тргување со производи 15 минути пред испораката, кои многу поточно го рефлектираат специфичното производство од ОИЕ. Тргувањето на производи 15 минути пред испораката овозможува поголемо учество на производителите на електрична енергија од ОИЕ или на трето лице кое нив ги претставува на дневниот пазар на електрична енергија, земајќи ја предвид интермитентната природа на ОИЕ и потребата за добра прогноза за производството.
- **Ефективна транзиција во производители на електрична енергија од ОИЕ кои не добиваат поддршка** - ПП како МП за ОИЕ ги тера производителите да стекнат важни вештини со цел да учествуваат успешно во пазарот на електрична енергија. Овие искуства стекнати од примената на ПП се од голема важност за сите производители на електрична енергија од ОИЕ кои имаат намера да останат на пазарот на електрична енергија по завршувањето на периодот за поддршка.

Насоки за развој

Во план е да се разгледуваат нови опции за примената на ПП во случај на негативна цена на електричната енергија на пазарот на електрична енергија. Се очекува да се спроведе и длабинска проценка на ПП, како МП на ОИЕ, до декември 2018 година. Исто така, поради конкурентните постапки кои се применуваат за ФЕЦ, како и копнени и ВЕЦ вон копно, од 2017 година, референтната цена да се определува со конкурентна постапка [10].

4.5 Хрватска

Од 1 јануари 2016 година, во Хрватска е донесен Законот за ОИЕ и високоефикасни когенеративни постројки [21], со кој се хармонизира националната со европската регулатива. Со овој закон се воведува ПП како МП за сите нови ППЕЕ од ОИЕ. ПТ останува да се применува за мали електрични центри со инсталирана моќност помала од 30 kW, како и за веќе постоечките ППЕЕ.

Според Законот [21], за изградба на електрични центри на ОИЕ на државно земјиште се спроведува постапка на наддавање два пати во годината, на која учествуваат инвеститорите кои претходно искажале интерес за градба. Врз основа на однапред утврдени критериуми, се избира најповолен понудувач. Во рок од 5 години, понудувачот треба да ги обезбеди потребните документи за започнување на градба.

Квотите за поттикнување на производството на електрична енергија од ОИЕ претставуваат вкупна инсталирана моќност на електричните центри кои користат ОИЕ, а за кои можат да се склучуваат договори за ПП, односно ПТ при дадени услови. Овие квоти се определуваат за даден период – засега, тоа е периодот од 2016 до 2020 година и ги вклучуваат и важечките договори за откуп на електрична енергија според ПТ и когенерација.

Пример за примена на ПП

Договор за ПП се склучува со избраните понудувачи кои учествувале на тендер кој го распишува ОПЕЕ. Тендерот се распишува најмалку еднаш годишно, сè до исполнување на квотите за предвидениот период, а право на учество имаат носители на проекти за изградба на нови производни единици кои користаат ОИЕ. Изборот се врши врз основа на однапред познати критериуми, меѓу кои и максималната референтна вредност по вид на постројка (изразена во kn/kWh), а се избира од понудувачите кои понудиле референтни вредности пониски или еднакви на зададената максималната референтна вредност и најниски максимални референтни вредности. Всушност, висината на ПП за даден период се определува како: $TP_i = RV - TC_i$ каде TP_i е ПП за даден период, RV е референтната цена утврдена според тендерската постапка, а TC_i е референтна пазарна цена на електричната енергија за дадениот период. За пресметана негативна премија TP_i , премијата има вредност нула. Премијата се пресметува врз основа на нето испорачана електрична енергија. ООПЕ е одговорен за пресметување на максималните референтни цени.

Пример за примена на ПТ

ПТ се применува за мали електрични центри со инсталирана моќност помала од 30 kW. Слично како и за ПП, договор се склучува со избраните понудувачи кои учествувале на тендер кој го распишува ОПЕЕ со јавно прибирање понуди. Право на учество имаат носители на проекти за изградба на нови производни единици кои користат ОИЕ. Изборот се врши врз основа на однапред познати критериуми, меѓу кои и максималната гарантирана цена за откуп според класификација на постројките, а се избира од понудувачите кои понудиле цени пониски или еднакви на зададената максималната гарантирана цена за откуп на електрична енергија и најниски цени за електрична енергија. Максималната гарантирана цена ја определува ОПЕЕ и таа не се менува во времетраење на договорот, освен за предвидените годишни корекции.

5 РАЗВОЈ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ОД ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Во ова поглавје е направена проценка на инсталирана моќност и производство од нови производни капацитети на електрична енергија од ОИЕ, кои би користеле ПТ во следните пет години. Анализите се направени врз основа на неколку клучни стратешки документи за оваа област и релевантни студии.

5.1 Стратегија за искористување на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година

Со Стратегијата за искористувањето на ОИЕ во Република Македонија до 2020 година [22], донесена од страна на Владата на Република Македонија во 2010 година, е утврдено учеството на енергијата од ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија во Република Македонија да изнесува 21%. Сценаријата прикажани во Стратегијата [22] покажуваат дека Република Македонија може реално да оствари учество на ОИЕ од 21% во 2020 година со изградба на нови централи кои користат ОИЕ, како и со примена на засилени мерки за енергетска ефикасност. Со донесувањето на Одлуката на Владата на Република Македонија, со која се утврдени целите и годишната динамика на порастот на учеството на енергијата од ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија до 2020 година, е избрано сценариото С3 од Стратегијата. Предвиденото учество на енергијата од ОИЕ во потрошувачката на финална енергија е прикажано во табела 5.1.

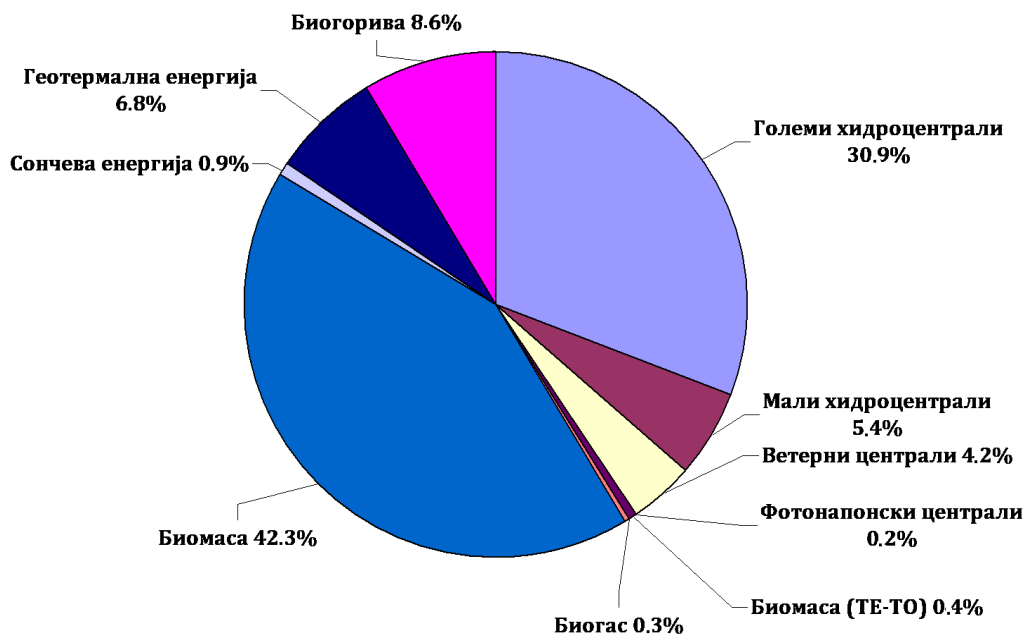
Табела 5.1 Учество на енергијата од ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија

GWh / година	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
Електрична енергија од ОИЕ	1,513	1,627	1,733	1,835	1,929	1,979	2,144	2,629	2,679	5,301
ХЕЦ	1,510	1,610	1,650	1,690	1,720	1,740	1,875	2,330	2,350	4,410
Големи ХЕЦ	1,390	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,565	2,000	2,000	3,700
Мали ХЕЦ	120	160	200	240	270	290	310	330	350	710
ВЕЦ	0	0	50	100	150	180	210	240	270	720
ФЕЦ	3	6	10	10	14	14	14	14	14	56
Биомаса (ТЕ-ТО)	0	6	13	20	25	25	25	25	25	70
Биогас	0	5	10	15	20	20	20	20	20	45
Топлина од ОИЕ	2,499	2,587	2,686	2,790	2,880	2,962	3,038	3,135	3,240	3,445
Биомаса	2,340	2,420	2,500	2,580	2,645	2,680	2,690	2,710	2,740	2,630
Сончева енергија	19	22	26	30	35	42	48	55	60	155
Геотермална енергија	140	145	160	180	200	240	300	370	440	660
Биогорива	153	186	251	312	380	428	480	512	560	1,900
Вкупно ОИЕ	4,165	4,400	4,670	4,937	5,189	5,369	5,662	6,276	6,479	10,646
Финална потрошувачка на енергија	24,252	24,975	25,733	26,622	27,404	28,226	29,057	29,925	30,825	38,560
Учество на енергија од ОИЕ (%)	17.2	17.6	18.1	18.5	18.9	19.0	19.5	21.0	21.0	27.6

За реализација на целта од 21%, согласно сценариото С3, потребно е до 2020 година да се искористи:

- хидроенергија од големи ХЕЦ во износ од 2,000 – 2,350 GWh (изградба на ХЕЦ Св. Петка, ХЕЦ Бошков Мост, Луково Поле со ХЕЦ Црн Камен и ХЕЦ Галиште),
- хидроенергија од мали ХЕЦ во износ од 350 – 360 GWh,
- ветерна енергија за производство на електрична енергија од 270 GWh,
- сончева енергија за производство на електрична енергија од 14 GWh,
- отпадна биомаса во термоелектрана – топлана (ТЕ-ТО) за производство на електрична енергија од 25 GWh,
- биогаз за производство на електрична енергија од 20 GWh,
- биомаса за согорување за производство на топлина од 2,740 GWh,
- сончева енергија за производство на топлина од 60 GWh,
- геотермална енергија од 400 – 440 GWh, и
- биогорива во износ од 560 – 655 GWh.

Согласно сценариото С3, во вкупниот износ на ОИЕ во 2020 година најголемо е учеството на биомасата за согорување со 42.3% и на хидроенергијата со 36.3%. Потоа, следат биогоривата со 8.6%, геотермалната енергија со 6.8%, ветерот со 4.2%, сончевата енергија како топлинска со 0.9% и останатите ОИЕ со 0.4%, како што е прикажано на сликата 5.1.



Слика 5.1 Процентуално учество на ОИЕ во 2020 година

Во табелата 5.2 е прикажано учеството на енергијата од ОИЕ во производството на електрична енергија, кое се предвидува да изнесува 24.2% во 2020 година, а во 2030 година 39.3%.

Табела 5.2 Учество на енергија од ОИЕ во вкупното производство на електрична енергија

Година/GWh	2020	2030
Електрична енергија од ОИЕ	2,679.0	5,301.0
Вкупно производство на електрична енергија	11,060.0	13,482.0
Учество на енергија од ОИЕ (%)	24.2	39.3

Со Стратегијата за искористувањето на ОИЕ се предвидува дека до 2020 година ќе се изградат повеќе електрични центри од ОИЕ, за кои се очекува дека ќе се стекнат со статус на ППЕЕ и ќе користат ПТ:

- мали ХЕЦ (со инсталирана моќност под 10 MW) со вкупна инсталирана моќност од 80-120 MW и годишно производство на електрична енергија од 210,000-310,000 MWh,
- ВЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 90-180 MW и годишно производство на електрична енергија од 180,000-360,000 MWh,
- ФЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 10-30 MW и годишно производство на електрична енергија од 14,000-42,000 MWh,
- ТЕЦ на биомаса со вкупна инсталирана моќност од 5-10 MW и годишно производство на електрична енергија од 25,000-50,000 MWh,
- ТЕЦ на биогаз со вкупна инсталирана моќност од 7-10 MW и годишно производство на електрична енергија од 20,000-30,000 MWh.

5.2 Акционен план за обновливи извори на енергија на Република Македонија до 2025 година со визија до 2030 година

Владата на Република Македонија согласно Законот за енергетика (ЗЕ) [23] на 17 ноември 2015 година донесе Акционен план за обновливи извори на енергија на Република Македонија за период до 2025 година со визија до 2030 година [24]. Овој акционен план го предлага Сценариото 2020-2025-2030 за учество на ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија. Уделот на ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија кој може да се постигне врз основа на ова сценарио изнесува 21.01% во 2020 година, 25% во 2025 година и 28% во 2030 година. Во 2016 година, Државниот завод за статистика ги ревидираше енергетските биланси во делот на биомасата за периодот 2009 - 2015 година, по што Министерството за економија, со техничка поддршка од страна на УСАИД во рамките на Проектот за инвестиции во чиста енергија, изготви Акционен план за изменување на Акциониот план за обновливи извори на енергија на Република Македонија за период до 2025 година со визија до 2030 година [25]. Согласно овој план, уделот на ОИЕ во бруто финалната потрошувачка на енергија, кој може да се постигне врз основа на ова сценарио, во 2020 година изнесува 23.9% и 25% во 2025 година. Податоците за достапниот потенцијал во Република Македонија од аспект на инсталирана моќност и од аспект на производство на електрична енергија се прикажани во табела 5.3 и табела 5.4, соодветно.

Табела 5.3 Проценка на достапниот потенцијал (инсталирана моќност) во Република Македонија за секој вид ОИЕ за периодот 2009 - 2025 година

Година/MW	2009	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Хидро (нормализирано)	553.3	632.0	657.3	659.5	669.6	683.2	696.9	709.0	866.0
<1MW	3.8	16.2	95.6	97.8	107.9	121.5	135.2	147.3	191.1
1MW-10 MW	34.8	53.7							
>10MW	514.7	561.7	561.7	561.7	561.7	561.7	561.7	561.7	674.9
Соларна		14.8	16.7	17.4	20.8	22.2	23.6	25.4	35.6
Ветер		36.8	36.8	36.8	36.8	50.0	50.0	50.0	150.0
Биомаса			0.0	0.0	0.0	1.3	3.0	6.2	10.0
Биогас			4.0	6.0	7.0	7.0	7.0	8.0	12.0
ВКУПНО	553.0	683.0	715.0	720.0	734.0	764.0	781.0	799.0	1,074.0

Табела 5.4 Проценка на достапниот потенцијал (производство на електрична енергија) во Република Македонија за секој вид ОИЕ за периодот 2009 - 2025 година

Година/GWh	2009	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Хидро (нормализ.)	1,358.6	1,524.2	1,594.8	1,648.2	1,702.1	1,748.2	1,794.1	1,835.1	2,355.6
<1MW				293.2	347.1	393.2	439.2	480.2	628.0
1MW-10 MW									
>10MW				1,355.0	1,355.0	1,355.0	1,355.0	1,355.0	1,727.6
Соларна		14.4	22.6	24.3	29.1	31.1	33.1	35.6	49.9
Ветер		70.6	120.8	109.4	110.0	140.0	140.0	140.0	337.9
Биомаса			0.0	0.0	0.0	5.2	12.1	25.0	40.0
Биогас			20.2	42.1	49.1	49.1	49.1	56.1	84.1
ВКУПНО	1,359.0	1,609.0	1,758.0	1,824.0	1,890.0	1,974.0	2,028.0	2,092.0	2,867.0

5.3 Повластени производители на електрична енергија од обновливи извори на енергија во Република Македонија

Согласно ЗЕ [23], ОПЕЕ да ја откупува електричната енергија произведена од ППЕЕ од ОИЕ. ОПЕЕ склучува договор за откуп на електричната енергија произведена од ППЕЕ со времетраење од 20 или 15 години, согласно одлуката за користење на ПТ донесена од Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија (РКЕ). На 5 јуни 2012 година РКЕ одобри образец на договорот за откуп. Образецот на договорот за откуп е јавно објавен, со што се овозможи целосна транспарентност и увид во одредбите на договорот за сите заинтересирани страни.

Согласно ЗЕ и Правилата за пазар на електрична енергија во Република Македонија (ПзП) [26], заклучно со 31 декември 2014 година, откупената електричната енергија од ППЕЕ ОПЕЕ ја продава на регулираниот производител, по цената по која регулираниот производител ја продава електричната енергија на снабдувачот во краен случај, односно на снабдувачите на тарифни потрошувачи. Трошоците за откуп на електричната енергија од ППЕЕ од страна на ОПЕЕ, трошоците за урамнотежување и трошоците за системски услуги за ППЕЕ,

намалени за приходите остварени од продажбата, се надоместуваат преку тарифата за користење на пазарот на електрична енергија. ОПЕЕ е должен на ОЕПС да му ги надомести трошоците за урамнотежување и потребните системски услуги поврзани со работата на ППЕЕ, согласно Методологијата за пресметка на надоместокот за услугите за урамнотежување од Прилог 1 на ПзП.

Од 1 јануари 2015 година откупената електричната енергија од ППЕЕ, ОПЕЕ ја продава на снабдувачите и трговците со електрична енергија кои продаваат електрична енергија на потрошувачите. Снабдувачите и трговците се должни, од ОПЕЕ, секој ден да откупуваат количина на електрична енергија произведена од ППЕЕ, соодветно на учеството на најавите за потребите од електрична енергија на нивните потрошувачи во вкупните предвидени потреби на потрошувачите на електрична енергија во Република Македонија. Цената по која ОПЕЕ ја продава електричната енергија на снабдувачите и трговците се пресметува на крајот од месецот како просечна цена по која ОПЕЕ ја откупил електричната енергија од ППЕЕ, зголемена за трошоците за урамнотежување и потребните системски услуги поврзани со работата на ППЕЕ, направени во истиот месец.

ПТ за електрична енергија произведена од ХЕЦ, ВЕЦ, ФЕЦ, ТЕЦ на биомаса и ТЕЦ на биогаз се утврдени со Уредба за повластени тарифи за електрична енергија, донесена од страна на Владата на Република Македонија [27].

ПТ за електричната енергија произведена од ППЕЕ од ОИЕ, утврдени со Уредбата на Владата на Република Македонија, се прикажани во табела 5.5 .

Табела 5.5 ПТ за електрична енергија произведена од ППЕЕ, утврдени со Уредбата [27]

Технологија (електрична централа)	ПТ за производство на електрична енергија (€/kWh)	Период на користење (години)
ХЕЦ (со инсталирана моќност помала или еднаква на 10 MW)	за месечна количина на испорачана електрична енергија по блокови: I блок: 12.00 ($\leq 85,000$ kWh) II блок: 8.00 ($> 85,000$ и $\leq 170,000$ kWh) III блок: 6.00 ($> 170,000$ и $\leq 350,000$ kWh) IV блок: 5.00 ($> 350,000$ и $\leq 700,000$ kWh) V блок: 4.50 ($> 700,000$ kWh)	20
ВЕЦ (со инсталирана моќност помала или еднаква на 50 MW)	8.9	20
ФЕЦ (со инсталирана моќност помала или еднаква на 1 MW)	16 ($\leq 0,050$ MW) 12 ($> 0,050$ MW)	15
ТЕЦ на биомаса (со инсталирана електрична моќност помала или еднаква на 3 MW и со процентуално учество на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на употребените горива помало или еднакво на 15%)	15	15
ТЕЦ на биогаз (со процентуално учество на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на употребените горива помало или еднакво на 10%)	18	15

Со Одлуката за вкупната инсталирана моќност на ППЕЕ произведена од секој одделен вид на ОИЕ, донесена од страна на Владата на Република Македонија [28], е утврдено следното:

- за ФЕЦ, вкупната инсталирана моќност во Република Македонија за која може да се применат ПТ изнесува вкупно 18 MW, односно 4 MW за ФЕЦ со инсталирана моќност помала или еднаква на 50 kW и 14 MW за оние со инсталирана моќност поголема од 50 kW, а помала или еднаква на 1 MW,
- за ТЕЦ на биомаса, ограничувањето на вкупната инсталирана моќност изнесува 10 MW,
- за ТЕЦ на биогаз, ограничувањето на вкупната инсталирана моќност изнесува 7 MW,
- за ВЕЦ ограничувањето на вкупната инсталирана моќност во Република Македонија за која може да се применат ПТ изнесува вкупно 150 MW заклучно до 31 декември 2025 година, односно до 31 декември 2016 година вкупно 65 MW, до 31 декември 2020 година вкупно 100 MW и до 31 декември 2025 година вкупно 150 MW.

Согласно ЗЕ и Правилникот за повластени производители на електрична енергија од обновливи извори на енергија [29], РКЕ издава решение за стекнување на привремен статус на ППЕЕ, решение за стекнување на статус на ППЕЕ и одлука за користење на ПТ, и истите ги објавува на својата веб страна и во „Службен весник на Република Македонија“. Исто така, на веб страната на РКЕ е објавен и Регистарот на повластени производители од обновливи извори на енергија⁴².

Согласно податоците од РКЕ, заклучно со 31 декември 2016 година вкупниот инсталиран капацитет на 170 ППЕЕ изнесува 120.399 MW:

- вкупниот инсталиран капацитет на 64 ППЕЕ од мали ХЕЦ изнесува 60.887 MW, а 40 мали ХЕЦ со моќност од 39.370 MW се во фаза на изградба и се очекува истите да бидат пуштени во употреба во периодот од 2017 - 2018 година,
- вкупниот инсталиран капацитет на 102 ППЕЕ од ФЕЦ изнесува 16.713 MW,
- инсталираниот капацитет на ВЕЦ во првата фаза изнесува 36.8 MW, преостанатата моќност на централата од 13.2 MW (втора фаза) е во фаза на изградба и се очекува да биде пуштена во употреба во 2018 година,
- вкупниот инсталиран капацитет на три ППЕЕ од ТЕЦ на биогаз изнесува 5.999 MW, а преостанатата моќност на една ТЕЦ на биогаз од наведените три со моќност од 1 MW е во фаза на изградба (трета фаза) и се очекува да биде пуштена во употреба во 2017 година,
- три ТЕЦ на биомаса со моќност од 2.20 MW се во фаза на изградба и се очекува да бидат пуштени во употреба во периодот 2018 - 2019 година.

Производството на електрична енергија од изградените електрични центри кои се стекнале со статусот на ППЕЕ од ОИЕ изнесува 358,367.934 MWh во

⁴² Регистар на повластени производители, <http://www.erc.org.mk/pages.aspx?id=57>

2016 година. Бројот на ППЕЕ, инсталираната моќност и производството по одделни технологии за 2016 година е прикажано во табела 5.6.

Табела 5.6 Произведена електрична енергија од ППЕЕ во 2016 година

Електрични централи	Број на ППЕЕ	Инсталирана моќност (kW)	Произведена електрична енергија од ППЕЕ (kWh)
Мали ХЕЦ	64	60,887.40	189,152,983.00
ФЕЦ	102	16,713.28	23,699,114.00
ВЕЦ	1	36,800.00	109,482,530.00
ТЕЦ биогас	3	5,999.00	36,033,307.00
ВКУПНО	170	120,399.68	358,367,934.00

Согласно издадените решенија за стекнување на привремен статус на ППЕЕ од страна на РКЕ и согласно склучените договори за концесија за вода за изградба на ХЕЦ и договорите за јавни приватни партнерства во периодот 2017-2018 година, ќе бидат изградени 40 мали ХЕЦ со моќност од 39.37 MW кои ќе користат ПТ, односно:

- 20 мали ХЕЦ во 2017 година со моќност од 15.74 MW и со планирано годишно производство од 65,342,265.00 MWh, и
- 20 мали ХЕЦ во 2018 година со моќност од 23.63 MW и со планирано годишно производство од 76,339,484.00 MWh.

Се очекува дека до 2025 година, ќе се изградат нови мали ХЕЦ кои ќе се стекнат со статус на ППЕЕ од ОИЕ и ќе користат ПТ, со што вкупната инсталирана моќност ќе изнесува 191.1 MW со годишно производство на електрична енергија од 628,000.00 MWh.

Во втората половина на 2017 година, по завршување на жалбените постапки кои се водат пред надлежните судови во Република Македонија, се планира да се отпочнат повторно постапките за издавање на решенија за стекнување на привремен статус на ППЕЕ од ФЕЦ за преостанатата моќност од 1.287 MW. Целта е да се исполни вкупната инсталирана моќност во Република Македонија за која може да се применат ПТ од вкупно 18 MW, утврдена со Одлуката за вкупната инсталирана моќност на ППЕЕ. Годишното производство од ФЕЦ со моќност од 1.287 MW се планира да изнесува 1,801.80 MWh во 2017 година. Во 2018 година се очекува дека Владата на Република Македонија ќе ја измени Одлуката за вкупната инсталирана моќност на ППЕЕ, односно дека ќе го зголеми ограничувањето за вкупната инсталирана моќност на ФЕЦ со користење на ПТ, во Република Македонија, до 2025 година, на 35.6 MW и годишно производство на електрична енергија од 49,900.00 MWh.

Инсталираниот капацитет на ВЕЦ Богданци во првата фаза изнесува 36.8 MW, додека пак преостанатата моќност на централата од 13.2 MW (втора фаза) е во фаза на изградба и се очекува да биде пуштена во употреба во 2018 година. Годишното производство од ВЕЦ Богданци со моќност од 50 MW се планира да изнесува 140,000.00 MWh во 2018 година. Се очекува дека до 2025 година ќе се изградат ВЕЦ кои ќе се стекнат со статус на ППЕЕ од ОИЕ и ќе користат ПТ со што

вкупната инсталирана моќност ќе изнесува 150 MW со годишно производство на електрична енергија од 337,900.00 MWh.

Во 2017 година, се очекува да биде завршена третата фаза на ТЕЦ на биогаз „ПОРОДИН“ со моќност од 3 MW (1 MW во прва фаза, 1 MW во втора фаза и 1 MW во трета фаза). Годишното производство од трите ТЕЦ на биогаз со инсталирана моќност од 7 MW се планира да изнесува 49,100.00 MWh во 2017 година. Во 2018 година се очекува дека Владата на Република Македонија ќе ја измени Одлуката за вкупната инсталирана моќност на ППЕЕ, односно дека ќе го зголеми ограничувањето за вкупната инсталирана моќност со користење на ПТ во Република Македонија до 2025 година, за ТЕЦ на биогаз на 12 MW и годишно производство на електрична енергија од 84,100.00 MWh.

Согласно издадените решенија за стекнување на привремен статус на ППЕЕ од страна на РКЕ, во периодот 2018 - 2019 година ќе бидат изградени три ТЕЦ на биомаса со моќност од 2.20 MW, кои ќе користат ПТ. Во 2018 година се очекува дека Владата на Република Македонија ќе ја измени Одлуката за вкупната инсталирана моќност на ППЕЕ, односно дека ќе го зголеми ограничувањето за вкупната инсталирана моќност со користење на ПТ во Република Македонија до 2025 година, за ТЕЦ на биомаса на 10 MW и годишно производство на електрична енергија од 40,000.00 MWh.

Имајќи ги предвид измените на Акциониот план [24] и издадените решенија за стекнување на привремен статус на ППЕЕ од страна на РКЕ, се претпоставува дека:

- вкупната инсталирана моќност на електричните центри од ОИЕ кои ќе користат ПТ ќе изнесува 298.5 MW со вкупно годишно производство на електрична енергија од 908,681.00 MWh во 2021 година,
- вкупната инсталирана моќност на електричните центри од ОИЕ кои ќе користат ПТ односно 398.7 MW со вкупно годишно производство на електрична енергија од 1,139,900.00 MWh во 2025 година.

Се предвидува следниве електрични центри да се стекнат со статус на ППЕЕ од ОИЕ кои користат ПТ во 2021 година:

- ХЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 156.1 MW и годишно производство на електрична енергија од 509,029.00 MWh (за ХЕЦ нема ограничување на вкупната инсталирана моќност за користење на ПТ); овие центри се предвидени да се изградат преку тендерска постапка за издавање на концесија за користење на водите и договорите за јавни приватни партнерства,
- ФЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 27.44 MW и годишно производство на електрична енергија од 38,475.00 MWh,
- ВЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 100 MW и годишно производство на електрична енергија од 275,571.00 MWh,
- ТЕЦ на биогаз со вкупна инсталирана моќност од 8 MW и годишно производство на електрична енергија од 56,100.00 MWh,
- ТЕЦ на биомаса со вкупна инсталирана моќност од 6.96 MW и годишно производство на електрична енергија од 29,506.00 MWh.

Во табела 5.7 и табела 5.8 се прикажани вкупната инсталирана моќност на производните единици на ОИЕ за периодот 2016 - 2025 година и планираното производство од овие единици за разгледуваниот период, соодветно. Вкупното учество на ОИЕ во производството за овој период е прикажано на слика 5.2.

Табела 5.7 Инсталирана моќност на ППЕЕ од ОИЕ за периодот 2016-2025 година (kW)

Електрични центри	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2025
Мали ХЕЦ	60,887.40	76,626.40	100,257.40	135,200.00	147,300.00	156,100.00	191,100.00
ФЕЦ	16,713.28	18,000.00	22,200.00	23,600.00	25,400.00	27,440.00	35,600.00
ВЕЦ	36,800.00	36,800.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	100,000.00	150,000.00
ТЕЦ биогаз	6,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	8,000.00	8,000.00	12,000.00
ТЕЦ биомаса	0.00	0.00	1,300.00	3,000.00	6,200.00	6,960.00	10,000.00
Вкупно	120,399.68	138,426.40	180,757.40	218,800.00	236,900.00	298,500.00	398,700.00

Табела 5.8 Планирано производство на електрична енергија од ППЕЕ од ОИЕ за периодот 2016-2025 година (kWh)

Електрични центри	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2025
Мали ХЕЦ	189,152,983	254,495,248	330,834,732	439,200,000	480,200,000	509,029,000	628,000,000
ФЕЦ	23,699,114	25,500,914	31,100,000	33,100,000	35,600,000	38,475,000	49,900,000
ВЕЦ	109,482,530	109,482,530	140,000,000	140,000,000	140,000,000	275,571,000	337,900,000
ТЕЦ биогаз	36,033,307	49,100,000	49,100,000	49,100,000	56,100,000	56,100,000	84,100,000
ТЕЦ биомаса	0	0	5,200,000	12,100,000	25,000,000	29,506,000	40,000,000
Вкупно	358,367,934	438,578,692	556,234,732	673,500,000	736,900,000	908,681,000	1,139,900,000



Слика 5.2 Учество на ОИЕ во вкупното производство на електрична енергија во периодот 2016 - 2020 година

6 ЕВРОПСКИ ЦЕЛЕН МОДЕЛ ЗА ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Во ова поглавје ќе биде обработен ЦМ на ЕУ за пазар на електрична енергија, кој вклучува различни временски рамки, а тоа се тргувањето однапред (билатерални договори), ПДО, ДП и пазарот на балансна енергија. Најнапред, ќе бидат образложени политичкиот развој и законската основа кои ја дефинираат потребата, како и подлогата за изработка на ЦМ. Потоа, ќе биде опишан ЦМ за секој од наведените временски рамки, како и процесот на развој и имплементација на истиот, при што се објаснува и улогата на соработката помеѓу БЕЕ.

6.1 Политичка и правна основа на целниот модел

Енергетската политика на ЕУ се состои од три главни елементи: сигурност во снабдувањето со електрична енергија, конкуренција и одржливост. Иако тие се взаемно поврзани, фокусот на овој дел ќе биде елементот на конкуренција, односно создавањето на Внатрешниот пазар. Важно е да се забележи дека енергетската политика на ЕУ, покрај електричната енергија, го вклучува и природниот гас, кој не е предмет на разгледување во оваа Студија. Според тоа, во понатамошниот текст, терминот Внатрешен пазар се однесува на пазарот на електрична енергија, освен ако не е експлицитно напишано поинаку [30].

Сè до 1990-тите години, пазарите на електрична енергија во Европа беа затворени на национално ниво. Промената на размислувањата кон заеднички европски пристап и првиот чекор кон создавање на Внатрешниот пазар се случи во 1988 година со Работниот документ за Внатрешен пазар за енергија⁴³. Притоа, целта на европските законодавци беше да се овозможи снабдување со електрична енергија (и енергија воопшто) за сите и по најдобра пазарна цена. Во 1996 година, ЕУ ја издаде Директивата 96/92/ЕС за заеднички правила на Внатрешниот пазар, која всушност ја започна либерализацијата на повеќето пазари на електрична енергија во Европа. Понатаму, во 1998 година, беше основан Европскиот форум за регулатива во електроенергетиката (Фирентински форум)⁴⁴ со цел сите засегнати страни во областа да можат да придонесат кон интеграцијата на европските пазари на електрична енергија, како и да вршат надзор врз процесот. Овој Форум, понатаму, имаше централна улога во дијалогот за Внатрешен пазар на енергија.

Во 2004 година, по донесувањето на Вториот пакет на законодавство за Внатрешен пазар на електрична енергија и природен гас на ЕУ (Втор пакет)⁴⁵, Фирентинскиот форум предложи создавање на иницијативи за регионална соработка, како пристап оддолу-нагоре за справување со проблемите со загушувањата во преносот на електрична енергија помеѓу ЗЧ. Во 2006 година, Европската регулаторна група за електрична енергија и природен гас (ERGEG)⁴⁶ го поддржа овој пристап со создавањето на Европските регионални иницијативи

⁴³ Commission working document, 'The internal energy market', COM (88) 238 final, 2 May 1988.

⁴⁴ European Electricity Regulatory Forum (Florence Forum)

⁴⁵ Second legislative package for an internal gas and electricity market in the European Union

⁴⁶ European Regulators' Group for Electricity and Gas

(ERI)⁴⁷, со цел да се забрза интеграцијата на националните пазари на електрична енергија во Европа. Како меѓучекор кон создавањето на Внатрешен пазар, ERI успеа да воспостави седум регионални пазари на електрична енергија во Европа⁴⁸. Понатаму, ERI беше успешна во своите напори да ги минимизира проблемите при регионалната распределба на прекугранични преносни капацитети (ППК), но според европските законодавци, развојот кон воспоставувањето на Внатрешниот пазар се одвиваше премногу споро. Затоа, пристапот е сменет, и оттогаш се применува пристап одгоре-надолу. Во 2007 година, Фирентинскиот форум ги задолжи тогашното Здружение на европските оператори на преносни системи - ETSO и Асоцијацијата на европските берзи на електрична енергија - Еурорех да изработат предлог за дискусија за имплементација на регионални и меѓурегионални методи за распределба на ППК. Ова резултираше со студија чиј фокус беа тргувањето однапред, тргувањето ден-однапред, дневното тргување и тргувањето за балансирање, како и методологијата за пресметување на расположивиот капацитет и општите правила.⁴⁹

По издавањето на почетниот извештај за оваа студија, во 2008 година, Фирентинскиот форум го советува ERGEG да воспостави Група за координација на проекти, односно група составена од највлијателните засегнати страни со примарна задача да развие практичен и остварлив модел за хармонизација на методите за управување со загушувањата, најпрвин на меѓурегионално, а подоцна и на пан-европско ниво, како и да предложи патоказ со конкретни мерки и временски рамки за негово остварување, земајќи го предвид напредокот остварен од страна на ERI. Всушност, оваа група беше задолжена да изработи ЦМ на пан-европско ниво преку интеграција на регионалните пазари на електрична енергија⁵⁰. ERGEG постапи кон оваа задача со изработка на нацрт Рамковен патоказ за распределба на капацитети и управување со загушувања, преку ад-хок советодавна група⁵¹.

Донесувањето на Третиот пакет на законодавство за Внатрешен пазар на електрична енергија и природен гас на ЕУ (Трет пакет) [31] предизвика промени на институциите кои го водеа развојот на ЦМ. Имено, беше создадена Агенцијата за соработка на регулаторните тела за енергетика (ACER)⁵², која ја презема работата на ад-хок советодавната група, додека ERGEG беше припоена кон CEER, а ETSO во Европската мрежа на оператори на преносни системи за електрична енергија (ENTSO-E)⁵³. Овие институции го развиваат и понатаму го поддржуваат единствениот пазар за електрична енергија во Европа. Третиот пакет се состои од група на законодавни акти, односно директиви и регулативи на ЕУ. Регулаторната 714/2009 (ЕС) им даде мандат на новосоздадените институции, во соработка со ЕК, да ги изработат техничките регулативи со кои се дефинира и опишува ЦМ, во форма на мрежни правила (NC)⁵⁴. По нивното прифаќање од страна на Европскиот

⁴⁷ European Regional Initiatives

⁴⁸ CEER: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/ERI.

⁴⁹ ETSO and EuroPex: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/etso/congestion-management/>.

⁵⁰ http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Florence%20Fora/PCG.

⁵¹ Ad-hoc Advisory Group

⁵² Agency for the Cooperation of Energy Regulators

⁵³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁵⁴ Network Codes

парламент, тие добиваат форма на регулатива, што подразбира нивна директна (дословна) примена во ЗЧ на ЕУ.

Во рамките на ЕнЗ, сеуште се прават напори од страна на Секретаријатот да се усогласи правната основа, според која НС би станале директно применливи и во ДС на ЕнЗ. Усвојувањето на НС би требало најпрвин да го одобри Постојаната група на високи претставници на ЕнЗ, што беше одлучено на 9. МС на ЕнЗ, во 2011 година⁵⁵ и конкретно предложено од страна на Секретаријатот на ЕнЗ во март 2016 година⁵⁶.

Сите предвидени НС се веќе изработени од страна на овластените институции, односно ACER, ENTSO-E и CEER. Некои од нив се влезени во сила, додека за некои сè уште се очекува одобрување.

Европските регулативи, тука вклучувајќи ги и НС, наметнуваат заедничка рамка за сите учесници на пазарите на електрична енергија. Сепак, на ниво на ЕУ постои ограничена координација, регулатива или насоки за соработката помеѓу БЕЕ, иако БЕЕ играат многу важна улога во прекуграничното или меѓурегионалното интегрирање на пазарите. Поранешната правна рамка на ЕУ не ја вклучуваше работата на БЕЕ заради различните бизнис модели и закони низ Европа. Со цел да се координира воспоставувањето на национални и регионални БЕЕ, ЕК одлучи да се изработат законско обврзувачки насоки за работата на БЕЕ.

6.2 Целен модел на Европската унија за различните временски рамки на пазарот на електрична енергија

За успешно спојување на пазарите на електрична енергија, со цел да се воспостави заедничко формирање на цените и непречено користење на мрежите на европско ниво, неопходна е хармонизација на пазарните решенија ширум Европа. Затоа, дефинирани се целни модели на пазар на електрична енергија, и тоа за трите различни временски рамки на пазарот, претставени на слика 6.1, [32, 33].

⁵⁵ D/2011/02/MC-EnC: Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty, Article 28 (Network codes): "The relevant network codes shall be adopted by the Permanent High Level Group, following the procedure laid down in Article 79 of the Treaty. Before taking a decision, the Permanent High Level Group shall seek the opinion of the Energy Community Regulatory Board", <https://www.energy-community.org/legal/decisions.html>.

⁵⁶ EnCS Proposed Treaty Changes for the MC in October 2016, PHLG Meeting, March 2016: "6. A new paragraph 4 in Article 76 Wording "A Decision incorporating a Regulation adopted by the European Union shall have general application. It shall be binding in its entirety and directly applicable in all Parties it addresses.", <https://www.energy-community.org>.

Управување со ризик	Управување со енергија	Управување со системот	
<ul style="list-style-type: none"> Учесниците на пазарот управуваат со ризикот од флукуации во цената Договори однапред, идни договори и преносни права 	<ul style="list-style-type: none"> Учесниците на пазарот ги балансираат своите позиции помеѓу билатералните физички договори и прогнозата Оперативно планирање, распределба на капацитети и управување со загушувања Трговија со енергија на организиран пазар 	<ul style="list-style-type: none"> ОЕПС го балансира системот во реално време Редиспечинг, управување со фреквенцијата, справување со грешки 	
			
Недели до години однапред	Физичко тргување на организиран пазар	>1 час пред реално време	Реално време
Целен модел: Финансиски преносни права/Физички преносни права по принципот искористи-или-продај	Целен модел: Спојување на пазарите за постигнување на единствена цена – еден алгоритам ги пресметува цените во сите зони	Целен модел: Европска платформа за имплицитно тргување со енергија и доделување на капацитети	

Слика 6.1 Временски рамки на пазарот на електрична енергија [33]

Управување со ризикот (договори однапред и идни договори⁵⁷): ЦМ за пазарите однапред е дефиниран во Мрежните правила за распределба на капацитети однапред, донесени со Регулацијата (ЕУ) 2016/1719⁵⁸. Во некои региони во Европа, постојат ликвидни пазари однапред, кои ја користат ЦПП на ПДО за соодветниот регион како референтна цена. Така, учесниците на пазарот можат да управуваат со ризикот од флукуации на цената на електричната енергија, за одреден период дефиниран во договорот (недели, месеци, квартали или години). За постигнување на ликвидност на овој пазар, потребна е доволно голема количина на енергија за тргување (потрошувачка во дадената пазарна област), како и доволно развиен пазар на мало (повеќе снабдувачи со електрична енергија) и значителен број на учесници на пазарот кои редовно преземаат мерки за управување со ризикот.

Со цел да се поттикне прекуграничната трговија и конкуренција, овој ЦМ предвидува издавање на права за пренос на електрична енергија (преносни права) од страна на ОЕПС. Преносните права можат да се издаваат во вид на физички

⁵⁷ *Идни договори* е македонски превод на англиските термини *future contracts u futures*, кој се поврзува со т.н. *идни пазари или пазари за во иднина*. Станува збор за билатерални физички или финансиски договори, склучени на секундарниот пазар на електрична енергија или поврзани продукти (деривативи), кои се однесуваат на тргување со конкретна стока и количина, по фиксна однапред договорена цена, но со одложена испорака, што овозможува во тргувањето со вакви договори да се вклучат страни кои ниту ја произведуваат, ниту ја конзумираат стоката, како трговци и снабдувачи, но се подготвени да го сносат ризикот/да заработат на разликата помеѓу договорената и референтната цена на пазарот (ЦПП).

⁵⁸ Regulation (EU) 2016/1719 establishing a guideline on forward capacity allocation

преносни права (ФПП) или финансиски преносни права. Носителот на овие права е должен да плати одредена цена која, во конкурентен пазар, се добива по пат на аукции на ППК.

Управување со енергијата: Оваа временска рамка и соодветниот ЦМ се дефинирани во Мрежните правила за распределба на капацитети и управување со загушувања, односно Регулативата (ЕУ) 2015/1222 (САСМ) [34]. Според САСМ, постојат два пазари на кои учесниците купуваат и продаваат електрична енергија помеѓу себе. Тоа се, всушност, ПДО и ДП.

ПДО се одвива во временска рамка еден ден пред денот на испорака на електрична енергија. Спојувањето на пазарите и имплицитните аукции се основните идеи за ПДО. На овој пазар, потрошувачите и производителите доставуваат покани и понуди, односно број на MWh кој ќе се произведе или потроши по дадена цена во одреден час, до БЕЕ. Поканите и понудите вообичаено се доставуваат претпладне до одреден рок, а потоа цените и количините на истргувана електрична енергија се објавуваат неколку часа подоцна. Собраните покани и понуди се оптимизираат со примена на алгоритам, заедно со расположивите преносни капацитети доставени од ОЕПС, обезбедувајќи решение со кое производните единици со најмали трошоци секогаш добиваат приоритет во производството. Ова решение подразбира имплицитно доделување на ППК, како и соработка помеѓу институциите кои овозможуваат спојување на пазарите.

Понатаму, примената на ЦМ би овозможила ефикасна конкуренција и искористување на ресурсите преку границите, регионите и на крај низ цела Европа, кога сите ЗЧ на ЕУ ќе бидат вклучени во решението. Постојат неколку иницијативи за понатамошно подобрување на сегашното решение, односно алгоритам, од кои две иницијативи можат да бидат значајни за регионот на Југоисточна Европа (ЈИЕ):

- во иднина, алгоритмите би можеле да оптимизираат капацитети низ големи пазарни области (спојување на пазари базирано на пресметки на тековите на моќност), што е напредно во однос на сегашното решение според кое капацитетите се внесуваат во алгоритмот од страна на секој ОЕПС одделно,
- часовната резолуција може да биде заменета со 15 минутна.

Имено, во голем дел од Европа, сè уште се користи метод на експлицитни аукции за распределба на капацитети во рамките на ПДО. Со експлицитните аукции капацитетот се продава како ФПП на оној кој ќе понуди највисока цена. Носителот на ФПП го користи капацитетот во ПДО и заработува кога номинира пренос на енергијата кон областа која има највисока цена. Спротивно, носителот на ФПП губи кога капацитетот го користи за да ја пренесе енергијата од област со повисока кон област со пониска цена. Затоа, ЦМ предвидува примена на имплицитни аукции. Експлицитните аукции, вклучувајќи го и механизмот искористи-или-продај, ќе продолжат да се применуваат како дел од ЦМ, но само за ПДО.

Основната причина за развој на моделот за ПДО и ценовно спојување на пазарите е постигнување на општествена благосостојба.

ДП овозможува производителите и потрошувачите да ги поправат распоредите (позициите) дефинирани со ПДО и со тоа да ги ограничат дебалансите и трошоците за балансирање, преку постојано тргување во текот на денот сè до еден час пред реално време. Сумата на количини номинирани според резултатите од ПДО и тргувани на ДП претставува план (возен ред) според кој производните

единици треба да произведуваат, а потрошувачите да трошат. Секои отстапувања од возниот ред се дебаланси за кои учесниците на пазарот понатаму плаќаат пенали за нивното учество во балансирањето на ЕЕС од страна ОЕПС.

Управување со системот: Оваа временска рамка се дефинира во НС за балансирање на електрична енергија⁵⁹, чие одобрување од страна на ЕК се очекува наскоро. Овие НС зацртуваат конкретни чекори за развивање на регионални и евентуално пан-европски пазари на балансна енергија.

Балансирањето на електричната енергија е процес преку кој ОЕПС обезбедува доволно електрична енергија за израмнување на разликите помеѓу производството и потрошувачката на електрична енергија, кои се појавуваат во реално време во секој ЕЕС. Целта на пазарот за балансна енергија е да обезбеди производството и потрошувачката да бидат во постојан баланс по најниска можна цена за потрошувачите. Постојат две димензии на балансирањето на системот:

- **Енергија за балансирање** - По затворањето на ДП се дефинираат плановите за производство и потрошувачка. Меѓутоа, често се случуваат грешки при прогнозите, како и непредвидени настани, кои можат да предизвикаат отстапувања од планираниот распоред. Тогаш, ОЕПС го користи пазарот за балансна енергија за да го зголеми или намали производството во зависност од промената во потрошувачката. ОЕПС организира аукции и ја избира најевтината понуда;
- **Резерви за балансирање** – Најчесто, за ОЕПС не е разумно да чека непосредно пред реално време да ги обезбеди услугите кои му се потребни за управување со системот. Таков е случајот со резервите за балансирање, кои се обезбедуваат однапред. Резервите се делат на резерва за одржување на фреквенцијата, резерва за реставрација на фреквенцијата (автоматска и мануелна) и резерва за надоместување. Овие резерви можат да бидат закупени и надвор од границите на ЕЕС во кој постои дебаланс, но во тој случај, ќе биде потребно и да се резервира и ППК. ОЕПС е одговорен за обезбедување на овие резерви преку аукции кои се одржуваат на годишно, месечно, неделно или дневно ниво. Се прифаќаат најповолните понуди, при што треба да се разгледаат два елемента на цената – цена за резервиран капацитет и цена за активација на резервата, односно производство на енергија.

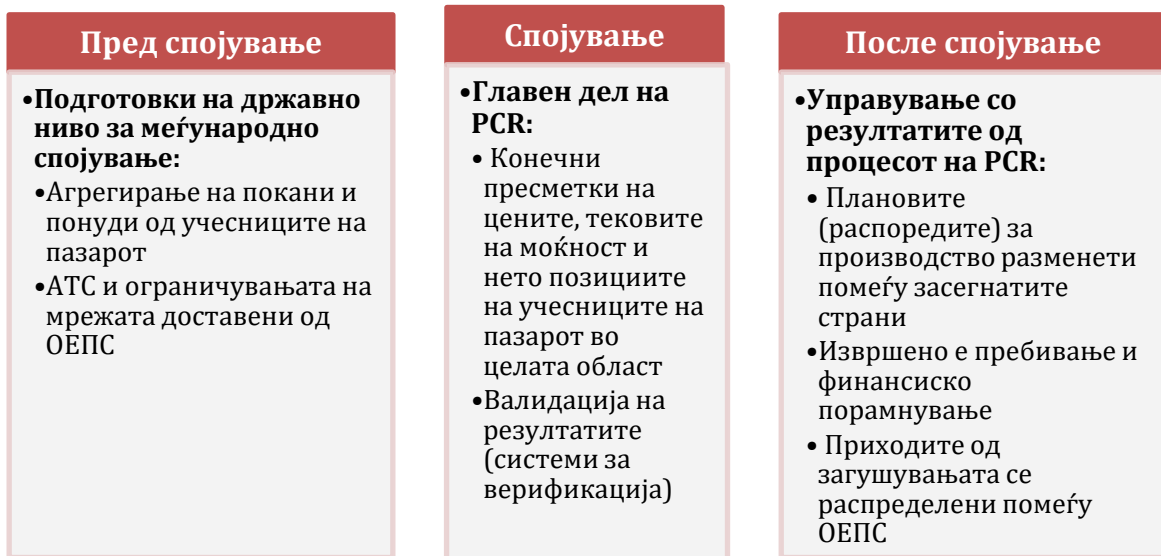
НС за балансирање на електрична енергија промовираат ефективно интегрирање, координирање и хармонизирање на правилата за балансирање на системите, со цел олеснување на трговијата со ресурси. Ова ќе им овозможи на ОЕПС да ги користат и резервираат ресурсите на поефикасен начин, притоа намалувајќи ги цените и поттикнувајќи ја сигурноста во снабдувањето.

6.3 Работа на берзите за електрична енергија

Спојувањето на пазарите на електрична енергија значи дека националните и регионалните БЕЕ нема веќе сами да управуваат со софтверот и алгоритмот кој што ги пресметува цените и тековите на електрична енергија. Се предвидува да се воспостави заеднички процес на оптимизација, при кој што ќе се користи еден

⁵⁹ Network Code on Electricity Balancing

алгоритам и еден софтверски програм. Затоа, БЕЕ и ОЕПС мораат да развијат решение за соработка. Основниот принцип применет од страна на иницијативата Ценовно спојување на региони (PCR)⁶⁰ е алгоритмот да се направи врз база на постоечките договорни, регулаторни и оперативни решенија. Структурата на децентрализирано управување цели кон забрзување на процесот на имплементација, бидејќи тоа е во согласност со повеќе локални решенија (институционални и организациски), со што ќе се олесни нејзиното проширување кон другите земји. Спојувањето на пазарите може да се организира во три чекори, претставени на слика 6.2, [32, 33, 35].



Слика 6.2 Временски рамки за спојување на пазарите, [33, 35]

Пред спојување - Овде се вклучени сите активности кои што се извршуваат на државно ниво како подготовки за меѓународно спојување на пазарите. Се доставуваат два извештаи наменети за фазата на спојување. Првиот е т.н. книга на порачки⁶¹ во која се агрегирани поканите и понудите на учесниците на пазарот, а вториот, кој е обврска на ОЕПС, вредноста на расположивиот преносен капацитет (АТС)⁶² и евентуални ограничувања на мрежата.

Спојување - Спојувањето е главниот дел од решението за PCR, односно вистинските пресметки на цените, тековите на моќност, како и нето позициите на учесниците на пазарот на електрична енергија, на целата област која ја покрива решението за спојување. Овој чекор исто така вклучува и валидација на резултатите (системи за верификација).

После спојување - Процесот на управување со резултатите од спојувањето се одвива во овој чекор и предвидува размена на распоредите⁶³ помеѓу сите засегнати страни, односно тоа се БЕЕ, ОЕПС и учесниците на пазарот, како и пребивање и

⁶⁰ Price Coupling of Regions

⁶¹ *Книга на порачки* е македонски превод на терминот *order book*, кој се користи во соодветната англиска стручна литература и практика.

⁶² *Расположив преносен капацитет* е македонскиот термин кој соодветствува на англискиот *Available Transmission Capacity*.

⁶³ *Распоред* е терминот кој се користи во македонската стручна терминологија во смисла на англискиот термин *schedule*.

финансиско порамнување⁶⁴ помеѓу различните БЕЕ и распределба на приходите од загушувањата помеѓу сите ОЕПС.

6.3.1 Начелен модел за берза на електрична енергија

БЕЕ значително ја унапредуваат размената на електрична енергија преку организирање на ПДО и ДП. Се собираат понудите и поканите од страна на учесниците на пазарот, како и вредностите на АТС од соодветните ОЕПС и потоа заедно се оптимизираат во алгоритам наменет за пресметка на цените и тековите на моќност, приготвувајќи распоред, најпрво за наредниот ден, а потоа и за тековниот ден до еден час пред реално време. Во продолжение е претставен моделот по кој се предвидува основањето и работата на БЕЕ, според проекциите на CASM, [30, 33].

Елементи на БЕЕ

Поставеноста на БЕЕ е определена со следниве главни елементи [30]:

- **Правна форма** – Воглавно, постојат два вида на правна форма во која се јавуваат современите БЕЕ – БЕЕ засновани на *статут или закон* и БЕЕ основани како *корпорации*;
- **Сопственост** – Сопственоста го подразбира ентитетот (или ентитетите) кој ја поседува и управува со секојдневното работење на БЕЕ и притоа најчести се случаите на *државна сопственост, сопственост на ОЕПС и сопственост на приватни акционери*; и
- **Регулаторен режим** – Регулаторниот режим се состои од севкупните правни акти, регулативи, договори и правила кои заедно го диктираат однесувањето на учесниците на пазарот. Притоа, пазарите на електрична енергија имаат специфичен карактер, односно во некои делови тие се монополи, а во некои постои конкуренција. Од таму произлегува потребата за точно дефиниран начин на регулација. По барање на европските регулативи, во повеќето ЗЧ е воспоставено единствено NRA, кое врши надзор и регулација на пазарот на електрична енергија. Кај БЕЕ основани како корпорации се регулираат нивните улоги и одговорности, додека пак оние засновани на статут или закон, дополнително и самите се предмет на регулација.

Видот на пазарно учество на БЕЕ најчесто е одреден со регулаторниот режим и може да биде *задолжително* или *доброволно учество*. Задолжителното учество обезбедува тргување со големи количини на електрична енергија на БЕЕ (ликвидност). Доброволното учество обезбедува конкурентност, но може да резултира со многу мали количини на БЕЕ. Сепак, постојат и разумни алтернативи, како задолжително учество само за одредена група (групи) на учесници на пазарот. Ваквите учесници на пазарот се нарекуваат *носители на ликвидност*.

⁶⁴ Изразот *пребивање и порамнување* е македонски превод на усвоениот англиски израз *clearing and settlement*.

Компромиси во моделот

Како што беше објаснето претходно, БЕЕ ја олеснуваат трговијата на ПДО и на ДП. Понатаму, спојувањето на пазарите значи дека еден алгоритам се користи за повеќе географски области, што вклучува неколку БЕЕ. Тоа значи дека со спојувањето на пазарите, БЕЕ соработуваат и управуваат со заеднички алгоритам, наместо да постојат различни или национални алгоритми.

Постојат два главни компромиси кои треба да се земат предвид при дефинирање на решение за начинот на управување со ПДО и ДП, односно БЕЕ [30]:

- Монопол наспроти конкурентен пазар – Постојењето на еден алгоритам создава природен монопол. Неколку задачи и функции поврзани со спојувањето на пазарот можат да се дефинираат како монополи, додека други сепак можат да се вршат од страна на конкурентски субјекти. Секоја држава, за себе, треба да одлучи како ќе ги регулира своите ПДО и ДП;
- Локален наспроти регионален/европски пазар - БЕЕ можат да имаат различна географска покриеност. Тие можат да работат на домашниот пазар (една држава), на регионалниот пазар (повеќе поврзани држави) и/или можат да работат одделно и во дисперзирани пазари (држави чии пазари не се физички поврзани). БЕЕ, соодветно, треба да соработува со регионални и/или европски субјекти, или да биде дел од договорени соработки кои вклучуваат и други БЕЕ и евентуално ОЕПС.

6.3.2 Надлежни институции и/или функции во рамките на целниот модел

Со цел ПДО и ДП да бидат функционални, САСМ јасно ги дефинира различните задачи и улоги во пазарот. Постојат четири надлежни институции и/или функции, кои го овозможуваат работењето на пазарите. Според САСМ, секоја од нив има точно определена улога и треба да врши конкретни задачи во рамки на организираниот пазар. Четирите институции и/или функции и нивните суштински улоги во ПДО и ДП се [30]:

- **оператор на електропреносниот систем** - основната улога на ОЕПС е физичкиот пренос на електрична енергија како резултат на трансакциите на пазарот,
- **номиниран оператор на пазар на електрична енергија (NEMO)⁶⁵** - негова основна улога е поврзување на локалните пазари со операторот за спојување на пазарот (МСО), вклучувајќи собирање и доставување на покани и понуди (задача која вообичаено се врши од страна на локална БЕЕ),
- **оператор за спојување на пазарот (МСО)⁶⁶** - основна улога на функцијата МСО е усогласување на понуди и покани од неколку зони на наддавање и доделување на преносни капацитети помеѓу нив (задача која најчесто се врши од страна на избран NEMO/БЕЕ во рамките на споените пазари, кој

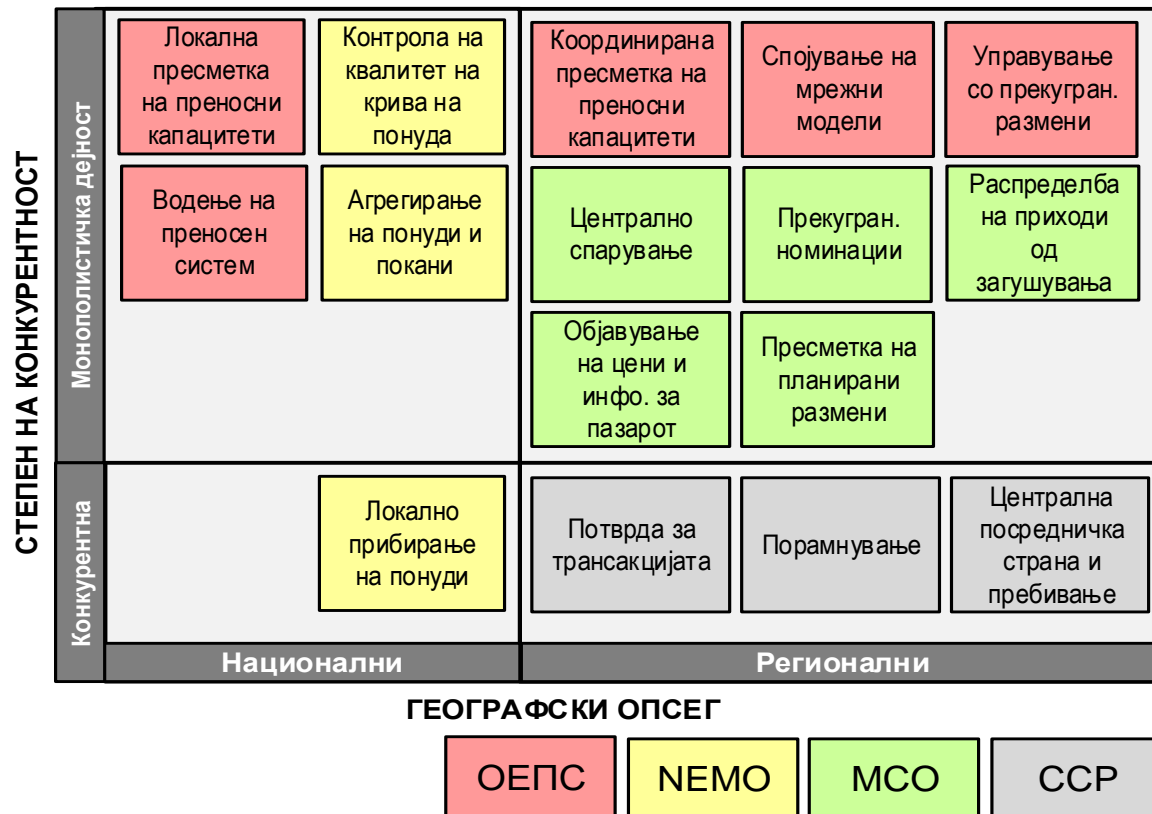
⁶⁵ Nominated Electricity Market Operator

⁶⁶ Market Coupling Operator

успеал да ја развие оваа функција, или преку договор за соработка, кој може да вклучи неколку NEMO/БЕЕ),

- **централна посредничка страна (ССР)**⁶⁷ - со основна улога склучување договори со учесниците на пазарот. Договорите се резултат на процесот на порамнување (вообичаено се врши од страна на финансиска институција - клириншка куќа⁶⁸).

Задачите и улогите на овие институции, во поглед на спојувањето на пазарите, како и можно решение на компромисите кои беа изложени претходно, се детално претставени на слика 6.3, [30, 32, 33].



Слика 6.3 Распределба на задачи на четирите надлежни институции/функции [30, 33]

Секако, задачите можат да се поделат и на друг начин, но гореприкажаната распределба е базирана на веќе воспоставени практики и аспекти кои мора да се запазат. Улогата на NEMO вообичаено ја врши локална БЕЕ, а ССР во многу случаи е во рамки на БЕЕ, додека, според САСМ, МСО е функција која се доверува, исто така, на одредена БЕЕ (најчесто, европска/регионална ликвидна БЕЕ), која ќе биде одговорна за спроведување на алгоритмот за спојување на пазарите.

Во иднина, можно е воспоставувањето на единствена европска БЕЕ што овде би значело спојување на функциите на NEMO, МСО и ССР во една институција, која би работела како европски монопол. Сличен ефект би имало и евентуалното зголемување на соработката на ОЕПС до ниво на потполна интеграција на работата

⁶⁷ Терминот *централна посредничка страна* е македонски превод на англискиот термин *Central Counter Party*.

⁶⁸ Терминот *клириншка куќа* е македонски превод на англискиот термин *Clearing House*.

на преносните системи, што на сликата 6.3 може да се претстави со поместување на сите задачи во горниот десен квадрат.

Номиниран оператор на пазар на електрична енергија (NEMO)

По стапувањето во сила на CASM регулативата, ЗЧ веќе имплементираа некои од барањата, како на пример назначувањето на NEMO. Важно е да се направи разлика дека NEMO е учесник на пазарот, додека MCO се однесува на функција која не мора да биде доделена на посебна институција, туку на одделен NEMO/БЕЕ со соодветен капацитет да ја врши таа функција [35].

Според CASM, секое NRA треба да назначи NEMO, а во случај на државен монопол и да ги пресметува надоместоците за негово функционирање. Со назначувањето, NEMO добива право да нуди услуги за ПДО и ДП со испорака во друга ЗЧ, при што ќе важат трговските правила на другата ЗЧ без да е потребно истиот NEMO да биде назначен и таму. Овие услуги ќе бидат под надзор на соодветното NRA. Како исклучок, NRA може да одбие да назначи NEMO од друга држава, ако [35]:

- во ЗЧ на испорака постои државен монопол за услугите на ПДО и ДП, утврден со закон,
- ЗЧ утврди дека постојат технички пречки за испорака во другата ЗЧ,
- трговските правила на ЗЧ не се компатибилни со тие на другата ЗЧ,
- NEMO е државен монопол утврден со закон, во согласност со членот 5 од регулативата CASM.

За појаснување, членот 5 налага дека ЗЧ во која за трговските услуги на ПДО и ДП веќе постои државен монопол утврден со закон, може да одбие да назначи друг NEMO. Според ДЕНЗ, неговите ДС можат да се повикаат на овој исклучок и да одбијат назначување на друг NEMO покрај државниот, само доколку при стапувањето во сила на CASM во ЕнЗ веќе постоел државен монопол за извршување на услугите на ПДО и ДП.

Понатаму, за ЗЧ на ЕУ, CASM диктира дека NRA се должни да го пријавуваат назначувањето на NEMO во ACER. Исто така, една ЗЧ не смее да го одбие назначување на NEMO со цел да се заштити постоечка БЕЕ од економски неповолности.

Накратко за одбивањето за назначување на NEMO [34]:

- одбивањето за назначување на други NEMO, покрај државниот монопол, е исклучок,
- може да се дозволи само ако а) веќе постои државен монопол, б) постојат технички пречки или в) правилата за трговија не се во согласност со соодветните правила на земјата во која е регистриран односниот NEMO,
- не смее да биде од економски причини, односно заради заштита на било која БЕЕ од економски неповолности/загуби,
- во случај на одбивање на назначување, потребно е одлуката детално да се образложи, и
- ЕК има поставено за цел да ги следи и евалуира состојбите и развојот на конкуренцијата помеѓу институциите кои нудат услуги за ПДО и ДП; ако се покаже потребно, ќе биде зголемен обемот на регулацијата, со цел да се зголеми конкуренцијата во оваа област.

Според досегашните прашалници од страна на ACER, со исклучок на Ирска и Словачка, сите NRA на ЗЧ пријавиле дека не ги одбиле услугите на ниту еден NEMO во нивните земји. Исто така, ACER, од ниедна ЗЧ, не била известена за причините за назначување на државен монопол како NEMO, бидејќи и не мора да се наведуваат причините за тоа. Но, во една ЗЧ, за да постои само еден NEMO, односно државен монопол, според членот 5(2) од CASM, потребно е тоа да е наведено во законот на таа ЗЧ.

Од претходно изложеното, можат да се извлечат неколку заклучоци:

- Регулацијата CASM налага секоја ЗЧ да назначи барем еден NEMO,
- се преферира конкуренција при назначувањето на NEMO, додека монополистичкото назначување е исклучок,
- **во една ЗЧ, за да постои само еден NEMO, потребно е државниот закон да дозволува монопол за оваа дејност, кој не е базиран на заштита од економски неповолности за одредена институција;** затоа, пред пишувањето на нов закон за енергетика, потребно е да се изработи студија која би ја анализирала потребата, како и капацитетот на пазарот на електрична енергија во Република Македонија, во поглед на назначувањето на еден (монополистички) или повеќе NEMO,
- **во законодавната рамка на Република Македонија, би требало јасно да биде прецизирано назначувањето на NEMO.**

Задачи на NEMO и функции на MCO

Регулацијата CASM детално ги дефинира улогите и одговорностите на сите учесници во заедничкиот пазар. Регулацијата јасно ги раздвојува задачите и функциите на NEMO од оние предвидени при извршувањето на дополнителната

функција МСО [34]: NEMO е ентитет (тело) назначен⁶⁹ од страна на одговорна државна институција за извршување на задачите поврзани со спојувањето на ПДО и ДП. МСО функцијата значи спарување⁷⁰ на покани и понуди доставени до ПДО и ДП за различни зони за доставување покани⁷¹ и симултано алоцирање на меѓу-зонални преносни капацитети. Притоа, важно е да се воочи дека назначувањето на NEMO подразбира доделување на улогата на одреден учесник на пазарот, додека МСО претставува функција која може да биде доделена на еден од локалните NEMO или на било кој избран меѓународен NEMO.

Во локалниот/регионалниот пазар, во соработка со ОЕПС, NEMO ќе дејствуваат како оператори на ПДО и ДП со цел спојување на пазарите. Нивните задачи вклучуваат [34]:

- примање на покани/понуди од учесниците на пазарот,
- преземање на целосна одговорност за спарување и алокација на поканите/понудите во согласност со резултатите постигнати на заедничкиот локален/регионален ПДО и ДП,
- објавување на резултатите и финансиско порамнување,
- пребивање на договорите кои произлегуваат од тргувањето, во согласност со соодветната регулатива и договори помеѓу учесниците на пазарот.

Во врска со спојувањето на заеднички ПДО и ДП, односно во единствениот пазар на Европа, NEMO на кои им е доделена улогата за извршување на МСО функцијата, ќе бидат дополнително одговорни за исполнување на следниве задачи [34], [35]:

- исполнување на МСО функцијата во соработка со останатите NEMO,
 - развој и одржување на алгоритмите, системите и процедурите за спојувањето во единствен ПДО и ДП,
 - процесирање на влезните податоци за меѓу-зоналните ограничувања на преносни капацитети и резултатите од меѓу-зоналните алокации добиени од одговорните канцеларии за координирана аукција на прекугранични преносни капацитети (CAO)⁷²,
 - извршување на алгоритмите за ценовно спојување и континуирано тргување на заедничките ПДО и ДП,
 - валидација и испраќање на резултатите од спојувањето на заедничките ПДО и ДП на NEMO,
- заедничко воспоставување на барањата од заедничкото спојување на ПДО и ДП, барања од МСО функцијата, како и од алгоритмот за одредување на

⁶⁹ Терминот *назначен*, во конкретниов случај, се користи во смисла на англискиот *designated*, применет во Регулацијата САСМ

⁷⁰ Терминот *спарување*, во областа пазари на електрична енергија, се користи како превод на англискиот термин *matching*.

⁷¹ *Зони за доставување покани* е македонски превод на англискиот термин *bidding zones*.

⁷² Изразот *канцеларија за координирана аукција на прекугранични преносни капацитети* е превод на англискиот израз *Coordinated Auction Office (CAO)*. ОЕПС на Република Македонија тековно има потпишано пристапен договор со Регионалниот CAO за ЈИЕ во Подгорица (SEECAO), <http://www.seeca.com/>

цените на споените пазари, а во врска со сите аспекти на функционирање на заедничкиот/споениот пазар,

- одредување на максималните и минималните цени на заедничкиот пазар,
- обезбедување на доверливост и меѓусебна размена на информациите за нарачките (покани/понуди), кои се неопходни за извршување на МСО функцијата,
- проценка на резултатите и нарачките произлезени од извршувањето на МСО функцијата и валидација на овие резултати како конечни, како и преземање одговорност за овие резултати и нарачки,
- информирање на учесниците на пазарот за резултатите од нивните покани/понуди,
- одговорност за улогата на ССР за пребивање и финансиско порамнување при размената на електрична енергија истргувана на заедничкиот ПДО и ДП, при спојувањето на овие пазари,
- заедничко воспоставување на резервни процедури за националните/регионалните пазари, во соработка со соодветните НЕМО и ОЕПС,
- заедничко доставување на прогнозите и информациите за трошоците на заедничките ПДО и ДП до одговорните регулаторни тела и соодветни ОЕПС, во случај ОЕПС да се одговорни за воспоставување и работа на одделни НЕМО,
- таму каде што е применливо, координирање на аранжманите за соработка со повеќе од еден НЕМО во рамките на зоната за покани/понуди, во согласност со одобрените процедури.

Регулативата САСМ, исто така, одредува процедури за соработка со ОЕПС за заедничко спојување на ПДО и ДП, но тие не се предмет на детално разгледување на оваа Студија.

Заклучоците кои се вредни да бидат посебно истакнати се следниве:

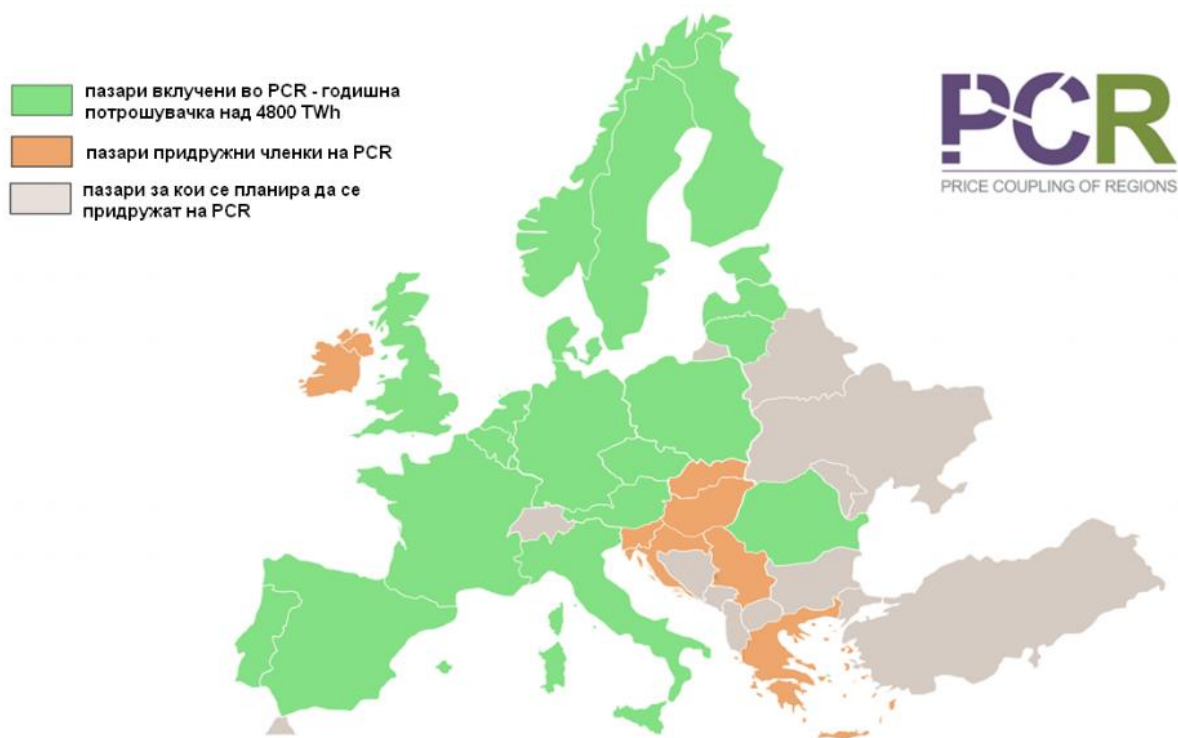
НЕМО е учесник на пазарот, а МСО е пазарна функција -

- задачите на локалните НЕМО се да примаат покани/понуди, да ги агрегираат во согласност со правилата за ПДО и ДП, да ги објавуваат постигнатите цени и обврските на одделните учесници на пазарите кои произлегуваат од пребивањето и финансиското порамнување на пазарите, односно преземање на „типичните“ улоги на БЕЕ,
- МСО функцијата ги содржи задачите на меѓународно спојување на ПДО и ДП,
- со цел избегнување на понатамошни одлагања во процесот на спојување на пазарот за електрична енергија на Република Македонија, новиот закон за енергетика треба јасно да ја одреди новата улога на НЕМО, во смисла на конкурентен/монополистички и локален/меѓународен ентитет, како и прашањата околу доделувањето на функцијата на МСО на пазарот.

6.3.3 Спојување на пазарите на електрична енергија во Европската унија

При спојувањето на пазарите на електрична енергија во ЕУ главна улога игра иницијативата PCR, прикажана на слика 6.4, која претставува договор за соработка помеѓу седум БЕЕ. Иако иницијално било планирано спојувањето на сите пазари во ЕУ да биде завршено до крајот на 2014 година, напредокот во последно време дава надеж дека тоа ќе се оствари во блиска иднина. Ова, исто така, укажува дека било кое донесено решение за основање на БЕЕ, или доделување на улога на NEMO на националниот пазар, ќе треба да ја поддржи MCO функцијата во согласност со Регулативата CASM, на начин што тоа решение ќе стане дел од PCR иницијативата заедно со останатите ЗЧ од Европа. Се очекува дека наскоро, дури и алтернативната иницијатива за спојување на пазарите 4MMC, која ја сочинуваат Чешка, Словачка, Унгарија и Романија, заедно со асоцијативните членки Швајцарија и Србија, ќе се придружи кон PCR [35].

Проценката, секако, се однесува и на развојот на законската рамка и спојувањето на пазарот на електрична енергија во Република Македонија.



Слика 6.4 Спојување на пазарите во Европа (PCR), [35]

Заклучоците од ова потпоглавје се дека:

- иницијативата за спојување на пазарите на електрична енергија PCR се развива и се очекува наскоро да ја покрие цела Европа, и
- новите модели на национални пазари на електрична енергија, покрај улогата на NEMO, мораат да ја вклучат или поддржат и улогата на MCO, како и обврските за регионално/меѓународно спојување на пазарите.

7 ПРИЛАГОДУВАЊЕ НА ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА КОН ЕВРОПСКИОТ ЦЕЛЕН МОДЕЛ

7.1 Насоки издадени од Енергетската заедница

Во октомври 2015 година, Секретаријатот на ЕнЗ објави Насоки за промоција на организирани пазари на електрична енергија во ДС [36]. Целта на овој документ е да се обезбеди полесно воспоставување на организирани пазари на електрична енергија во ДС, преку одредување на насоки за хармонизација на развојот на институциите и процесите и создавање на компатибилни правила. Препораките се сумирани во неколку чекори [36]:

1. усвојување на Регулативата 2015/1222 во законодавната рамка на ЕнЗ,
2. креирање на правна и регулаторна рамка која:
 - ќе ја стимулира работата на организираниот пазар на електрична енергија,
 - јасно ќе дефинира дали организираниот пазар е третиран како монопол или конкурентен бизнис,
 - ќе ги отстрани дискриминаторните бариери за учесниците на пазарот и пазарните активности и
 - нема да го ограничи бројот на учесници на пазарот.
3. креирање на стратегија за дерегулација на цените и нејзина имплементација,
4. воведување на балансен режим заснован врз пазарни принципи, со непристрасна и опсежна балансна одговорност, како и финансиско порамнување (балансиран механизам),
5. промовирање на блиска соработка на ОЕПС со своите соседи и воведување на процеси блиску до реално време,
6. по потреба, анализирање и изменување на правните акти, вклучувајќи ги и оние поврзани со оданочувањето, со намера да се отстранат потенцијалните бариери за воспоставување, работа и непречени пазарни активности на организирани пазари на електрична енергија, односно отстранување на сите дискриминаторни барања,
7. промовирање на ликвидноста на организирани пазари на електрична енергија на најдобар можен начин, пред нивно спојување со остатокот од ЕнЗ,
8. донесување одлука за рана имплементација на процесите за номинирање на институции во одделни улоги утврдени со Регулативата 2015/1222, на пример, процесот за номинација на NEMO, со цел изнаоѓање на еден или повеќе оператори, кои ќе пружаат услуги на националниот пазар,
9. идентификација и отстранување на потенцијалните бариери за давање услуги поврзани со пребивање и финансиско порамнување од страна на странски ентитети.

7.1.1 Структурни предуслови

Според ЕнЗ еден од најзначајните предуслови за формирање на интегриран пазар на електрична енергија, составен од ЗЧ на ЕУ и ДС на ЕнЗ, е да се воспостави единствена правна рамка, со навремено усвојување и имплементација на законодавството на ЕнЗ од областа на електрична енергија [4] вклучувајќи го Третиот пакет [31], односните издадени насоки за имплементација⁷³ и НС на ЕУ. За организираните пазари на електрична енергија ова значи дека Регулативата 2015/1222 треба да биде усвоена од страна на ЕнЗ во целост и тоа што е можно побрзо [36].

Бидејќи НС на ЕУ сеуште не се вклучени во законодавството на ЕнЗ, како задолжителни правни акти, чекор напред кон постигнување на структурните предуслови е направен во рамките на Иницијативата ЗБ6, односно со потпишувањето на МзР за развој на Регионалниот пазар на електрична енергија и воспоставување на друга идна соработка [1]. Секретаријатот на ЕнЗ објавува редовни извештаи за напредокот на земјите потписнички при имплементацијата на обврските преземени со МзР.

7.1.2 Барања за функционирање на пазарите

Според Секретаријатот на ЕнЗ, најдобриот начин за воспоставување на ликвидност во регионот на ЈИЕ е да се дозволи конкурентно формирање на цената. Пред да се достигне ова, се препорачуваат три стратегии кои што можат да се покажат како успешни при промовирањето на ликвидноста уште во рана фаза [36]:

1. креирање на доволен поттик за учество во пазарот на електрична енергија преку комплетно отстранување на сите дисторзии на конкуренцијата,
2. обврска за тргување на организираните пазари на електрична енергија, по пат на утврдување на квоти, која што може да биде алтернатива за слободниот пристап,
3. утврдување на модел кој ги комбинира билатералните физички договори и организираните пазари на електрична енергија, при што нема да се прави разлика помеѓу тргуваните количини електрична енергија според временски рамки и шеми за тргување; со помош на овој модел може да се создаде повисоко ниво на ликвидност во изолиран пазар.

7.1.3 Правила за тргување и влез на пазарот

За водење на еден организиран пазар на електрична енергија, соодветно креиран за спојување со пазарите кои што се веќе меѓусебно интегрирани, потребен е сеопфатен пакет од правила за влез на пазарот, трговските активности, развој на различни производи и надзор над пазарот. Придружувањето кон постојните споени пазари со добро утврдена структура и стандарди треба да

⁷³ European Commission, Staff Working Paper, Interpretative Note on Directives 2009/72/EC and 2009/73/EC, 2010

⁷⁴ EnCS, Background Paper on the main new elements of the Third Package for implementation in the Contracting Parties, www.energy-community.org

придонесе за исполнување на сите препораки со цел да се осигура хармонизиран пакет од правила [36].

Накратко, спојувањето на пазарите ќе придонесе за воспоставување на хармонизирани правила за тргување. Според Секретаријатот на ЕнЗ, за спојување со веќе развиени пазари не би била потребна дополнителна регулатива.

7.1.4 Производи

Со насоките на Секретаријатот на ЕнЗ, се препорачува да се започне со производи одредени со Регулативата 2015/1222. Трговијата со електрична енергија на организираните пазари на електрична енергија, особено трговијата на ПДО преку часовни договори, треба да биде од првостепена важност и кога ликвидноста ќе започне да се зголемува, тогаш можат да се воведат и други производи, како, на пример, блокови. Понатаму, ако е потребно, во пазарот може да се воведат комплексна, променлива и испорака блиску до реално време, како и договори однапред и финансиски договори, ако за вакви производи се покаже потреба на пазарот [36].

7.1.5 Финансиски процеси

Склучувањето на договори во рамките на организиран пазар бара сигурно пребивање и финансиско порамнување преку ССР, што може да биде организирано во рамките на самата БЕЕ или преку надворешна клириншка куќа. Воспоставувањето на робусни механизми кои што обезбедуваат финансиски робусни порамнувања е од најголема важност за правилен развој на пазарот [36].

7.1.6 Технички процеси

Најзначајниот предуслов за спојување со мулти-регионално споените пазари, каква што е иницијативата PCR, е примената на ист алгоритам за оптимизација, како, на пример, EUPHEMIA. Најлесниот начин на кој овој предуслов може да биде остварен е преку изнаоѓање на партнери за соработка, кои веќе работат со трговски платформи во кои се применува истиот алгоритам [36].

Заклучоци важни за Студијата:

- еден од најзначајните предуслови за формирање на интегриран пазар на електрична енергија е воспоставување на единствена правна рамка, по пат на усвојување и имплементација на законодавството на ЕнЗ, вклучувајќи ги Третиот пакет, издадените насоки за негова имплементација и NC на ЕУ,
- препораките на Секретаријатот на ЕнЗ за воспоставување на организиран пазар на електрична енергија се поврзани со имплементација на пристапот наведен во потпоглавје 7.1, составен од девет чекори; препораките се фокусираат на усвојување на потребната правна рамка, имплементација на стратегија за дерегулација на цената, промовирање на ликвидноста, спроведување на постапката за номинација на NEMO и идентификација и отстранување на било какви потенцијални бариери за целосна либерализација на пазарот на електрична енергија.

7.2 Постигнување ликвидност на организираниот пазар

Големината на пазарот на електрична енергија во Република Македонија, неговата делумна либерализација и ограничениот број на производители на електрична енергија се важни фактори кои придонесуваат ликвидноста да се јави како главен проблем при формирањето на организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија, условно наречен Македонска берза на електрична енергија (МБЕЕ).

За очекување е дека после спојувањето на организираниите пазари на електрична енергија во ЈИЕ/Европа, ликвидноста на МБЕЕ ќе порасне. Како и да е, во меѓувреме, треба сериозно да се земат предвид познатите методи за зголемување на ликвидноста на ПДО и ДП, меѓу кои и самиот предмет на оваа Студија - интеграцијата на производството на електрична енергија од ОИЕ, која исто така може да одигра значајна улога.

Следствено, помеѓу препораките за унапредување на организираниите пазари на електрична енергија во ДС, издадени од Секретаријатот на ЕнЗ, од посебно значење за Студијата се оние кои се однесуваат на функционалноста на новооснованите БЕЕ (потпоглавје 7.1.2), односно на начините за постигнување на нивна ликвидност.

Трудот [37], анализирајќи ги можностите за воспоставување на организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија, идентификува мерки за подобрување на ликвидноста на евентуалната БЕЕ во Република Македонија, кои начелно се во согласност со препораките на Секретаријатот на ЕнЗ.

Предложените мерки се движат во насока на привлекување на делот од електричната енергија која регулираните компании ја набавуваат на отворен пазар [37]:

1. загубите на електрична енергија на ОЕПС,
2. загубите на електрична енергија на ОДС,
3. набавката на кусоците на електрична енергија за тарифните потрошувачи.

Се предвидуваат и мерки за продажба на електрична енергија [37]:

1. вишоците или утврден дел од електричната енергија која ја произведува АД ЕЛЕМ,
2. производството на ППЕЕ.

Притоа, во [37] се потенцираат два пристапи за примена на наведените мерки за зголемување на ликвидноста на ПДО - дефинирање со подзаконски акт (правила за пазар на електрична енергија) или потпишување на договор со наведените учесници за т.н. носители на ликвидност⁷⁵.

Сите предложени начини за подобрување на ликвидноста во трудот [37], би можеле да се класифицираат под препораката на Секретаријатот на ЕнЗ за подобрување на ликвидноста на ПДО по пат на утврдување на квоти за задолжително учество на пазарот (потпоглавје 7.1.2, точка 2). Притоа, мора да се

⁷⁵ Терминот *носител на ликвидност* е македонски превод на англискиот термин *market maker*, кој се коисти за одделни учесници на БЕЕ кои се регулаторно задолжени редовно да поднесуваат покани на БЕЕ со определен волумен и според својата МЦ, а со цел унапредување на ликвидноста на таа БЕЕ.

забележи дека мерките означени со број 3 и 4 не можат лесно да се земат предвид при натамошните анализи во оваа Студија, бидејќи не се во согласност со Третиот пакет [31] и предвидениот модел на пазар на електрична енергија со новиот Нацрт-закон за енергетика на Република Македонија (НЗЕ) [38]. Имено, тарифните потрошувачи, како и нивниот снабдувач, би престанале да постојат со донесувањето на новиот закон, а исто така и обврската на АД ЕЛЕМ за обезбедување на регулирани услуги. Новиот закон се наоѓа во фаза на стручна расправа и се предвидува да биде донесен во првата половина на 2018 година, а во секој случај пред евентуалното отворање на МБЕЕ.

Значајни можности за унапредување на ликвидноста на една БЕЕ, исто така, се предложени во литературата [30, 32, 33 и 35], кои, заради учеството на членови од тимот на проектот во работната група на Секретаријатот на ЕнЗ, се препорачани и во рамките на [36]. Тоа се можностите за поттикнување на производителите за учество на ПДО по пат на моделирање на нивните веќе склучени физички билатерални договори во алгоритмот за оптимизација на ПДО.

Овој модел ги комбинира предностите на билатералните физички договори и тргувањето на организиран пазар на електрична енергија (БЕЕ) (потпоглавје 7.1.2, точка 3) и меѓу другото, реално ги пресликува состојбите и овозможува надминување на почетните проблеми при премин од пазар на електрична енергија кој е речиси исклучиво заснован на долгорочни билатерални физички договори, кон пазар заснован на европскиот ЦМ. Ваков пазар е пазарот на електрична енергија во Република Македонија, со оглед на доминантното снабдување на тарифни потрошувачи (ЕВН Македонија, снабдувач во краен случај кој е носител и на лиценцата за снабдување на тарифни потрошувачи и зазема околу 50% од пазарот на електрична енергија) и обврската за вкупно регулирано производство за тарифните потрошувачи од производството на ЕЛЕМ.

Во литературата [30, 32, 33 и 35] е потенцирано дека моделот за подобрување на ликвидноста по пат на интеграција на билатералните физички договори во ПДО, во зависност од одлуката на институциите задолжени за креирање на ПДО (МБЕЕ), на почетокот може да биде применет како потполно⁷⁶ или делумно задолжителен за сите носители на долгорочни билатерални физички договори, но неговата вистинска ефективност и усогласеност со европскиот ЦМ се согледува во случајот на доброволно моделирање на ваквите договори во рамките на ПДО од страна на носителите кои ги препознале неговите предности. Токму во смисла на последново, моделот е препорачан и од страна на Секретаријатот на ЕнЗ во Насоките [36].

Врз основа на претходно изложеното, како релевантни модели за подобрување на функционирањето на БЕЕ, во случајот на МБЕЕ, Студијата ги утврдува моделите образложени во наредните потпоглавја.

7.2.1 Модел на интеграција на билатералните физички договори (модел ИБД)

ЦМ предвидува дека производството, оптоварувањето и преносот се координирано оптимизирани на регионално ниво со помош на оптимизациски алгоритам во рамките на ПДО. Од тој аспект, тековното пазарно решение на

⁷⁶ Во ваков случај МБЕЕ би се свела на модел на организиран пазар наречен „pool“.

тргување со билатерални, во поголемиот број случаи долгорочни, физички договори изгледа дека е во потполна спротивност на ЦМ. Во ова потпоглавје се прикажува како применетите билатерални физички договори можат да се усогласат со идното решение за спојувањето на пазарите на електрична енергија според ЦМ.

Билатералните физички договори можат да бидат во согласност со ЦМ под претпоставка дека тие содржат одредби со кои се обезбедува дека вкупните или дел од истргуваните количини на електрична енергија ќе бидат вклучени во оптимизацијата на ПДО. Овие одредби ги прават билатералните договори целосно согласни со ЦМ, го подобруваат приходот на производителите и на тој начин ги намалуваат трошоците на потрошувачите. Сликата 7.1 покажува како билатералните долгорочни договори можат да бидат во согласност со ЦМ и како овие договори можат да бидат интегрирани во новата пазарна рамка, притоа зголемувајќи ја ликвидноста на ПДО.

Ликвидноста е важна за да се реализираат посакуваните придобивки од ПДО. Присуството на пазар заснован врз долгорочни физички договори не мора да ја ограничи ликвидноста на ПДО. Тргуваните количини електрична енергија преку долгорочни билатерални физички договори можат да бидат номинирани на ПДО, но според МЦ. Тоа значи дека производителот ќе го снабдува купувачот со електрична енергија купена од БЕЕ, наместо истата да ја произведува, ако неговата МЦ е повисока од ЦПП на ПДО, а ќе произведува електрична енергија само во случај кога неговата МЦ е покриена, односно кога ЦПП е поголема од неговата МЦ. На овој начин се промовира конкурентноста, се зголемува ефикасноста на ПДО и дополнително се ограничуваат вкупните трошоци за производство на електрична енергија. Придобивките од пониските трошоци, со текот на времето, ќе бидат пренесени на потрошувачите преку новите долгорочни договори кои ја земаат предвид можноста за интеграција на ПДО или откако купувачите евентуално ќе согледаат дека им е поисплатливо да учествуваат на БЕЕ (при претпоставка дека е воспоставен конкурентен пазар).

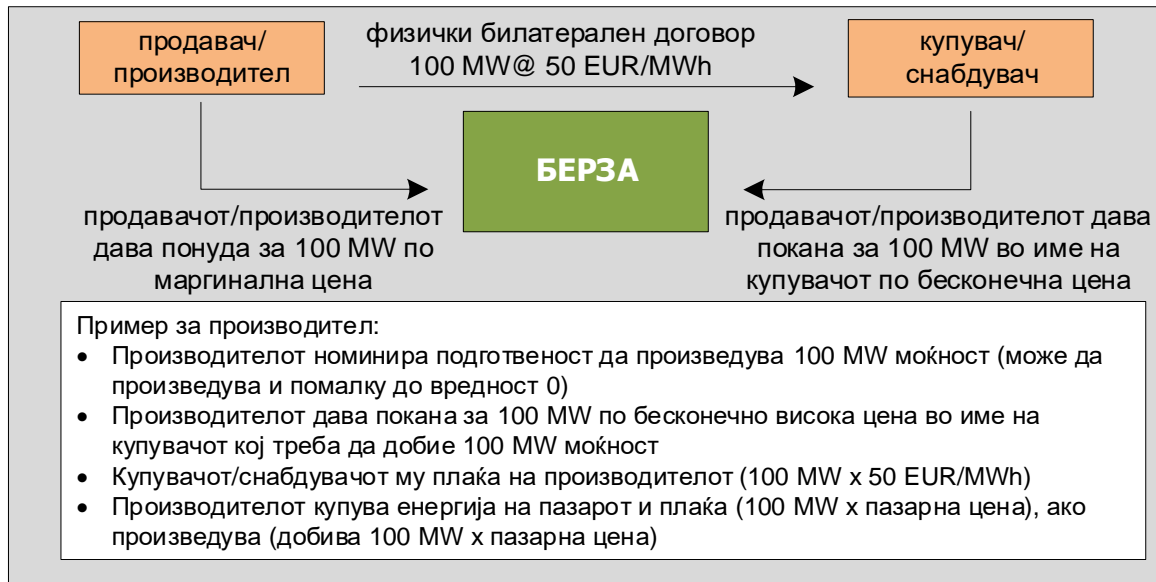
Сликата 7.1, конкретно, илустрира како билатерален физички договор, за 100 MW по цена од 20 €/MWh, може да се интегрира на БЕЕ. Според моделот, производителот, во улога на продавач, поднесува покана за продажба на 100 MW по својата МЦ и истовремено поднесува понуда, во улога на купувач за истата количина, но со бесконечна цена. Ова е потребно за производителот, во случај да биде успешен со својата покана на БЕЕ, односно ако неговата МЦ се покаже пониска од ЦПП, да се обезбеди дека ќе може да ги исполни количински и двата договори (билатералниот и договорот на БЕЕ).

Притоа, постои поттик производителот да го понуди своето производство на електрична енергија според својата МЦ, а не според цената договорена преку физичкиот билатерален договор, од следниве причини (препорака на ЕнЗ, потпоглавје 7.1.2, точка 1), [32, 33]:

- производителот ќе „помине“ подобро ако поднесе покана на ПДО според својата МЦ, отколку според цената од билатералниот договор, ако ЦПП е помала од неговата МЦ; во овој случај, наместо производителот самиот да ја произведе електричната енергија за која се договорил, истата количина може да ја купи од БЕЕ по пониската ЦПП и да заштеди на сувишни трошоци за производство; ова може да се оствари само ако расположивиот

производен капацитет и/или капацитет за увоз на електрична енергија е поголем од истргуваната количина според договорот,

- производителот, исто така, ќе има придобивки и ако ЦПП е поголема од неговата МЦ; во овој случај тој ќе произведува електрична енергија, која на крајот ќе му биде платена според договорената цена во билатералниот договор.



Слика 7.1 Интеграција на долгорочните билатерални физички договори во оптимизацијата на ПДО [32, 33]

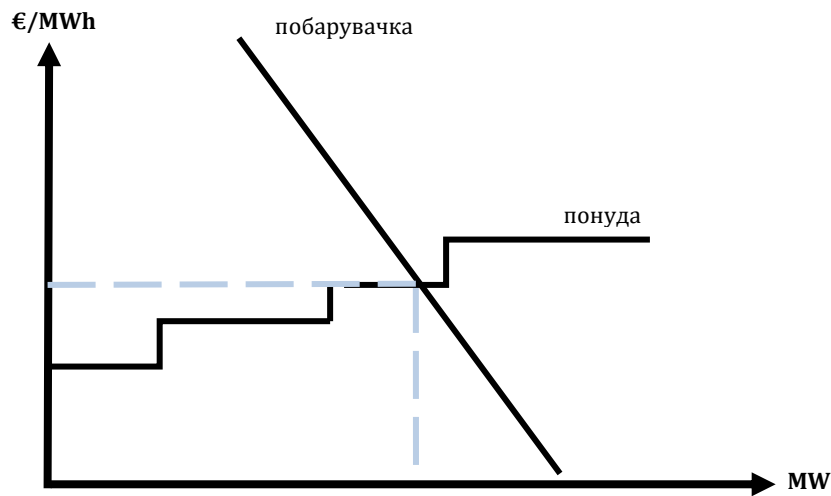
Дополнително, постоењето на долгорочни билатерални физички договори придонесува за намалување на примената на пазарна сила на пазарот на електрична енергија. Секој обид на доминантниот производител да ја зголеми пазарната цена по пат на рестрикција на произведените количини ќе биде неуспешен, бидејќи со тоа истиот тој производител ќе стане нето-купувач на пазарот при зголемена ЦПП. Сепак, ако примената на долгорочни договори се намали со текот на времето, поголемите производители можат повторно да дојдат во позиција на пазарна сила.

Прекуграничните договори однапред, исто така, можат да бидат оптимизирани преку ПДО, на сличен начин како билатералните договори.

Формирање на цената од пазарно пребивање при интеграција на долгорочните физички билатерални договори

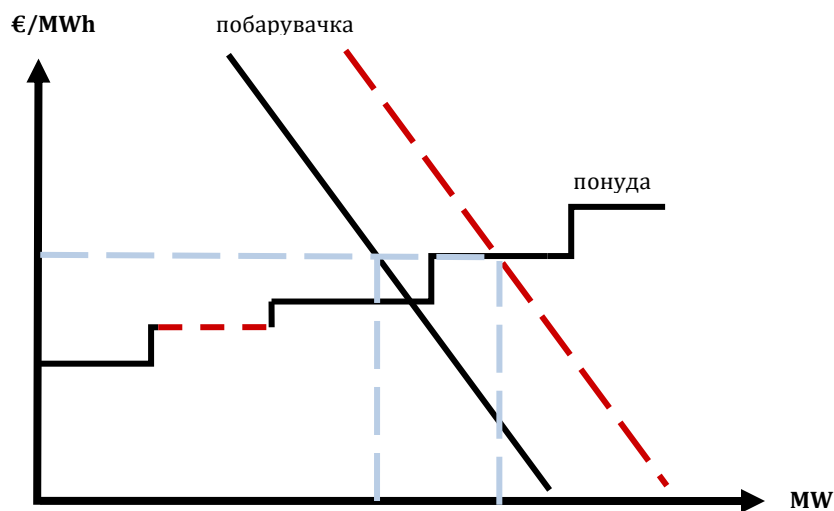
Едноставниот принцип за пронаоѓање на пресекот на инверзните криви на понуда и побарувачка (точка на пазарен еквилибриум) при тргувањето со било која берзанска стока е применуван и на БЕЕ. Како што е прикажано во [30], учесниците на БЕЕ ги доставуваат своите покани и понуди до трговската платформа, за одреден временски интервал (час по час). Според теоријата на пазари (применлива на развиените пазари со идеална конкуренција), секој производител поднесува покани за одделни количини на електрична енергија, по цени еднакви на МЦ за производство на одделните количини електрична енергија од своите поединечни производни единици. Како што е прикажано на слика 7.2, цената ќе биде

формирана според пресекот на агрегираните криви на понуда и побарувачка кои се одраз на поканите и понудите доставени од страна на учесниците.



Слика 7.2 Формирање на ЦПП од пресекот на кривите на понуда и побарувачка, [30]

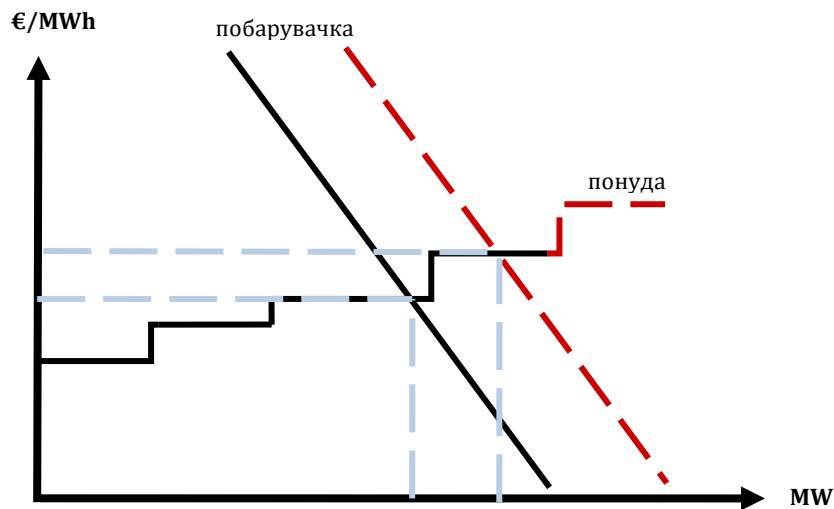
Ако во БЕЕ се интегрирани и долгорочните билатерални договори, на начин илустриран на сликата 7.1, тогаш цената повторно ќе биде одредена според пресекот на кривите. Во случај на долгорочен **билатерален договор на производител со ниска МЦ на производство**, интеграцијата на овој договор во БЕЕ ќе предизвика понудата и побарувачката да се поместат подеднакво, како што е тоа прикажано на слика 7.3. Како резултат, **истргуваната количина на БЕЕ ќе порасне без промена на ЦПП.**



Слика 7.3 Формирање на ЦПП при ИБД со ниска МЦ [32, 33]

Ако се разгледува другиот случај, интеграција на **долгорочен билатерален договор чиј носител е производител со висока МЦ на производство**, како што е тоа прикажано на слика 7.4, понудата и побарувачката се поместуваат подеднакво, но бидејќи МЦ на дополнителната количина електрична енергија е висока, интеграцијата ќе **резултира со зголемена истргувана количина и зголемена ЦПП.** Сепак, и покрај порастот на ЦПП, во овој случај се зголемува ефикасноста на

пазарот, бидејќи дополнителната побарувачка е задоволена од производител со помала МЦ, што води кон зголемена општествена благосостојба.



Слика 7.4 Формирање на ЦПП при ИБД со висока МЦ [32, 33]

7.2.2 Модел на задолжително учество на пазарот при набавка на енергија (модел ЗНЕ)

Во овој модел на подобрување на ликвидноста на БЕЕ, се вбројуваат првите три мерки идентификувани во трудот [37]. Притоа, според досегашните дискусии во стручната јавност, пред сè заради верувањето дека подобрата краткорочна прогноза на загубите, во комбинација со континуирано тргување до крајниот рок пред реалното време, може да резултира со намалени трошоци, постои голема веројатност дека мерките означени со 1 и 2, задолжителна набавка на електричната енергија за покривање на загубите во мрежата (во целост или делумно), при основањето на МБЕЕ ќе бидат наметнати врз ОЕПС и ОДС соодветно.

Што се однесува до мерката 3 (набавка на кусоците за тарифните потрошувачи), како што веќе беше забележано погоре, таа ќе мора најнапред да претрпи модификации во формулацијата, заради неусогласеност со Третиот пакет [31]. Имено, иако снабдувачот за тарифни потрошувачи ќе престане да постои по влегувањето во сила на новиот закон за енергетика, сепак во НЗЕ [38] се предвидуваат два вида регулирани снабдувачи на електрична енергија за исполнување на универзалната услуга – снабдувач во краен случај (сите потрошувачи што би останале без својот снабдувач, но со ограничено времетраење на услугата) и универзален снабдувач (домаќинства и мали потрошувачи, со временски неограничена услуга). Набавката на електрична енергија од страна на овие два снабдувачи ќе треба да се одвива на пазарен начин, според соодветни методологии, кои би биле однапред утврдени или барем одобрени од страна на РКЕ.

Веројатноста улогата на носител на ликвидноста на МБЕЕ да биде доделена на идните регулирани снабдувачи на електрична енергија во пазарот на Република Македонија е многу тешко да се процени, со оглед на временската дистанца и недостатокот на широка стручна дискусија во врска со функциите и задачите на овие два снабдувачи. Она што Третиот пакет, односно Директивата 72/2009 ЕК

[31], однапред, принципиелно, го наложува е дека цената на електричната енергија која ваквите снабдувачи ќе ја понудат на пазарот треба да биде повисока од просечната цена на пазарот на мало, заради стимулација на процесот на промена на снабдувачот. Логиката која стои зад ваквото очекување е дека регулираните снабдувачи (особено снабдувачот во краен случај⁷⁷), заради непредвидливоста на доаѓањето и заминувањето на нивните корисници, нема да бидат во можност на подолг рок да ја планираат набавката на потребната електрична енергија и ќе бидат непрекинато изложени на ризикот од флукуација на цените на ПДО и ДП. Според ваквите принципиелни очекувања од развиените пазари, прашање е колку би било коректно регулираните снабдувачи дополнително да бидат оптоварени со обврска за задолжително учество на МБЕЕ.

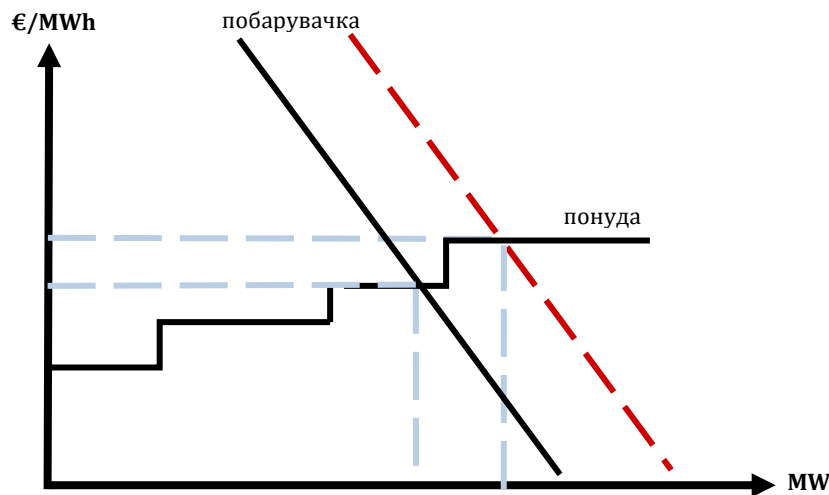
Од друга страна, пак, познавајќи ги условите и степенот на развиеност на пазарот на електрична енергија, менталитетот на македонското општество во целост, како и пристапот до информации и користењето на современите информациско-комуникациски технологии, за очекување е дека новиот универзален снабдувач (наменет само за домаќинствата и малите потрошувачи) ќе биде разбран како директна замена за поранешниот снабдувач за тарифни потрошувачи, од кој, пред сè, би се очекувале ниски цени и компензација на улогата на државата во грижата за ранливите категории граѓани.

Според претходно изложеното, дали регулираните снабдувачи ќе бидат задолжително насочени кон ПДО на МБЕЕ, главно зависи од севкупните анализи и проценката на РКЕ за висината на цената на МБЕЕ во однос на можностите на билатералните физички договори.

Сепак, во било кој случај на избор на регулиран учесник на пазарот кому би му била наметната улогата на носител на ликвидноста по моделот ЗНЕ, заради сигурно исполнување на обврската за набавка на одреден процент на електрична енергија од своето портфолио на ПДО, **учесникот би морал да поднесува понуди за соодветната количина на електрична енергија по бесконечна цена.**

Резултатот од ваквото учество на „регулираните набавувачи“ (модел ЗНЕ) на ПДО, при формирањето на ЦПП, е симулиран со сликата 7.5, со паралелно придвижување на инверзната крива на побарувачка во десно и дефинирање на нова точка на еквилибриум на ПДО, односно нова ЦПП. Притоа, важно е да се напомене дека на крајниот резултат, покрај количината на ЗНЕ, влијае и обликот на агрегираната крива на понудата. Од ваквата интервенција на ПДО може да се очекува да доведе до повисока, или најмалку до еднаква, ЦПП во споредба со онаа постигната без примена на мерки за зголемување на ликвидноста.

⁷⁷ з.а., улогата и функциите на снабдувачот во краен случај, според Третиот пакет, суштински се разликуваат од оние на снабдувачот со исти назив во ЗЕ



Слика 7.5 Формирање на ЦПП при ЗНЕ

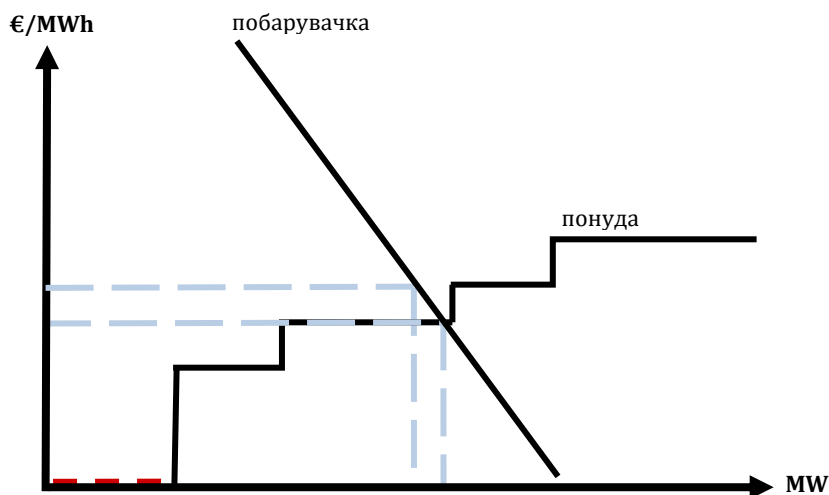
7.2.3 Модел на задолжително учество на пазарот при продажба на енергија (модел ЗПЕ)

Моделот ЗПЕ одговара на мерките 4 и 5 предложени во трудот [37], како мерки за подобрување на ликвидноста на МБЕЕ по пат на задолжителна продажба на „вишоците или утврден дел од електричната енергија која ја произведува АД ЕЛЕМ“, односно на „производството на повластените производители на електрична енергија“ на ПДО на МБЕЕ. Интеграцијата на производството од ОИЕ е моделот за кој несомнено се залага оваа Студија и тој ќе биде вклучен во сите понатамошни анализи, заедно со интуитивната оценка дека **количините на електрична енергија произведени од ППЕЕ, вклучени во алгоритмот на ПДО, би придонеле кон намалување на ЦПП.**

Имено, ако постои обврската овие количини задолжително да бидат продадени на ПДО, единствена можност за институцијата во чија надлежност би западнала ваквата обврска (во оваа Студија, условно наречена ООИЕ⁷⁸) би била да **ги продава тие количини на ПДО (да поднесува покани) по нулта цена.** Илустрација на резултатите од ваквото учество на ООИЕ на ПДО е прикажана на слика 7.6, со **напомена дека евентуалните мали количини на електрична енергија произведени од ППЕЕ во споредба со количините и МЦ на останатите продавачи на ПДО, би можеле да резултираат и со непроменета ЦПП, но во никој случај со зголемување на ЦПП.**

Покрај тоа, на сликата 7.6, се забележува и мало зголемување на вкупната количина на истргувана електрична енергија. Но, должни сме да нагласиме дека, во нашиот пример, овој ефект се јавува како резултат на наклонот на правата со која е претставена побарувачката на електрична енергија и намалената ЦПП, а не директно како резултат на примената на ЗПЕ методот за зголемување на ликвидноста. Во случај на нееластична побарувачка (наклон на правата на побарувачка еднаков на нула), ефектот на зголемување на волуменот на пазарот потполно би изостанал.

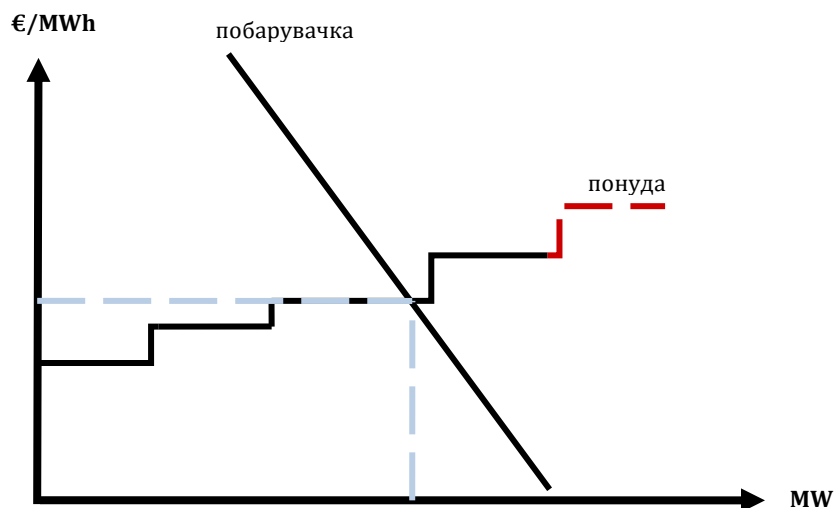
⁷⁸ ООИЕ би бил задолжен за откуп на електричната енергија произведена од ППЕЕ, тргување со таа енергија на ПДО и ДП на МБЕЕ, како и пребивање и порамнување на трошоците за ППЕЕ



Слика 7.6 Формирање на ЦПП при ЗПЕ од производството на ППЕЕ

Варијантата за задолжување на државното претпријатие за производство на електрична енергија, ЕЛЕМ, со улогата на носител на ликвидноста на МБЕЕ е проблематична од повеќе причини. Најнапред, под прашање е кондицијата на самото претпријатие, кое што во продолжен рок непрекинато служи за задоволување на функцијата на јавен регулиран производител на електрична енергија за потребите на потрошувачите на територијата на Република Македонија, наместо да му биде дозволено транзицискиот период да го искористи за трансформирање во модерен пазарен производител. Проблемите на ЕЛЕМ се мултиплицирани со евидентното снемвање на јаглен во рудниците кои ги опслужуваат неговите ТЕЦ и потребата од нивна пренамена на друг вид гориво, што води кон зголемени инвестиции и значително повисока МЦ на производството. Претходново е потенцирано со обврските преземени со ДЕНЗ за намалување на емисиите на стакленички гасови и штетни честички од ТЕЦ, како и очекувањата на граѓаните на Република Македонија во таа насока.

Понатаму, земајќи ги предвид понапред наведените услови, исто така, се поставува прашањето за потенцијалната ефикасност на ЕЛЕМ како носител на ликвидноста на МБЕЕ. Имено, како што е претходно дискутирано во врска со моделот ИБД (слики 7.3 и 7.4) под претпоставка дека секој производител единствено поднесува покани на ПДО по својата МЦ, влијанието на ЕЛЕМ како носител на ликвидноста при формирањето на ЦПП на ПДО исклучиво би зависело од висината на МЦ на производните единици чие производство би било продавано преку ПДО на МБЕЕ. При висока МЦ на производството од ТЕЦ и сеуште суштинската улога на ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ при обезбедувањето на резерви и балансирање на ЕЕС на Република Македонија, наметнувањето на обврската за носител на ликвидноста на ЕЛЕМ би било исцрпачко за претпријатието и без поголем позитивен ефект врз МБЕЕ. Ефектот, кој што би се свел на еднаква количина на истргувана електрична енергија и еднаква ЦПП, е илустриран на сликата 7.7.



Слика 7.7 Формирање на ЦПП при ЗПЕ со висока МЦ

Според тоа, при понатамошните анализи во рамките на Студијата, главните очекувања за унапредување на ликвидноста на МБЕЕ според моделот ЗПЕ останува да бидат насочени кон успешната интеграција на ОИЕ во пазарот.

7.2.4 Комбинација од модели за унапредување на ликвидноста на пазарот

При утврдувањето на регулативата за функционирањето на претпоставената БЕЕ во Република Македонија, РКЕ може да одлучи, секако врз основа на претходно изведени анализи, да примени еден или повеќе од горенаведените модели за подобрување на ликвидноста на МБЕЕ, што во нашиве разгледувања нужно наметнува потреба од воведување на дополнителни комбинирани модели.

Бидејќи во основата на оваа Студија е интеграцијата на произведената електрична енергија од ОИЕ поддржана со ПТ, што би значело задолжителна продажба на оваа енергија на ПДО на МБЕЕ, од главен интерес за понатамошните анализи би биле следниве комбинирани модели:

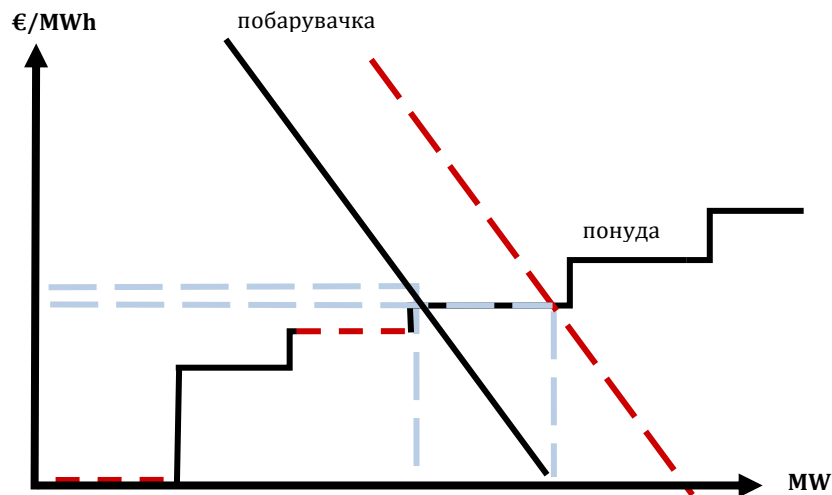
1. Модел на задолжително учество на пазарот при продажба на енергија + Модел на интеграција на билатералните физички договори (модел ЗПЕ+ИБД), и
2. Модел на задолжително учество на пазарот при продажба на енергија + Модел на задолжително учество на пазарот при набавка на енергија (модел ЗПЕ+ЗНЕ).

Притоа, во двата комбинирани модели, ЗПЕ ќе се моделира единствено со продажба, од страна на ООИЕ, на количините на електрична енергија произведена од ППЕЕ.

Модел ЗПЕ+ИБД - задолжително учество на пазарот при продажба на енергија и интегрирање на билатералните физички договори

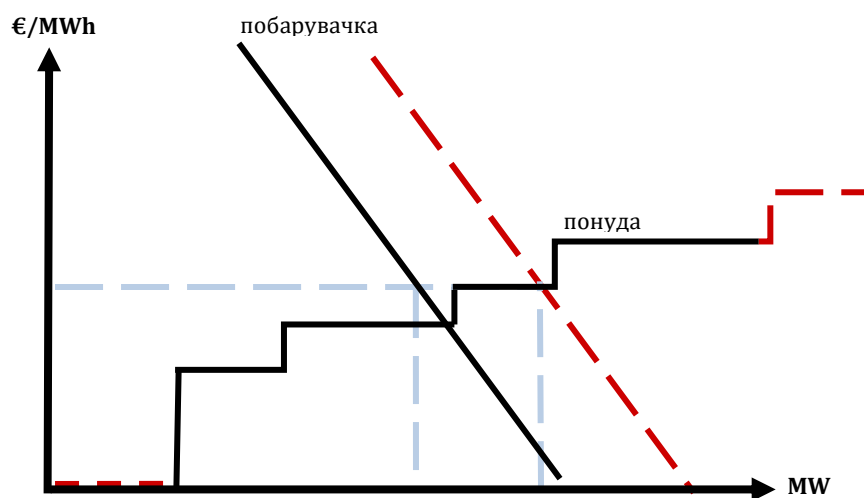
Врз основа на дискусиите спроведени при образлагањето на моделите ИБД и ЗПЕ, не е тешко да се претпостави здруженото влијание на овие два модели врз формирањето на ЦПП, кое што е прикажано на сликите 7.8 и 7.9.

Слика 7.8 го прикажува влијанието на примената на комбинираниот модел ЗПЕ+ИБД, во случајот на билатерални физички договори со ниска МЦ на инволвираното производство. Знаејќи дека моделирањето на билатералните физички договори со ниска МЦ, во алгоритмот на ПДО, не влијае врз ЦПП, туку само ја зголемува количината на истргувана енергија, како и дека ЗПЕ од ОИЕ, сосем спротивно, ја намалува или најмалку ја одржува еднаква ЦПП, но не влијае директно врз количината на истргуваната енергија, во овој случај логично е да се очекуваат единствено **позитивни ефекти врз ликвидноста на ПДО – зголемен волумен на пазарот со иста или намалена цена** во споредба со резултатите на ПДО без примена на мерки за подобрување на ликвидноста.



Слика 7.8 Формирање на ЦПП при комбинираниот модел на ЗПЕ+ИБД со ниска МЦ

Во случајот на примена на комбинираниот метод ЗПЕ+ИБД со висока МЦ, ефектот на задржување на истата ЦПП при зголемена количина на истргувана енергија, прикажан на слика 7.9, во делот на ЦПП, е делумно случаен, иако најверојатен, резултат на земиениот пример на инверзни криви на понуда и побарувачка на ПДО.

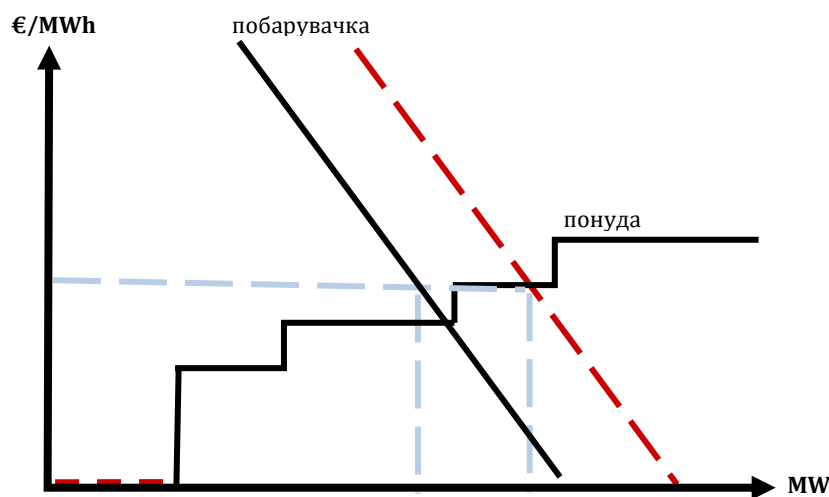


Слика 7.9 Формирање на ЦПП при комбинираниот модел на ЗПЕ+ИБД со висока МЦ

Имено, одделните очекувани ефекти од методот ЗПЕ и ИБД со висока МЦ врз ЦПП се делумно спротивставени – ЗПЕ влијае со намалување или задржување на истата ЦПП, а ИБД со висока МЦ со зголемување или задржување на истата ЦПП.

Модел ЗПЕ+ЗНЕ - задолжително учество на пазарот при продажба на енергија и при набавка на енергија

Примената на комбинираниот модел ЗПЕ+ЗНЕ, со најголема веројатност би довела до резултатот прикажан на слика 7.10. Имено, проценката се заснова врз претходно утврдените карактеристики на двата модели – моделот ЗПЕ (во формата прифатена за разгледување во Студијата, односно единствено наметнување на обврската на ООИЕ за продажба на количините произведени од ППЕЕ на ПДО) влијае со намалување или одржување на ЦПП и нема влијание врз истргуваната количина на енергија на ПДО, а моделот ЗНЕ влијае со зголемување или одржување на ЦПП при зголемена количина на истргувана електрична енергија. Значи, моделот со сигурност би довел до зголемување на волуменот на ПДО, но дали ЦПП ќе се зголеми, одржи на исто ниво, или намали, во најголема мерка зависи од соодносот на количините на електрична енергија со обврска за ЗПО и ЗНО и секако, од основниот облик на агрегираните инверзни криви на понуда и побарувачка на ПДО.



Слика 7.10 Формирање на ЦПП при комбинираниот модел на ЗПЕ+ЗНЕ

7.2.5 Споредба на моделите за унапредување на ликвидноста на пазарот

При споредба на можните модели за унапредување на ликвидноста на ПДО на МБЕЕ, очигледна е предноста на комбинираните методи, кои што поседуваат потенцијали за постигнување на посакуваната цел – унапредување на ликвидноста на МБЕЕ со разумно влијание врз ЦПП.

Моделот ЗПЕ+ИБД, најверојатно доведува до зголемен волумен на ПДО при еднаква или намалена ЦПП. Можната намалена ЦПП би привлекла нови учесници на ПДО на МБЕЕ, што би претставувало дополнителна придобивка за МБЕЕ. Како недостаток на примената на овој модел би се јавила евентуалната некомпатибилност со вкупниот процес на извршување на балансниот механизам (прием на номинации, нивно одобрување, мерења, пресметка на дебаланси и издавање на фактури за остварените дебаланси), односно со изборот на институциите назначени за ООИЕ и оператор на балансниот механизам. Во случај

да се тоа две различни институции (како што е предложено во НЗЕ [38]), примената на овој модел би можела да доведе до сувишен (редундантен) пренос и ажурирање на исти податоци во двете институции одделно, како и, следствено, до зголемени административни трошоци.

Од друга страна, пак, примената на моделот ЗПЕ+ЗНЕ би била наједноставна, ако е ограничена на наметнување на задолжително учество во ПДО само на производството од ППЕЕ и на набавката на енергија за покривање на загубите во преносната и дистрибутивната мрежа. Наметнувањето на обврската за учество на ПДО би се свело само на регулирани учесници на пазарот (ООИЕ, ОЕПС и ОДС) и притоа, количините на истргувана енергија на ПДО на МБЕЕ со сигурност би биле зголемени, додека влијанието врз ЦПП би зависело главно од соодносот на количините на произведена енергија од ОИЕ и наложениот процент за задолжителна набавка на енергија за покривање на загубите во мрежите, како и од иницијалниот облик на инверзната крива на понуда на ПДО на МБЕЕ.

Од спроведените анализи во ова поглавје, без оглед која варијанта од предложените би била избрана од страна на носителите на одлуки во државата, со сигурност може да се заклучи дека очекуваните придобивки од отворањето на пазарот на електрична енергија, воспоставувањето на ПДО и интеграцијата на ОИЕ се несомнени. Придобивките би можеле да се сумираат на следниов начин:

- **унапредена социоекономска ефикасност** – производните единици со најниска МЦ на производството би биле ангажирани постојано, притоа, ограничувајќи ги вкупните трошоци за производство на електрична енергија во прилог на сите потрошувачи на пазарот,
- **подобрена активност на производителите** – производните единици на одделни производители не би биле ставени во погон ако пазарната цена не ги покрива нивните МЦ на производство, при што би се елиминирале евентуалните финансиски загуби,
- **зголемена транспарентност на пазарот** – електричната енергија од ОИЕ произведена од ППЕЕ и билатералните физички договори, како наследство од тековниот пазар, би можеле да бидат вклучени во новиот модел на интегриран пазар, притоа придонесувајќи кон волуменот на ПДО и конкурентниот натпревар со останатите производители,
- **намалување на инвестиционите трошоци:**
 - инвестирањето во нови производни капацитети би станало попрофитабилно,
 - можноста за поседување на долгорочни билатерални физички договори би овозможила практикување на вообичаениот начин на справување со ценовните ризици,
 - ПДО би обезбедил ефикасна конкуренција и еднаков пристап кон пазарот за оние учесници кои не поседуваат долгорочни физички договори,
 - производителите секогаш би ги покриле своите МЦ за оствареното производство.

Сепак, во согласност со понапред изложеното, моделот ЗПЕ+ЗНЕ, како модел кој е наједноставен за примена и дава задоволителни резултати во смисла на зголемувањето на ликвидноста и со тоа применлив на МБЕЕ со најголема веројатност, ќе биде единствено земен предвид при симулациите на предложениот модел за интеграција на ОИЕ во рамките на оваа Студија (поглавје 9).

8 ПРЕДЛОГ МОДЕЛ ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Предложениот модел за интеграција на ОИЕ, поддржани со ПТ, во пазарот на електрична енергија на Република Македонија се заснова на анализите за идентификација на модели за интеграција на ОИЕ препорачани и применети во рамките на ЕУ и ЗББ, како и на анализите на барањата на европскиот ЦМ и можните прилагодувања на постојниот пазар на електрична енергија во Република Македонија кон овој модел, кои се прикажани во претходните поглавја на оваа Студија. Притоа, предложениот модел е расчленет на трите главни елементи на интеграцијата:

1. доделување на квотите за поддршка на ОИЕ и изградба на капацитети,
2. интегрирање на електричната енергија произведена од ОИЕ со поддршка на ПТ во организираниот пазар на електрична енергија, и
3. распределба на трошоците произлезени од МП на ОИЕ.

Покрај препораките на европските институции и на Секретаријатот на ЕнЗ, креирањето на моделот за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија е водено и од принципот „најмали промени во досегашната практика“, со оглед на фактот дека МП на ОИЕ заснован на ПТ е успешно применуван во електроенергетскиот сектор на Република Македонија, веќе подолго од едно десетлетие⁷⁹.

Предлозите се потврдени со симулациите на предложениот модел за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија, кои се работени симултано, но се прикажани во наредното поглавје од Студијата.

8.1 Доделување на квотите за поддршка на обновливи извори на енергија

Пред да биде образложен предложениот метод за доделување на квоти за поддршка на ОИЕ, вредно е да се нагласи дека постојните договори на ППЕЕ мораат да останат во сила непроменети, до крајниот рок на нивно истекување. Евентуалната промена на режимот за откуп на електричната енергија произведена од ППЕЕ, кои се стекнале со статусот и соодветни договори до моментот на стапување во сила на новиот режим за поддршка и кој најверојатно ќе се совпадне со стапувањето во сила на новиот закон за енергетика и соодветните подзаконски акти, не смее да влијае на начинот на работа и финансиската сигурност на постојните ППЕЕ. Единствената промена која постојните ППЕЕ би било дозволено да ја почувствуваат е евентуалната промена на операторот кој ја откупува произведената енергија од нивните постројки (во оваа студија условно наречен ООИЕ), и тоа под услов законодавецот, во согласност со новиот модел на пазар на електрична енергија, да понуди убедливи аргументи дека префрлувањето на овие

⁷⁹ Забележан е застој во примената на МП на ОИЕ во последните две до три години, пред се заради политичката криза и процеси кои се одвиваа во државата во овој период, https://www.energy-community.org/dam/jcr:9f59fa4e-e23b-41d5-ab03-85efbaf92ed7/MC_conclusions_122018.pdf

обврски од постојниот оператор, ОПЕЕ, ќе понуди придобивки во смисла на понатамошен развој на пазарот на електрична енергија.

Имено, тековната верзија на НЗЕ [38], во врска со управувањето со електричната енергија произведена од идните ППЕЕ, споменува два различни оператора. Едниот е постојниот оператор, ОПЕЕ, кој е задолжен за упарување на енергијата произведена од ППЕЕ според МП на ОИЕ со ПТ, а другиот кој е наречен ООИЕ, би требало да се погрижи за новите договори, воспоставени во иднина според моделот ПП. Авторите на оваа Студија, во моментот, не гледаат никаква посебна причина во идниот модел на пазар на електрична енергија да постојат два оператора задолжени за администрирање и управување со енергијата произведена од ОИЕ, туку дека вкупната улога треба да се додели на ОПЕЕ, кој веќе има стекнато искуство и човечки ресурси за справување со улогата на иден ООИЕ, и тоа според постојниот и двата идни предвидени МП на ОИЕ, ПТ и ПП.

Во секој случај, во иднина, доделувањето на квотите за поддршка на ОИЕ, било според моделот ПТ или според новиот пазарно ориентиран модел ПП, ќе треба да се одвива по пат на транспарентен модел на доделување (тендер или аукција), при што сметаме дека во конкретниот случај за примена во Република Македонија посоодветно би било спроведување на тендерска постапка.

Креирањето на постапката на наддавање (тендерска постапка) за одредување на поддршката за производителите на електрична енергија од ОИЕ е многу важно и бара земање предвид на повеќе аспекти. Идејата е **да се оствари целта за постепено намалување на нивото на поддршка и притоа да се избере најконкурентната технологија.**

Притоа, за урамнотежен развој на искористувањето на ОИЕ и обезбедување на правичност при распределбата на средствата за поддршка, во законската рамка најнапред треба јасно да се разграничи поддршката според методот на ПТ од онаа според методот на ПП, односно точно да се утврди колкави капацитети (релативно мали) и кои иновативни (релативно скапи) технологии ќе бидат квалификувани за поддршка според МП со ПТ.

Имајќи ги предвид препораките од УДП [5] и Секретаријатот на ЕнЗ [7], аспектите кои треба задолжително да бидат земени предвид при креирањето на **тендерите за поддршка на малите капацитети и иновативните технологии според МП со ПТ** се следниве:

1. критериумот за доделување на МП треба да биде најниска ПТ по инсталиран MW или произведен MWh, или комбинација од двете, зависно од поставената национална цел и предвидената годишна динамика на реализација, при што изборот би се вршел според резултантната ранг-листа изработена по растечки редослед на понудената ПТ,
2. наддавањето мора да биде независно од локацијата на инсталираниот капацитет,
3. наддавањето мора да биде независно од технологијата за искористување на ОИЕ, односно од видот на ОИЕ чие искористување ќе биде поддржано, се со цел да се одбере најекономичната технологија и таа да се поддржи,

4. со цел да се избегне стратешкото наддавање и да се обезбеди успешноста на тендерот, во условите можат да се воведат највисоката и, ако се смета за потребно, најниската тарифа,
5. ако не ги исполнат пропишаните барања од тендерот, ППЕЕ треба да бидат обврзани да плаќаат пенали,
6. исходот од тендерот треба да биде достапен за јавноста,
7. институцијата надлежна за спроведување на тендерот може да биде ООИЕ или Владата на Република Македонија.

Наддавањето, кое е независно од локацијата и технологијата на ОИЕ, ќе придонесе за избирање на најконкурентната понуда на тендерот и за сведување на поддршката на минимално ниво, со што ќе се обезбеди исплатливост на МП. Дополнително, потребна е едноставена и сеопфатна тендерска постапка за поддршка на производството на електрична енергија од малите производители на електрична енергија од ОИЕ за да се минимизираат административните бариери и да се утврди дали е постигната целта во врска со предвидената вкупна инсталирана моќност.

8.2 Интегрирање на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија

Електричната енергија произведена од ОИЕ треба да се интегрира во пазарот на начин кој го сведува на минимум непазарното влијание на поддршката, каква што е ПТ, и воедно да се одржи национален пазар на електрична енергија на големо со ценовни сигнали кои ги рефлектираат реалните пазарни услови.

SEER [10] ја поддржува примената на ПТ кај мали производители на електрична енергија од ОИЕ. Се препорачува овој МП да се применува и покрај фактот дека тој овозможува ограничена интеграција на производството од ОИЕ на пазарот на електрична енергија, при што вкупната произведена електрична енергија од ОИЕ треба да се пласира на орагнизираниот пазар и по можност, да се воведат ПТ за различни временски период кај оние електрични централи на ОИЕ кај кои може да се управува со производството.

Во случајот со постојните, но и идните, ППЕЕ поддржани со ПТ, заради неосетливоста на механизмот на пазарните сигнали, единствената можност за интеграција е **ООИЕ (кој е задолжен за откуп на вкупната произведена електрична енергија од овие ППЕЕ) да биде, исто така, задолжен да тргува со таа енергија на организираниот пазар и тоа што е можно поблиску до реалното време на испорака учествувајќи на ПДО и континуирано на ДП, како што се подобрува прогнозата за производството од ОИЕ.** За поттикнување на мотивацијата на ООИЕ за посветено тргување со производството на ППЕЕ (во согласност со последните прогнозираните количини) до последниот дозволен момент за тргување на ДП, законодавецот може да предвиди **доделување на соодветен бонус (награда) за успешно тргување**, односно за минимизирање на пазарните дебаланси предизвикани од номинациите на ППЕЕ со ПТ, чија балансна одговорност, според ЗЕ ја сноси ОПЕЕ, а во иднина најверојатно ќе мора да ја сноси истата или новоназначената институција ООИЕ.

Од претходно изложеното, потполно е јасно дека ООИЕ треба да биде кадровски екипирана за трговија со електрична енергија на организиран пазар, како и да располага со современи алатки за проценки на движењата на пазарот и прогноза на производството од ППЕЕ со кои има склучено договори, што единствено додава кон аргументираните размислувања дека ООИЕ треба да остане сегашниот ОПЕЕ, кој е доволно кадровски и технички екипиран да ја понесе таа улога.

Единствена недоумица кон претходно изложеното внесува препораката на Секретаријатот на ЕнЗ [7], која буквално гласи вака: „Назначувањето на институција која ќе ја спроведува и ќе управува со процесот на примена на МП е ефикасен пристап за поддршка на производителите на електрична енергија од ОИЕ. Во многу држави, оваа улога е доделена на ОПЕЕ, ОЕПС или посебна институција која е правно одвоена од ОЕПС. Имајќи предвид дека ОПЕЕ има значајна улога во пазарот на електрична енергија и во спојувањето на пазарите, и дека ОЕПС управува со пристапот кон мрежата, важно е да се истакне дека институцијата која е назначена да управува со МП на ОИЕ, односно ООИЕ, треба да биде правно одвоена од било која друга активност во пазарот на електрична енергија.“ Притоа, потполно е нејасно зошто улогата на ООИЕ, која „во многу држави“ е доделена и се спроведува од ОПЕЕ и ОЕПС, за ДС на ЕнЗ е препорачливо да „биде правно одвоена од било која друга активност во пазарот на електрична енергија“. Секретаријатот на ЕнЗ треба да достави дополнителна аргументација во врска со ова прашање, особено земајќи предвид дека административниот капацитет во најголемиот број ДС на ЕнЗ е ограничен, а ова посебно се однесува на Република Македонија кој е една од ДС со најмал пазар, односно најмал територијален, човечки (популација) и соодветно, административен капацитет.

8.3 Распределба на трошоците произлезени од механизмот за поддршка на обновливи извори на енергија

Препораките од УДП [5] и Секретаријатот на ЕнЗ [7] се децидни дека вкупните трошоци за постигнување на националните цели за застапеност на ОИЕ во финалната потрошувачка на електрична енергија можат да се распределат на следните два начини:

1. да се предадат на потрошувачите на електрична енергија, при што трошоците за обезбедување на доволна поддршка за производство на електрична енергија од ОИЕ се пресметуваат посебно и јасно се наведуваат во сметките за електрична енергија или се додаваат кон тарифата за пренос или управување со пазарот на електрична енергија, односно се вклучуваат во тарифите на односните оператори (ОЕПС или ОПЕЕ), кои исто така се дел од сметките за електрична енергија на потрошувачите, или
2. да се предадат на даночните обврзници во државата, преку јавниот буџет, во вид на данок за обновлива енергија.

Притоа, треба да се нагласи дека имплементацијата на препораката од претходното потпоглавје, за задолжителна продажба на откупената енергија од ППЕЕ на организираниот пазар од страна на ООИЕ, ќе резултира со намалување на вкупната сума на трошоци која треба да биде распределена, бидејќи дел од сумата ќе биде покриен со приходот од трговијата на организираниот пазар. Односно, трошоците за распределување ќе бидат сведени на разликата помеѓу вкупните

трошоци за поддршка на ОИЕ со ПТ и приходот од продажбата на произведената енергија.

Во Република Македонија, уште при воведувањето на МП со ПТ, беше одлучено да се применува првиот начин на распределба на трошоците предизвикани од поддршката на ОИЕ, односно тие да се доделуваат на потрошувачите, пропорционално на обемот на потрошувачката. Авторите на оваа Студија сметаат дека изборот е извршен правично и е во согласност со напорите за унапредување на енергетската ефикасност и намалување на употребата на електричната енергија за греење и други несоодветни намени.

Затоа, сметаме дека тековно применетиот начин на распределба на трошоците преку снабдувачите на електрична енергија, со сложени пресметки и навлегување во портфолиото на снабдувачите со обврска за задолжителен откуп на извесен процент од производството на ППЕЕ, треба да се замени со далеку поедноставниот метод на **вклучување на овие трошоци во тарифата на ООИЕ, односно на ОПЕЕ.**

Свесни за проблемите кои се појавија во раните фази на примената на МП со ПТ и распределбата на трошоците до потрошувачите преку тарифата на ОПЕЕ, односно за можноста за прецизно планирање на количините на електрична енергија произведена од ППЕЕ и нивните финансиски рефлексии врз тарифата на ОПЕЕ за одделен регулиран период, сметаме дека во иднина ваквите неизвесности ќе бидат значително намалени, со оглед на следните факти:

1. со НЗЕ се предвидува понатамошна поддршка на ОИЕ за производство на електрична енергија, во својот најголем обем, да се спроведува според МП со ПП,
2. МП со ПТ, во иднина, ќе биде дозволен само за многу мали (пазарно неодржливи) капацитети за производство на електрична енергија од ОИЕ и за одредени иновативни технологии, чие производство по обем и вкупни трошоци се очекува да биде со ограничен карактер,
3. најголемиот дел од капацитетите за производство на електрична енергија изградени според МП со ПТ веќе имаат свои долгорочни договори, историја на производство и познати финансиски импликации, кои можат релативно лесно и успешно да бидат прогнозирани и вкалкулирани во тарифите.

Сепак, и покрај тоа што точноста на проценката на очекуваните произведени количини на електрична енергија, односно на вкупните трошоци за поддршка, ќе биде значително зголемена, во овој случај, при пресметките на делот од тарифата наменет за покривање на трошоците од ОИЕ кои треба да се распределат до потрошувачите⁸⁰, извесни дополнителни неизвесности ќе се појават како резултат на флукуациите на цените на организираниот пазар, кои се особено карактеристични за новоосновани БЕЕ.

⁸⁰ Разликата помеѓу вкупните трошоци за поддршка на ОИЕ според договорите за ПТ и приходите остварени од продажбата на произведената електрична енергија на организираниот пазар.

Во секој случај, законското решение треба да се погрижи, тарифата за ООИЕ, во делот на трошоците за ОИЕ поддржани со ПТ, да биде ажурирана во пократки периоди од вообичаените¹ и по можност корекциите да бидат пресметувани на месечно ниво.

9 СИМУЛАЦИЈА НА ПРЕДЛОЖЕНИОТ МОДЕЛ

Моделот за интеграција на ОИЕ поддржани со ПТ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија е заснован на темелните анализи на препорачаните модели за интеграција на ОИЕ во ЕУ и ЗББ прикажани во првите четири поглавја во Студијата. Покрај тоа, во предвид се земени и барањата на европскиот ЦМ, прикажани во шестото поглавје и можните прилагодувања на постојниот пазар на електрична енергија во Република Македонија кон овој модел, кои се изложени во седмото поглавје. Самиот предложен модел е прикажан во рамките на поглавјето осум од оваа Студија. Во ова поглавје, пак, се прикажани резултатите од квантитативната анализа на вториот елемент од предложениот модел, односно интеграцијата на електричната енергија произведена од ОИЕ од ППЕЕ поддржани со ПТ во пазарот на електрична енергија. За оваа цел се извршени симулации со помош на развиен софтвер, кој врз основа на расположливи влезни податоци, овозможува да се определи ЦПП на организиран пазар, со што практично може да се процени и можното влијание на ОИЕ врз ЦПП.

Со симулациите, за зададени криви на понуда и побарувачка, се определува пазарниот еквилибриум и се прикажува добиената ЦПП за секој час од даден период. Всушност, софтверот овозможува читање на влезните датотеки, извршување на пресметки и генерирање резултати, од кои дел се прикажуваат во облик на табели и графици. Практично, се симулира организиран пазар (во случајов претпоставена МБЕЕ), се определува ЦПП за даден трговски интервал, а потоа и се определуваат просечни ЦПП на електрична енергија од организираниот пазар за даден временски период.

9.1 Опис на постапката

Проценката на влијанието на вклучувањето на електричната енергија произведена од ОИЕ од ППЕЕ поддржани со ПТ во организираниот пазар е направена врз основа на однапред утврдена постапка која се состои од неколку последователни чекори:

1. воспоставување модел за интеграција на електричната енергија од ОИЕ, поддржани со ПТ, во пазарот на електрична енергија (моделот е прикажан во претходното поглавје),
2. анализа на достапни податоци кои би се користеле за симулација,
3. развивање на софтвер за симулација на организиран пазар на електрична енергија врз основа на претпоставките на кои се заснова предложениот модел,
4. проверка на софтверот за симулација со примена на историски податоци за 2016 година, која се смета за базна година во пресметките,
5. развој на сценарија и извршување симулации за одреден број години напред, почнувајќи од 2017 до 2021 година и анализа на резултатите.

Се разбира, основниот чекор во постапката е воспоставување на модел за интеграција. Потоа следи анализа на расположливите податоци (историски податоци за потрошувачка на електрична енергија во Република Македонија, за производство на електрична енергија од ОИЕ, прогнози за потрошувачка и

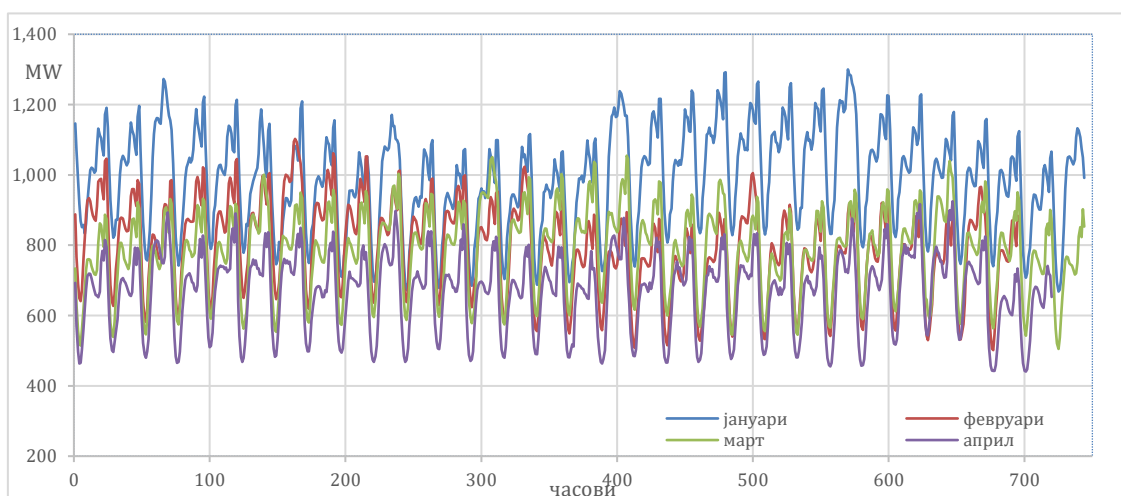
производство од релевантни национални документи, податоци од регионални ББЕ), која е особено важна за да се провери евентуална потреба од дополнителни податоци и да се развие структурата на алатката за симулација. Историските податоци се важни и заради проверка на применливоста на развиената алатка за симулации за следните периоди, за кои наместо историски, се користат претпоставени податоци и прогнози. Следниот чекор, односно развојот на сценарија и симулации претставува основа за анализата на влијанието на вклучувањето на електричната енергија произведена од ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

9.1.1 Влезни податоци

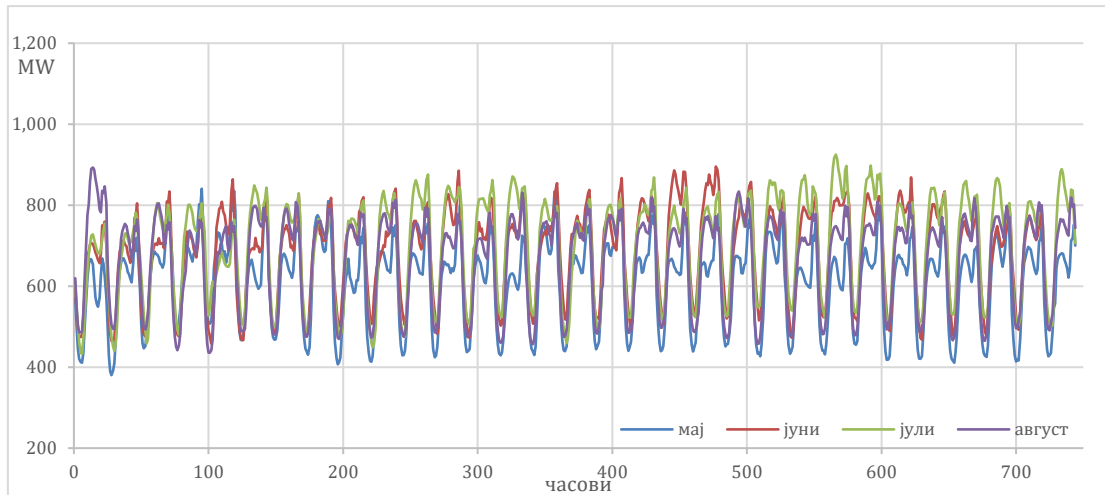
Како што е напоменато погоре во текстот, користени се множество историски податоци, вклучувајќи историски податоци за потрошувачка на електрична енергија за секој час за периодот 2015 - 2016 година, податоци за часовно производство на електрична енергија од ОИЕ и податоците за загуби на електрична енергија во преносната и дистрибутивните мрежи за разгледуваниот период.

Податоците за потрошувачката на електрична енергија се важни заради моделирање на кривата на побарувачка за претпоставена МБЕЕ, во која се очекува да се вклучи и производството на електрична енергија од ОИЕ. На сликите 9.1, 9.2 и 9.3 се прикажани податоците за конзумот во 2016 година, вклучувајќи ги и вкупните загуби. Податоците се прикажани по месеци, за секој час и организирани на три одделни графици. Вакви податоци се користени и за 2015 година.

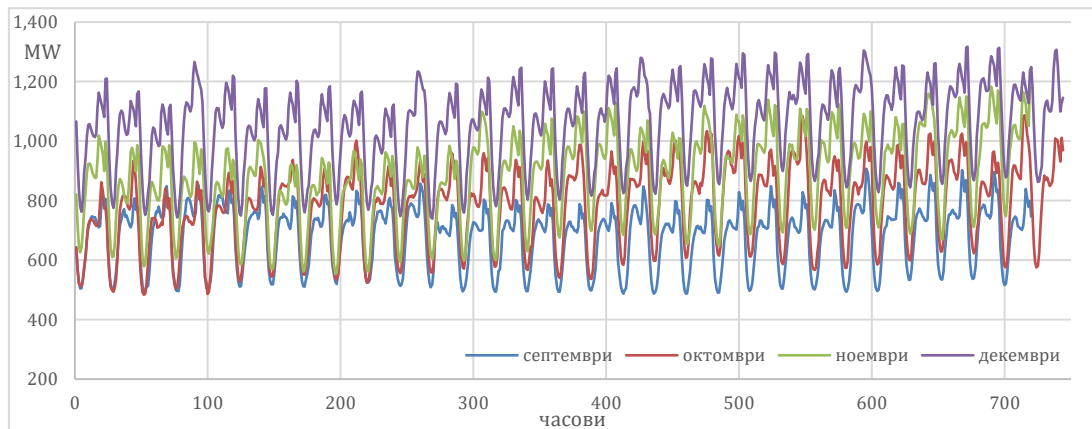
Всушност, од овие податоци се формира крива на побарувачка за секој час во дадена година, сметајќи дека побарувачката нема еластичност, односно дека, во даден час, количината не се менува во зависност од цената. Тоа практично значи дека кривата на побарувачка е вертикална права чија вредност по количина соодветствува на побарувачката на електрична енергија во дадениот час. За да се формираат овие криви и за периодот кој е предмет на анализа во Студијата, односно следните пет години, се смета дека порастот на потрошувачката изнесува 2% годишно, што е во рамките на прогнозите за пораст на потрошувачката, кои се објавени во [14].



Слика 9.1 Конзум за месеците јануари до април, 2016 година, на часовно ниво



Слика 9.2 Конзум за месеците мај до август, 2016 година, на часовно ниво

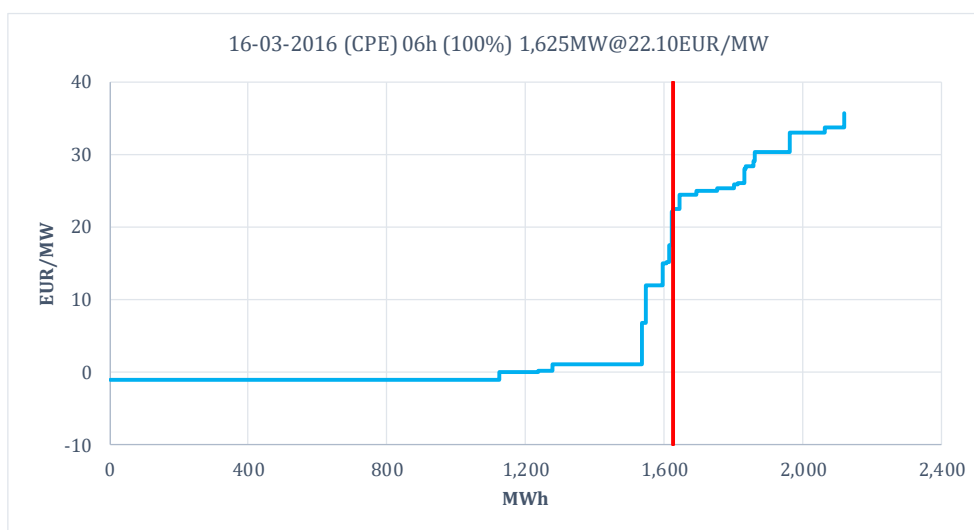


Слика 9.3 Конзум за месеците септември до декември, 2016 година, на часовно ниво

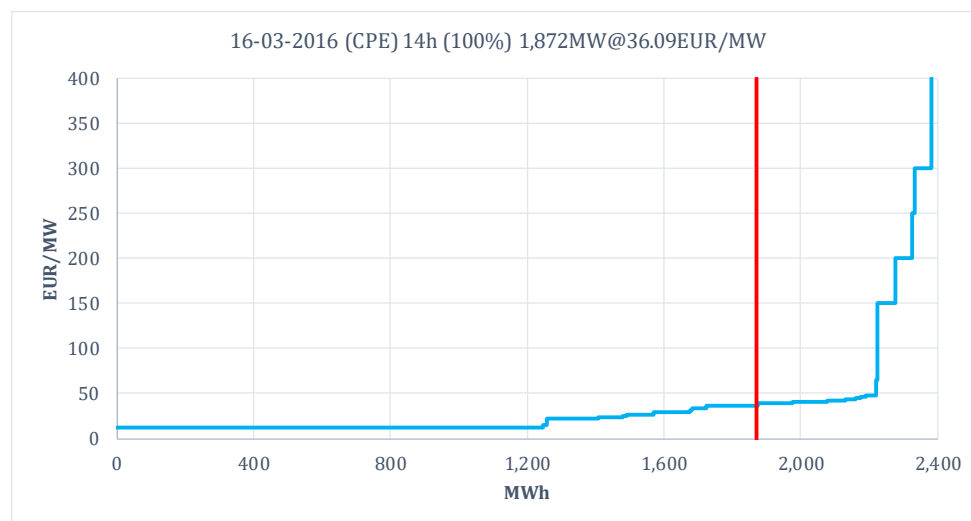
Освен кривата на побарувачка, потребно е да се формира и крива на понуда за секој час од годината, која ги одразува поканите на производителите на електрична енергија, подредени по растечки редослед во однос на нивните цени, за кои се претпоставува дека соодветствуваат на МЦ на одделни производни единици. За овие криви не постојат историски податоци затоа што во земјава сè уште не постои МБЕЕ. Исто така, не постојат јавно достапни податоци за МЦ за различните технологии (електрични центри) кои се користат во земјава (овие податоци можат да се сметаат и за деловна тајна). Бидејќи целта е да се процени влијанието на електричната енергија произведена од ОИЕ врз пазарот на електрична енергија, потребно е да се воспостави модел кој симулира МБЕЕ, водејќи се од претпоставката дека учесниците на оваа БЕЕ би се однесувале на сличен начин како и учесниците на некоја регионална БЕЕ.

Токму затоа, проблемот на недостаток на податоци за формирање на кривите на понуда се решава со користење на јавно достапни податоци од регионалните берзи. За потребите на оваа Студија се користат податоците преземени од унгарската БЕЕ, HUPX. Оваа регионална БЕЕ функционира веќе осум години, односно подолго од останатите берзи во регионот, како што се српската, хрватската и бугарската БЕЕ. Станува збор за ликвидна БЕЕ на која тргуваат компании од сите земји во регионот и се смета референтна од аспект на цената на електричната енергија. Податоците за кривите на понуда од HUPX се достапни на

веб страната⁸¹ на берзата. Станува збор за обемни историски податоци кои се однесуваат на ПДО за секој час од годината, но кои се дополнително обработени и систематизирани за да можат да се користат за потребите на симулациите. Како пример, на сликите 9.4, 9.5 и 9.6 се покажани кривите на понуда преземени од HUPX за среда, 16 март 2016 година, додека на сликите 9.7, 9.8 и 9.9 се дадени кривите на понуда недела, 20 март 2016 година, и тоа за 6, 14 и 22 часот. Во овие криви на понуда се јавуваат и покани со негативни цени, кои вообичаено се резултат на покани од носителите на ликвидност на оваа БЕЕ или на производители од ОИЕ. Најниските покани се - 300 EUR/MW⁸², кои се јавуваат во кривата на понуди за среда, 16 март 2016 година, во 22 часот. Сепак, како што може да се забележи на графикот на сликата 9.6, ЦПП за тој час не е негативна и изнесува 44.1 EUR/MW.



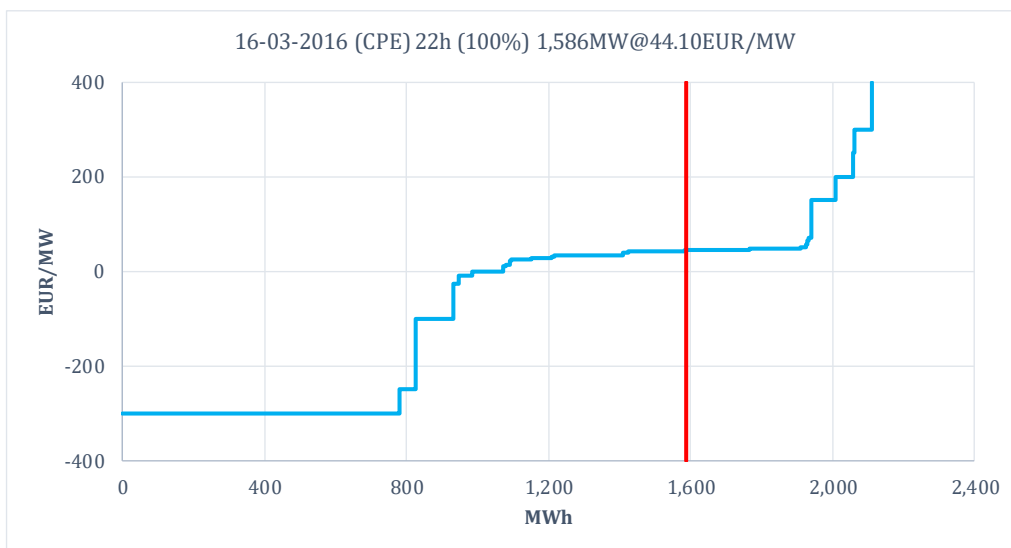
Слика 9.4 Криви на понуди од HUPX, за среда, 16 март 2016 година, за 06 часот



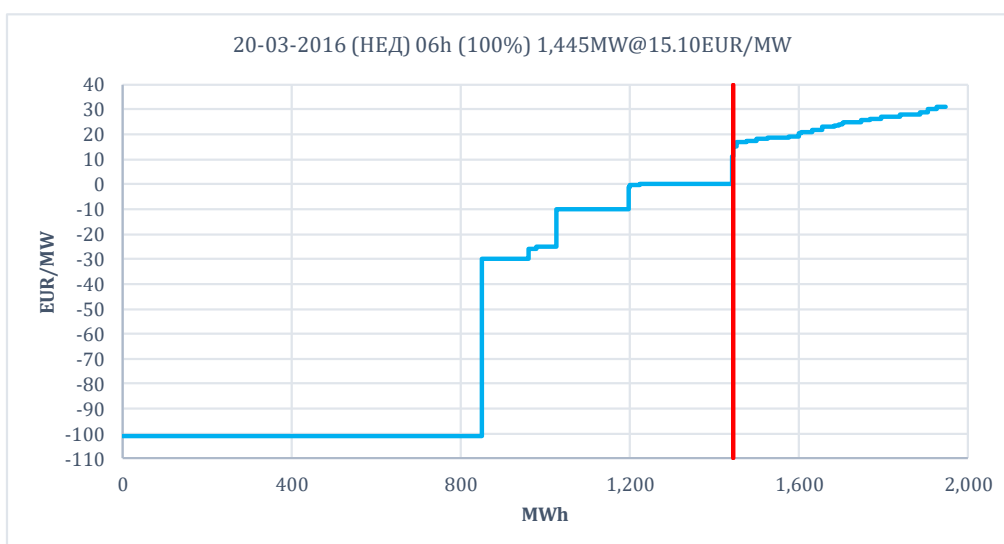
Слика 9.5 Криви на понуди од HUPX, за среда, 16 март 2016 година, за 14 часот

⁸¹ <https://www.hupx.hu/en/Market%20data/Pages/adatok.aspx>

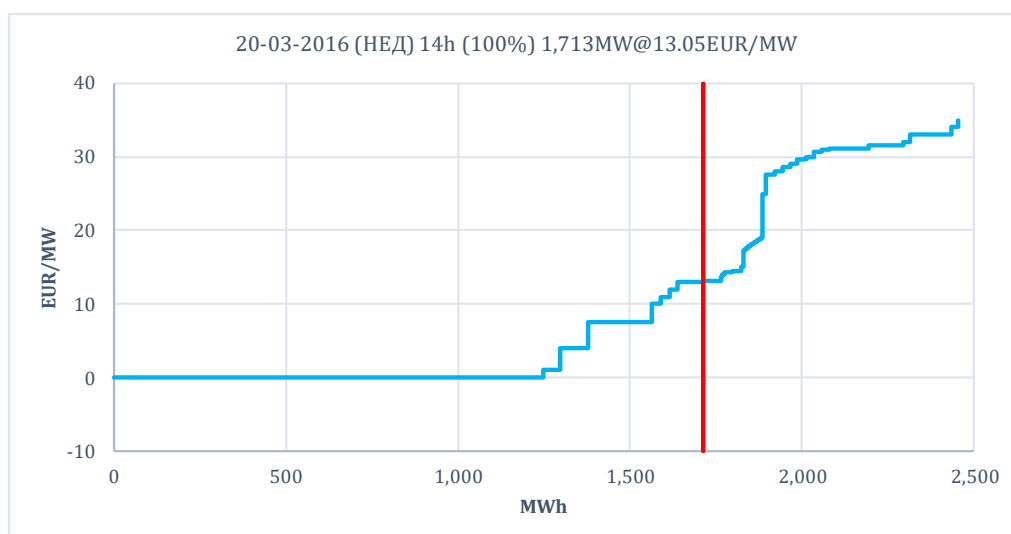
⁸² Сите цени и количини се определени за трговски интервал кој изнесува еден час и затоа цените се изразени во EUR/MW наместо EUR/MWh



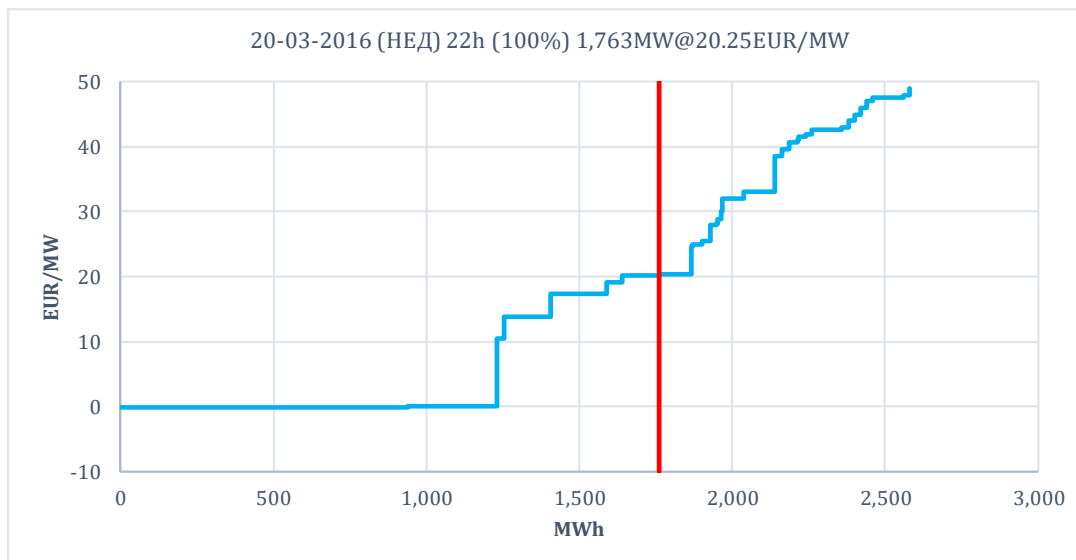
Слика 9.6 Криви на понуди од НУРХ, за среда, 16 март 2016 година, за 22 часот



Слика 9.7 Криви на понуди од НУРХ, за недела, 20 март 2016 година, за 06 часот



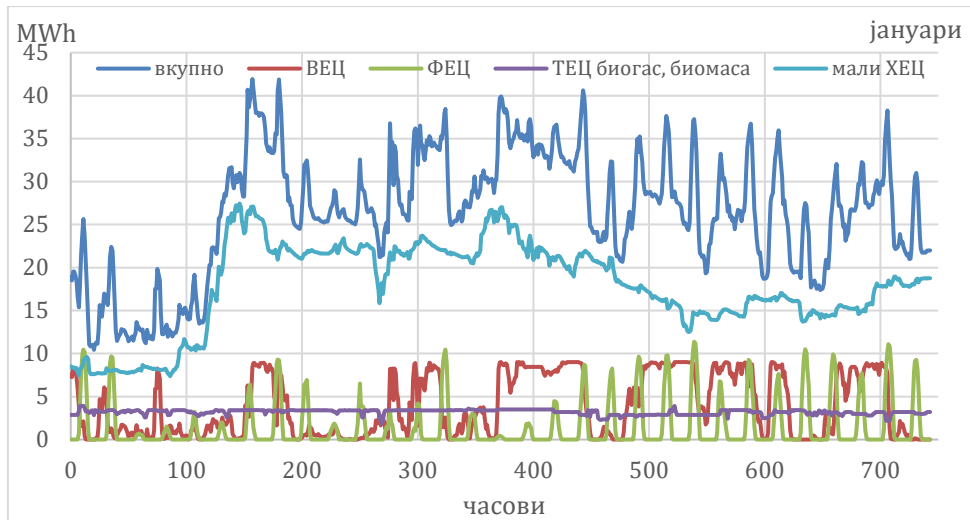
Слика 9.8 Криви на понуди од НУРХ, за недела, 20 март 2016 година, за 14 часот



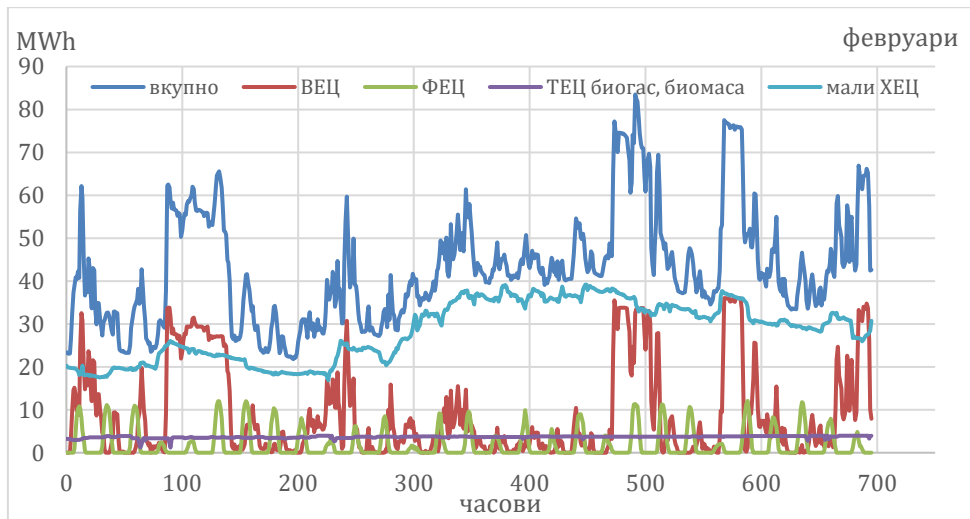
Слика 9.9 Криви на понуди од HUPX, за недела, 20 март 2016 година, за 22 часот

Како што е веќе спомнато погоре во текстот, се симулира МБЕЕ чии учесници се однесуваат слично како и учесниците на дадена регионална БЕЕ. За да може тоа да се направи, податоците за кривите на понуда од регионалната БЕЕ HUPX се соодветно прилагодени, водејќи сметка, пред се, за тоа дека на HUPX се тргува со многу поголеми количини од вкупната потрошувачка во Република Македонија. Исто така, поради обемот на податоците (криви на понуда и податоци за побарувачката за секој час за 2015 и 2016 година), во симулациите и пресметките на место криви на понуда за секој ден од годината, се користат карактеристични криви со кои се претставува работен и неработен ден за секој месец од годината. За таа цел се одбрани секоја трета среда и секоја трета недела во месецот, што е вообичаен пристап во анализите на долгорочно и среднорочно планирање на ЕЕС. Вкупно се користат 576 различни карактеристични криви на понуда, односно по една за секој час од сите трети среди и недели во 2016 година.

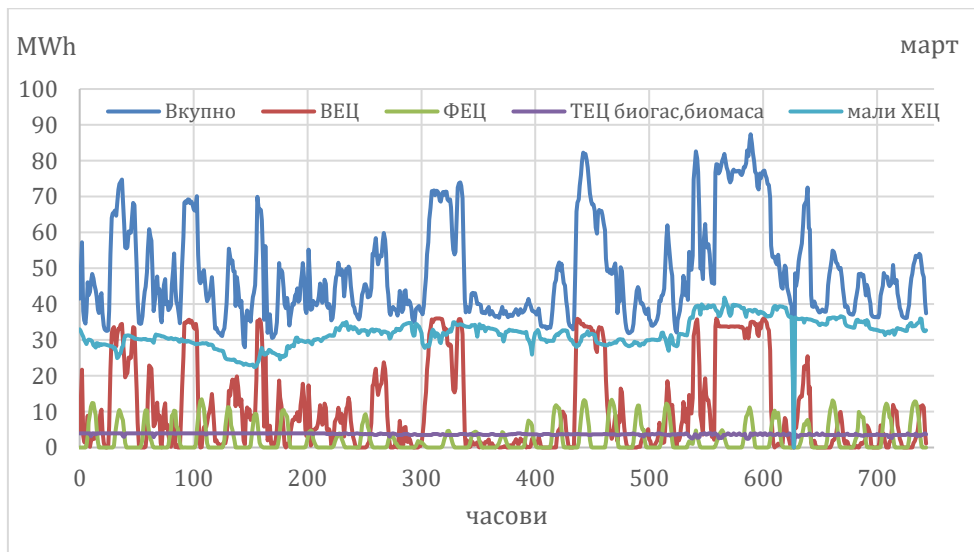
Покрај овие податоци, познати се и податоците за производство на електрична енергија од ОИЕ во Република Македонија за секој час од 2015 и 2016 година. Овие податоци се однесуваат за мали ХЕЦ, ФЕЦ, ВЕЦ и на биогас и биомаса. На сликите 9.10 до 9.21 е прикажано производството од ОИЕ по месеци за 2016 година. Овие податоци се потребни за да може да се формираат криви на понуда кои го вклучуваат и производството на електрична енергија од ППЕЕ (по количини) за секој час во дадена година. Поканите за ова производство од ППЕЕ ги поднесува ООИЕ и тоа по цена еднаква на нула, односно тие се сместени најдолу во подредената крива на понуда. Ова практично се одразува во поместување на кривата на понуди.. За потребите на симулациите, производството од ОИЕ се внесува во кривата на понуди за дадениот час од годината. Се разбира, за 2015 и 2016 година се користат достапните историски податоци, додека за останатиот период, до 2021 година, се користат податоци за планираното производство на електрична енергија од ППЕЕ кои користат ПТ. Всушност, часовните податоци за производството од 2016 година се процентуално зголемени според проценетото зголемување на вкупното производство за секој вид на технологија на производство на електрична енергија од ОИЕ, поддржано со ПТ, во Република Македонија, за периодот од 2016 до 2021 година, прикажани во табела 5.8 од потпоглавјето 5.3.



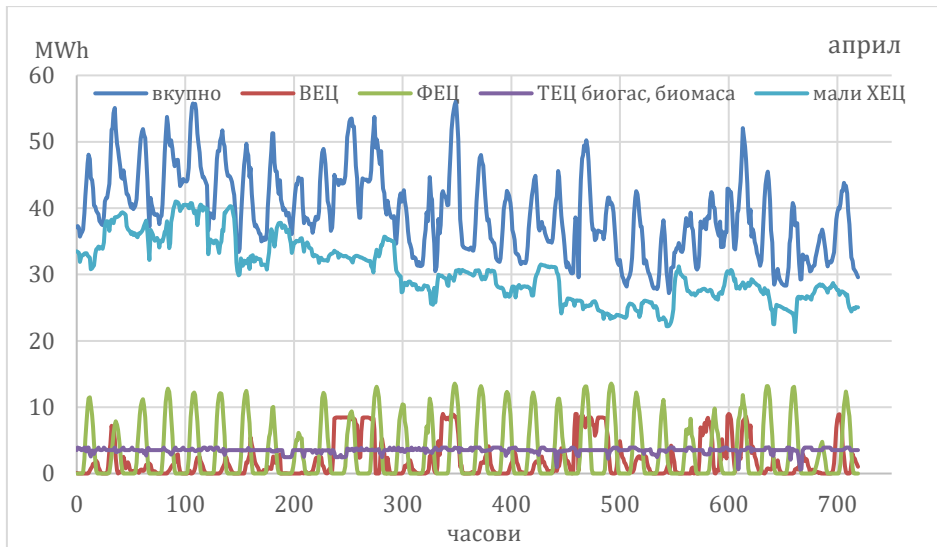
Слика 9.10 Производство од ОИЕ за месец јануари, 2016 година



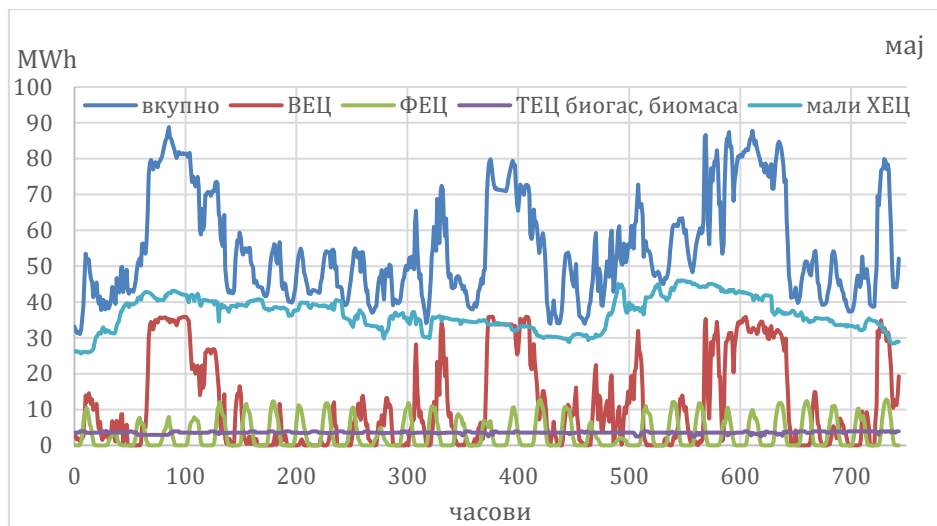
Слика 9.11 Производство од ОИЕ за месец февруари, 2016 година



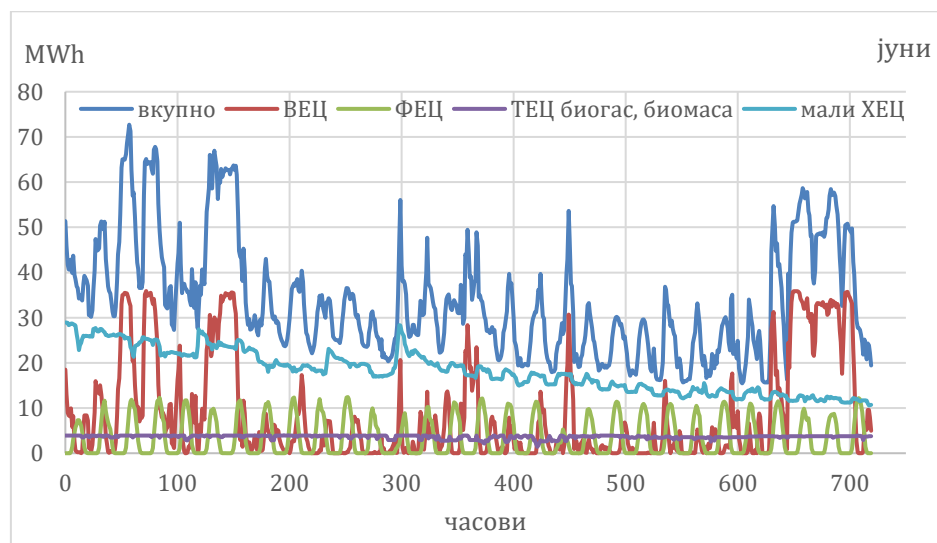
Слика 9.12 Производство од ОИЕ за месец март, 2016 година



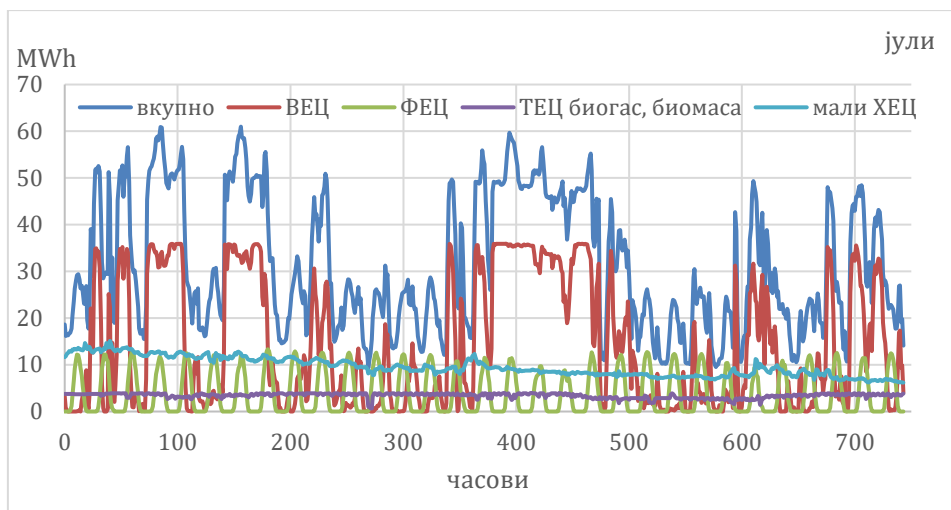
Слика 9.13 Производство од ОИЕ за месец април, 2016 година



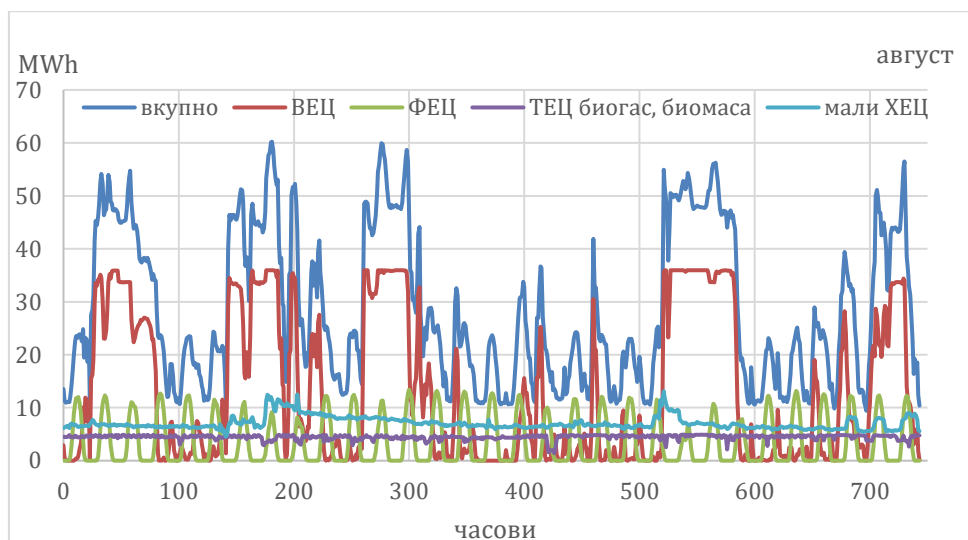
Слика 9.14 Производство од ОИЕ за месец мај, 2016 година



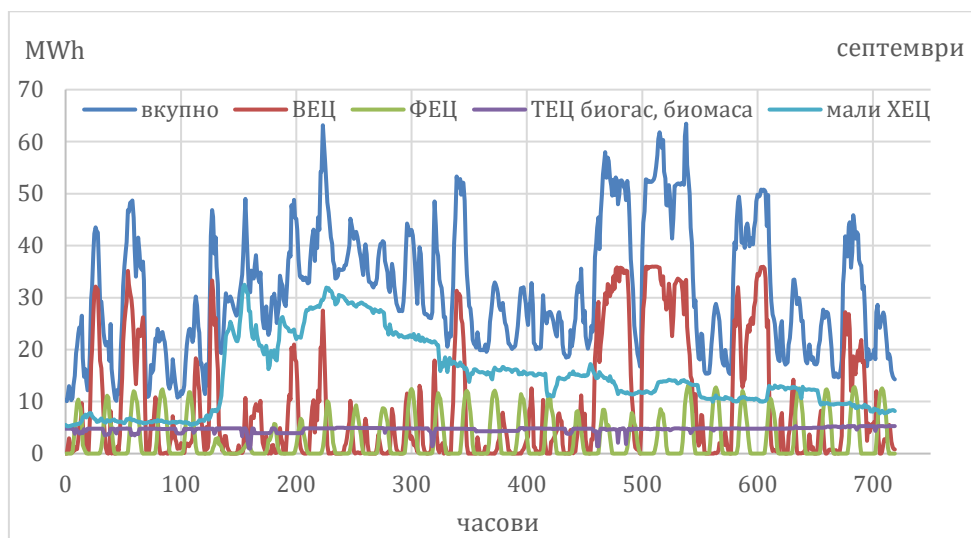
Слика 9.15 Производство од ОИЕ за месец јуни, 2016 година



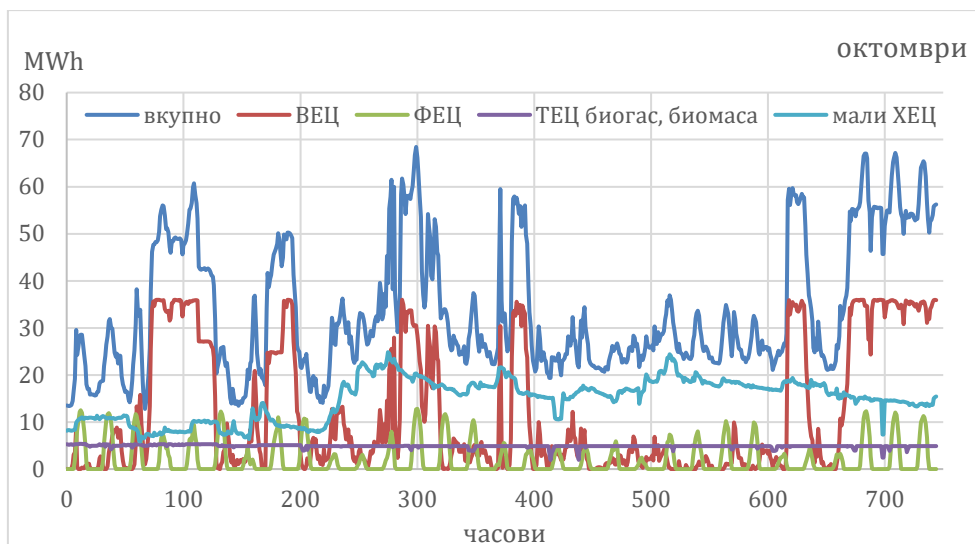
Слика 9.16 Производство од ОИЕ за месец јули, 2016 година



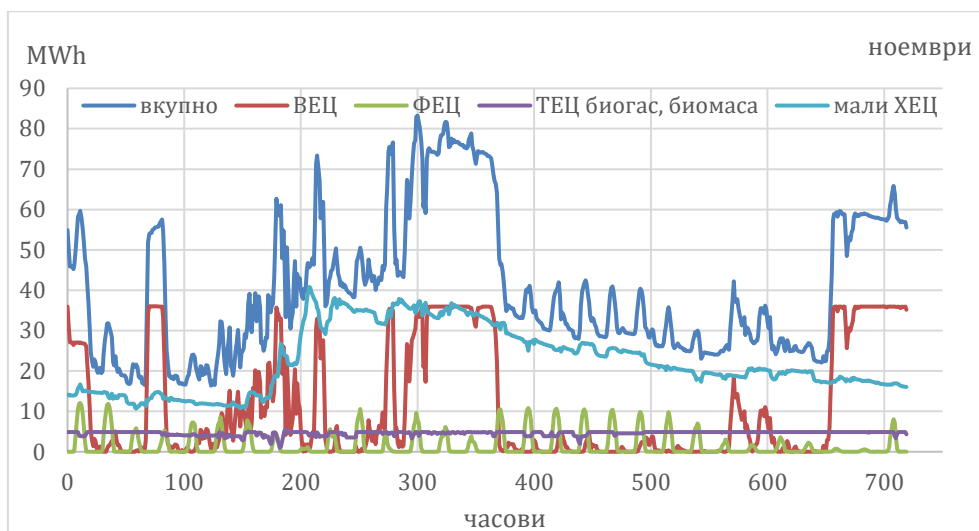
Слика 9.17 Производство од ОИЕ за месец август, 2016 година



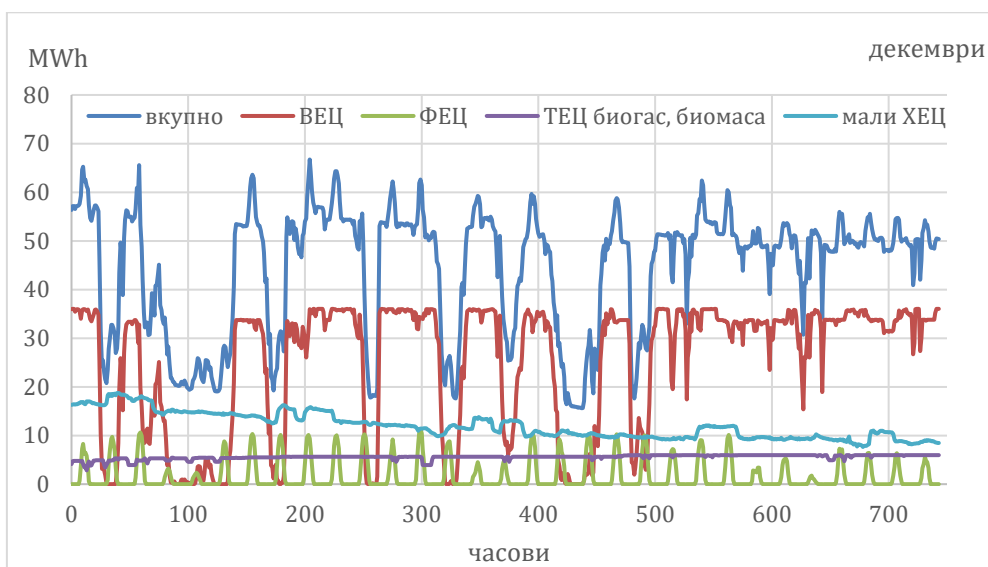
Слика 9.18 Производство од ОИЕ за месец септември, 2016 година



Слика 9.19 Производство од ОИЕ за месец октомври, 2016 година



Слика 9.20 Производство од ОИЕ за месец ноември, 2016 година



Слика 9.21 Производство од ОИЕ за месец декември, 2016 година

Од графицие прикажани на сликите 9.10 до 9.21 може да се забележи сезонската промена во производството од малите ХЕЦ, карактеристичните дневни циклуси на производство на ФЕЦ, осцилациите во производството на ВЕЦ и константното производство на ТЕЦ на биогаз и биомаса, кое е очекувано поради можноста да се контролира производството во овие електрични центри. Часовните податоци по вид на технологија можат да се искористат и за да се увиди влијанието на секоја од технологиите врз промената на ЦПП на часовно ниво.

9.1.2 Симулација на базна година

Во потпоглавјето 9.1.1 е објаснета постапката за формирање на кривите на понуда и побарувачка, кои се основните влезни податоци за определување на часовните ЦПП. За да се потврди дека развиената алатка и кривите формирани на начин како што е опишано погоре во текстот се соодветни за симулации на идното влијанието на производството од ППЕЕ со ПТ врз резултатите од ПДО на МБЕЕ во текот на проектираниот период до 2021 година, моделот се проверува со помош на историски податоци. Во продолжение се прикажани резултати од симулации извршени со податоците за 2016 година, која се смета за базна година за симулациите.

Симулациите се извршени за секој час од 2016 година. Побарувачката се моделира со вкупното оптоварување за секој час од годината. Понудата се моделира преку кривите на понуда за работен и неработен ден за даден месец, преземени од НУРХ, но прилагодени на потрошувачката (волуменот на пазарот) во Република Македонија, за дадениот час во 2016 година. Се смета дека производството од ОИЕ не е вклучено во кривата на понуди. Исто така, се претпоставува дека на моделираната МБЕЕ се тргува целокупната количина на електрична енергија со која се покрива потрошувачката во Република Македонија. Со симулациите е определена ЦПП за секој час од 2016 година, просечните месечни и годишна ЦПП. Целта е добиените резултати да се споредат со податоците од НУРХ и да се провери дали со воведените претпоставки и прилагодувања, моделот дава ЦПП кои се споредливи со цените од НУРХ.

Во табелата 9.1⁸³ се прикажани просечните ЦПП за секој месец од 2016 година.

⁸³ За неработни денови во една седмица се сметаат сабота и недела, а останатите денови се работни.

Табела 9.1 Просечни ЦПП за 2016 година за симулирана МБЕЕ

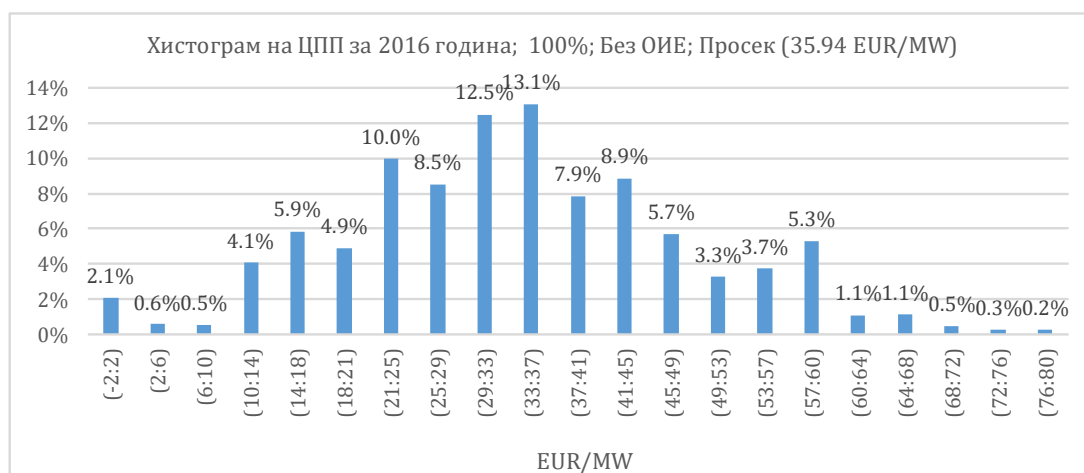
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргувана количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	52.24	26.52	43.89	989.9	998.4	992.6
2	25.37	12.19	21.69	796.7	810.5	800.5
3	35.58	16.52	30.54	780.5	807.6	787.5
4	26.17	22.56	25.10	673.1	665.6	670.9
5	32.89	7.92	25.66	614.1	610.9	613.2
6	35.31	20.90	31.40	683.3	700.5	687.9
7	38.62	24.54	34.14	709.2	695.0	704.6
8	33.84	25.15	31.60	667.7	665.1	667.1
9	37.97	33.13	36.68	684.2	684.3	684.3
10	51.26	34.29	45.82	789.4	781.4	786.9
11	43.54	18.36	36.85	889.6	884.4	888.2
12	55.25	48.99	53.44	1,062.3	1,053.5	1,059.8
	40.17	25.50	35.94	777.7	782.3	779.0

Од податоците во табелата 9.1 може да се забележи дека просечната ЦПП на симулираната МБЕЕ изнесува 35.94 EUR/MW. За споредба, во табелата 9.2 се прикажани податоците за НУРХ, каде просечната ЦПП изнесува 35.87 EUR/MW. Станува збор за многу мала разлика, што посочува дека моделот и софтверот можат да се применат за симулации и за наредниот проектиран период. Дополнително, ако се споредат и просечните ЦПП за работен и неработен ден, може да се смета дека разликите се прифатливи.

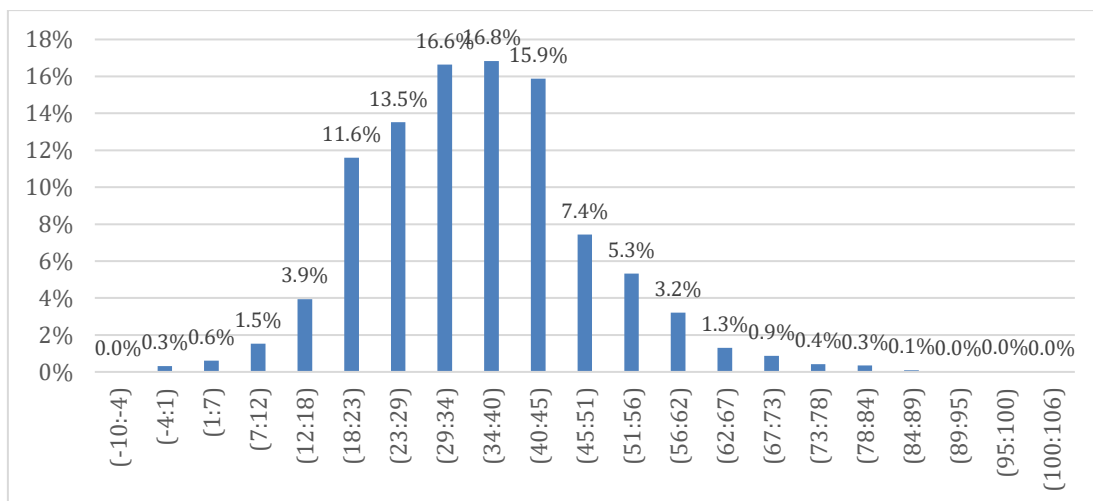
Табела 9.2 Просечни ЦПП за 2016 година за НУРХ

ЦПП (EUR/MW)	
работен	37.82
неработен	30.61
сите	35.87

На сликата 9.22 е прикажан хистограм на ЦПП за 2016 година од кој може да се види дистрибуцијата на ЦПП во 2016 година за симулираната МБЕЕ, а на слика 9.23 е даден хистограм на ЦПП од НУРХ за истата година.



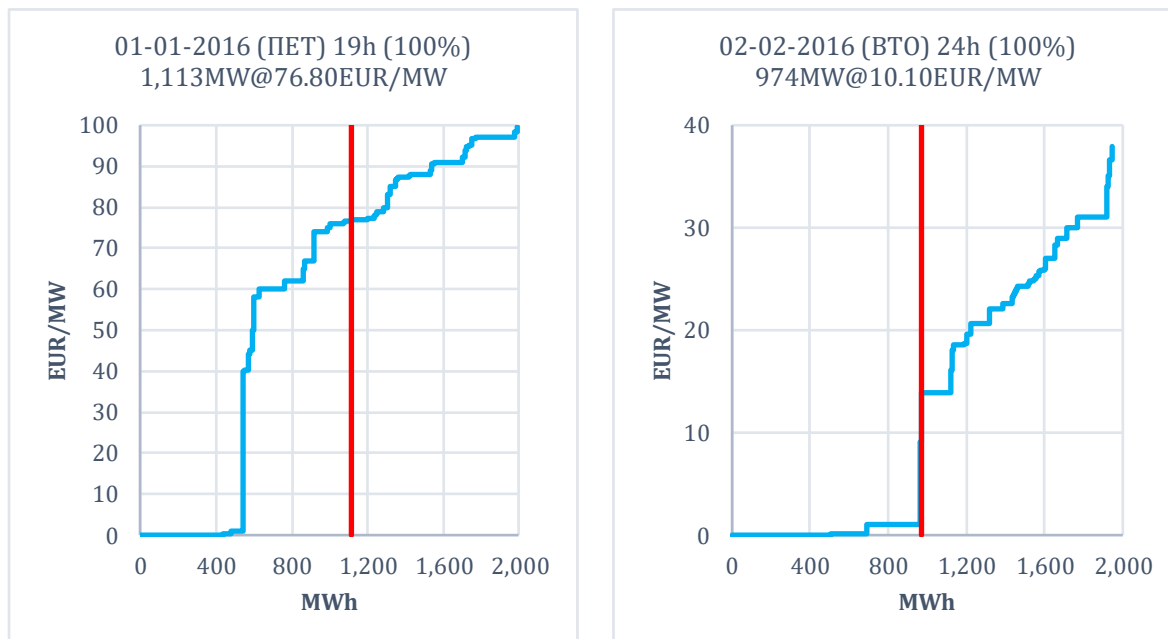
Слика 9.22 Хистограм на просечни ЦПП за 2016 година, 100% од побарувачката се тргува на МБЕЕ и производството од ОИЕ не е вклучено



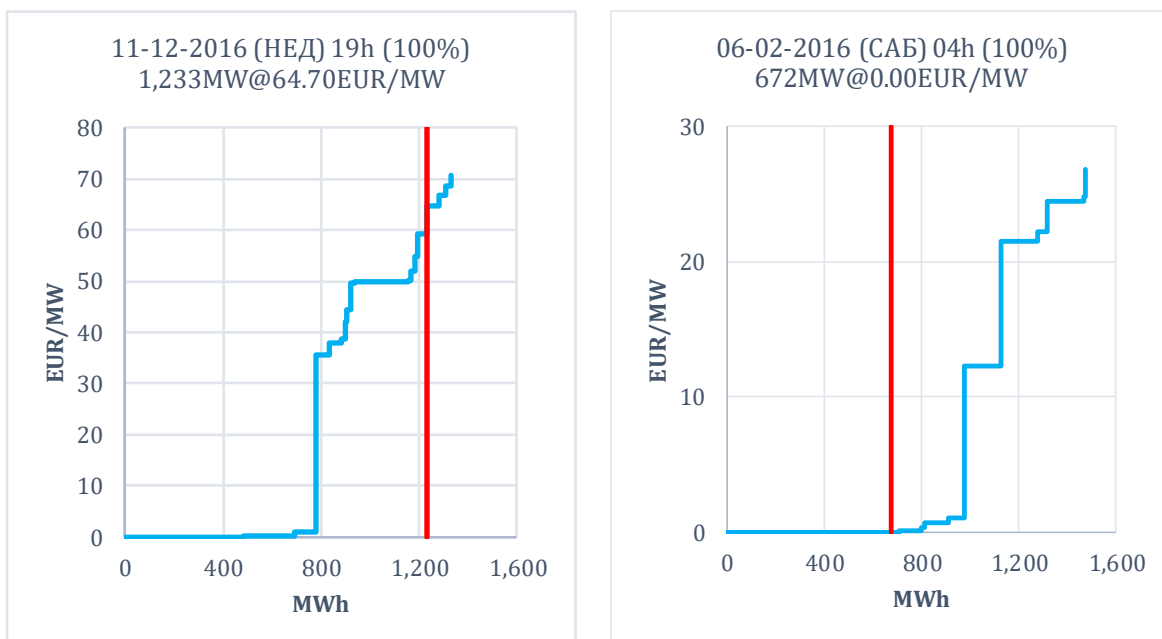
Слика 9.23 Хистограм на просечни ЦПП на HUPX за 2016 година

Од прикажаниот хистограм на слика 9.22 може да се види дека околу 25% од остварените ЦПП спаѓаат во опсегот од 29 до 37 EUR/MW, во кој спаѓа и просечната ЦПП од МБЕЕ за 2016 година. Исто така, може да се забележи дека околу 3% од ЦПП се пониски од 10 EUR/MW, а истото важи и за цените повисоки од 64 EUR/MW. Хистограмот за HUPX од слика 9.23 покажува дека во малку поширок опсег, од 29 до 40 EUR/MW, спаѓаат околу 33% од остварените ЦПП. Околу 3% од ЦПП се над 67 EUR/MW, а околу 2.5% се пониски од 12 EUR/MW.

На слика 9.24 се прикажани деновите со максимална и минимална остварена ЦПП за 2016 година во работен ден, а на слика 9.25, за неработен ден.



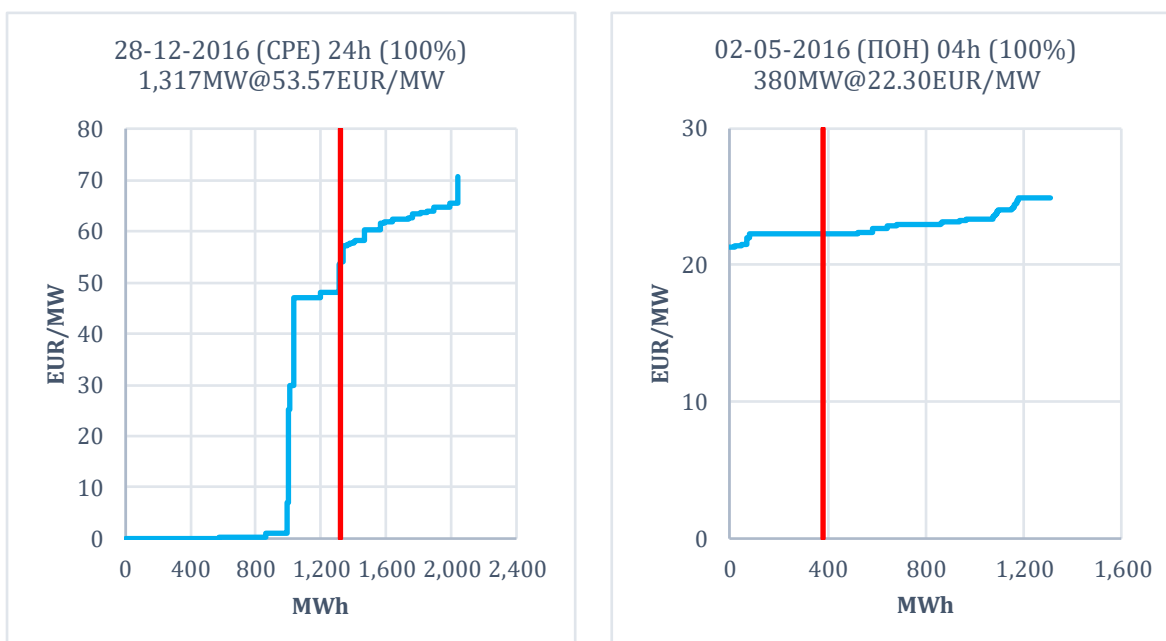
Слика 9.24 Максимална и минимална ЦПП во работен ден, 100% од побарувачката се набавува на МБЕЕ и производството од ОИЕ не е вклучено



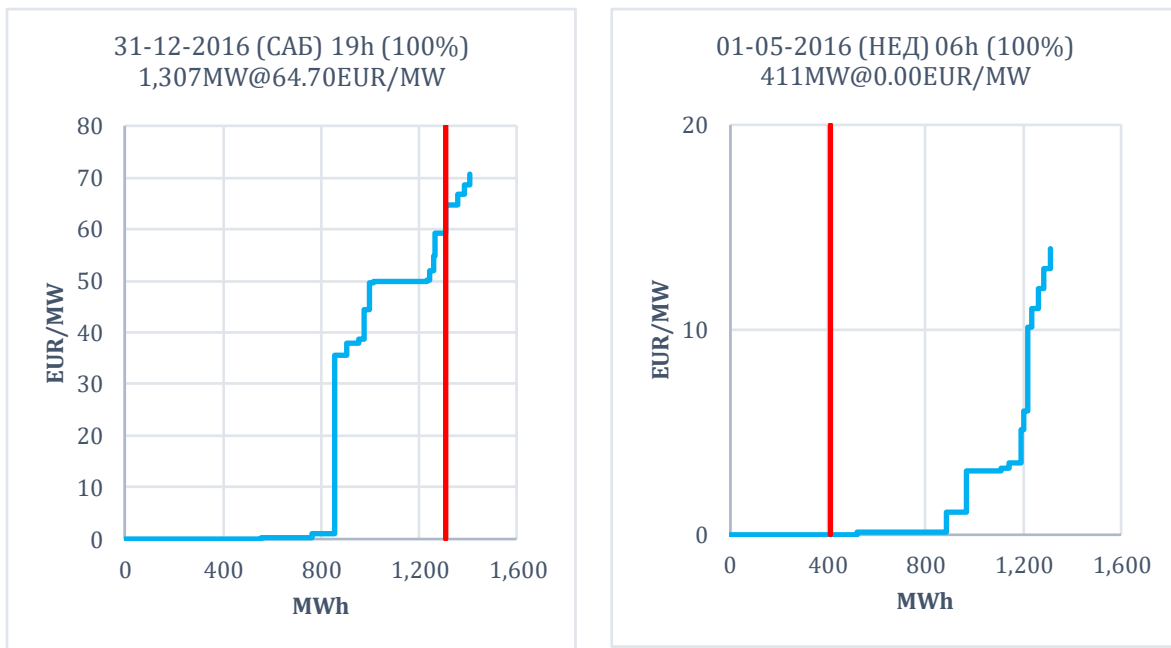
Слика 9.25 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден, 100% од побарувачката се набавува на МБЕЕ и производството од ОИЕ не е вклучено

Максималната ЦПП на симулираната МБЕЕ во работен ден изнесува 76.80 EUR/MW и е остварена на први јануари, во 19 часот, а минималната од 10.10 EUR/MW на втори февруари во 24 часот. Слично, максималната цена во неработен ден е остварена на 11 декември во 19 часот, а минималната на 6 февруари во 04 часот.

Помеѓу добиените резултати од извршените симулации, сметаме дека е интересно да се издвојат и ЦПП кои се добиени во случаите за максимално и минимално оптоварување за работен и неработен ден, прикажани на сликите 9.26 и 9.27.



Слика 9.26 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден, 100% од побарувачката се набавува на МБЕЕ и производството од ОИЕ не е вклучено



Слика 9.27 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден, 100% од побарувачката се набавува на МБЕЕ и производството од ОИЕ не е вклучено

Максималното оптоварување во работен ден изнесува 1,317 MW и се јавува на 28 декември во 24 часот, додека максималното оптоварување во неработен ден се јавува на 31 декември, во 19 часот и изнесува 1,307 MW. Минималните оптоварувања во работен и неработен ден се јавуваат во мај, во утринските часови, односно за работен ден на втори мај во 04 часот и за неработен ден на први мај во 06 часот.

Резултатите прикажани во ова потпоглавје претставуваат основа за понатамошните анализи, со чија помош треба да се процени влијанието на интеграцијата на производството од ОИЕ во пазарот на електрична енергија.

9.1.3 Сценарија

Анализите за периодот од 2017 до 2021 година се вршат со воведување на прогнозираните податоци за потрошувачката, загубите и производството од ОИЕ, како што веќе е објаснето во потпоглавјето 9.1.1.

Симулациите за периодот од 2017 до 2021 година овозможуваат да се направи споредба на ЦПП на МБЕЕ за секој час од овие години. Всушност, сценаријата за симулации за периодот од 2017 до 2021 година се извршуваат за секоја година од периодот, одделно за случајот кога производството од ОИЕ не е вклучено во пазарот и одделно за случајот кога производството од ОИЕ е вклучено во пазарот. За секој од овие случаи се направени симулации за различно ниво на учество на тргувани количини на БЕЕ во однос на вкупната потрошувачка за дадената година, односно за 15%, 25% и 50%. Симулациите се извршуваат за различен процент на учество на тргуваните количини во однос на вкупната потрошувачка за да се земат предвид и можните релативно ниски проценти на учество на тргувани количини на БЕЕ во однос на вкупната потрошувачка, карактеристични за новоформираните берзи, како и случаи со повисоко учество на

трговани количини во однос на вкупната потрошувачка, карактеристични за развиени берзи.

Сценаријата се означуваат на следниот начин: година_процент на трговани количини_со/без ОИЕ. Тоа значи дека со името 2017_15%_без_ОИЕ се означува сценарио од 2017 година, со 15% трговани количини во однос на вкупната побарувачка и без вклучување на производството од ОИЕ.

9.2 Проценка на влијанието на вклучување на производството од обновливи извори на енергија во пазарот на електрична енергија – анализа на резултати за периодот 2017-2021 година

Во рамките на ова потпоглавје се прикажани детални резултати според предвидените сценарија за симулации за 2017 и 2021 година, со учество на трговани количини од 15% и 50% од вкупната побарувачка, а за сите години е прикажан само преглед со учество од 15%, 25% и 50%. Причината за ваквиот начин на презентација на резултатите се обемот на излезните резултати од извршените симулации. Пресметките се вршени врз основа на историските податоци за 2016 година, но оптоварувањето и производството од ОИЕ на часовно ниво се процентуално зголемени во согласност со прогнозите за пораст на потрошувачката и производството, кои се објаснети во потпоглавје 9.1.1.

Од аспект на приказ на резултатите важно е да се напомене дека **при пресметките за периодот 2017 – 2021 година, се задржува структурата на работни и неработни денови од базната 2016 година. Затоа, во насловот на граfiците на почетокот стои годината на симулација, а потоа датумот од базната година.**

9.2.1 Симулации за 2017 година

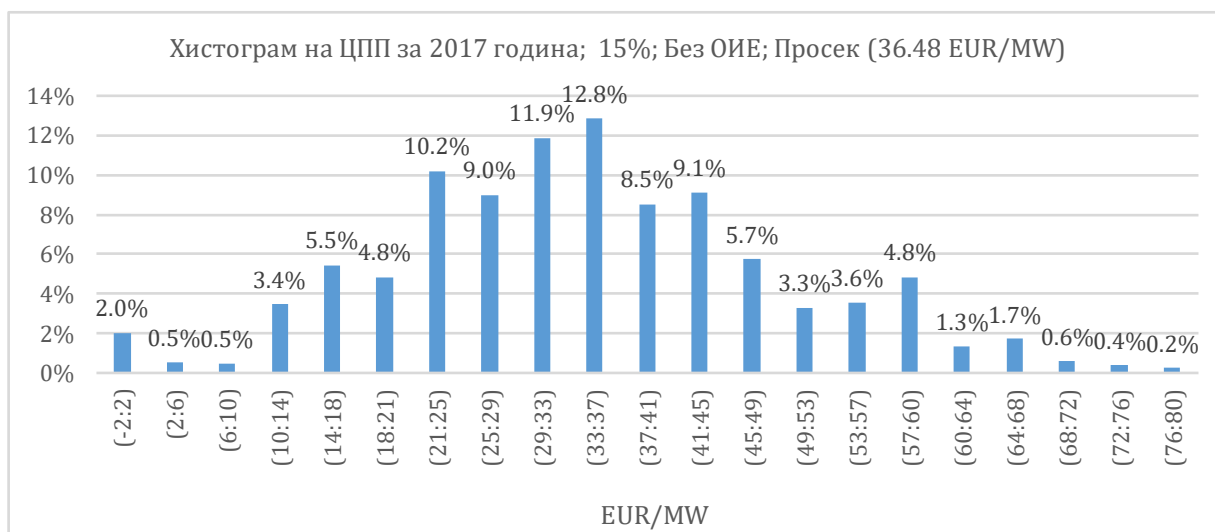
Сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

Во ова сценарио, се смета дека учеството на тргованите количини на МБЕЕ е релативно ниско, односно изнесува 15% од вкупната побарувачка. Резултатите од симулациите за секој час од годината се искористени за да се пресметаат просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, која изнесува 36.48 EUR/MW, како што е покажано во табелата 9.3 од каде може да се забележи дека просечната ЦПП не се разликува многу од просечната ЦПП за 2016 година, каде што се смета дека целокупната побарувачка се набавува на МБЕЕ. Причината е во тоа што и за пониско учество на трговани количини, се очекува учесниците на БЕЕ да се однесуваат на сличен начин и нивните покани и понуди да ги одразуваат нивните реални МЦ.

Табела 9.3 Просечни ЦПП за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

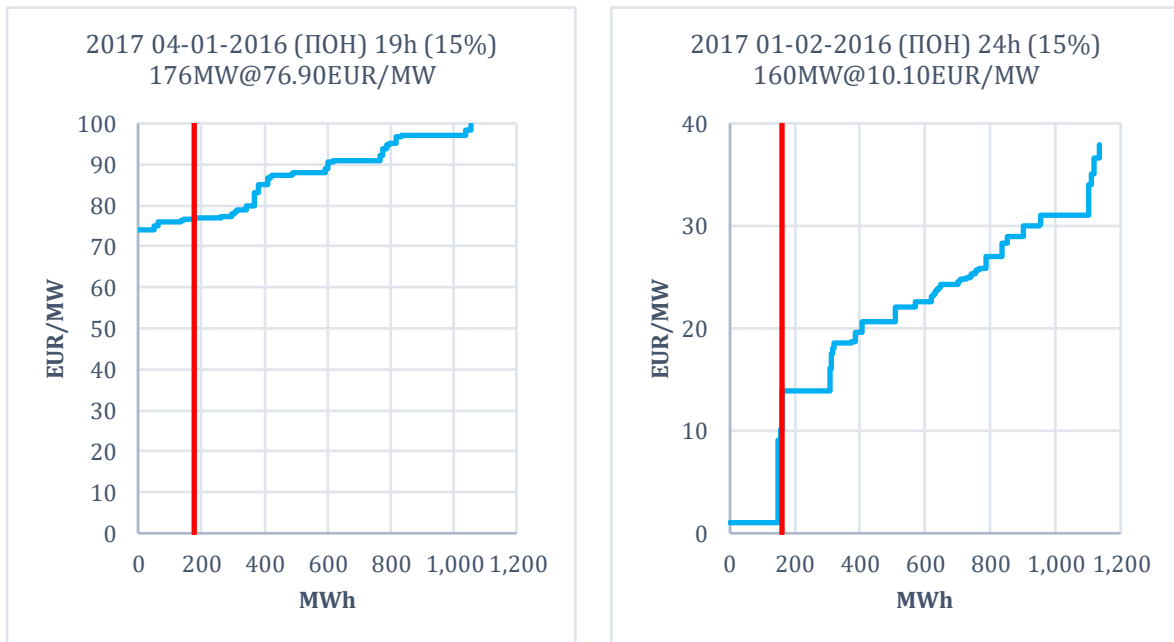
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргована количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	52.73	27.34	44.49	151.5	152.8	151.9
2	25.65	12.89	22.08	121.9	124.0	122.5
3	36.21	17.06	31.14	119.4	123.6	120.5
4	26.94	23.62	25.95	103.0	101.8	102.6
5	32.96	8.06	25.76	94.0	93.5	93.8
6	35.34	21.43	31.57	104.5	107.2	105.2
7	38.79	24.71	34.31	108.5	106.3	107.8
8	34.00	25.46	31.80	102.2	101.8	102.1
9	38.07	33.24	36.78	104.7	104.7	104.7
10	52.18	34.83	46.62	120.8	119.6	120.4
11	43.69	19.55	37.28	136.1	135.3	135.9
12	56.79	50.06	54.85	162.5	161.2	162.1
	40.66	26.14	36.48	119.0	119.7	119.2

Дистрибуцијата на ЦПП за разгледуваниот случај е слична како и за симулацијата на МБЕЕ за базната година и е прикажана на слика 9.28. Повторно, во опсегот 29 - 37 EUR/MW се речиси 25% од пресметаните ЦПП, додека релативно ниските ЦПП, под 10 EUR/MW, се околу 3% од пресметаните ЦПП. Се очекува дека оваа дистрибуција ќе се промени со вклучување на производството од ОИЕ, затоа што во тој случај, би се зголемил процентот на ниски цени (со вредност нула).

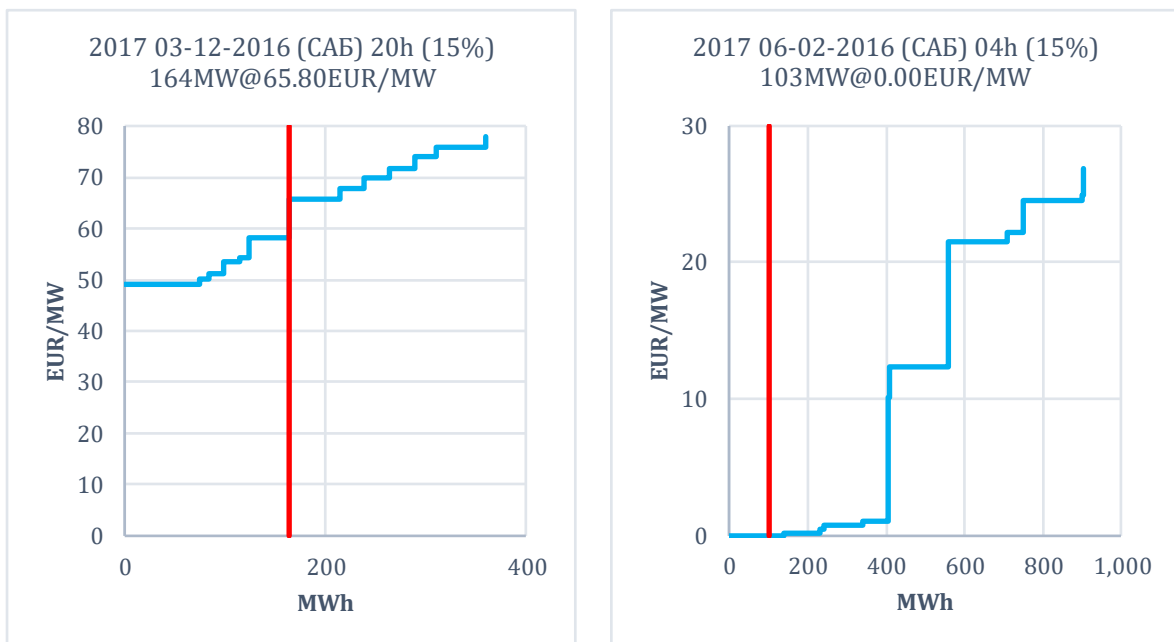


Слика 9.28 Хистограм на просечни ЦПП за 2017 за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

Во продолжение, на слика 9.29 се прикажани графици со криви на понуда и побарувачка од деновите со најниска и највисока ЦПП за работен ден. Слично, на слика 9.30 се прикажани графици со кривите на понуда и побарувачка со максимална и минимална ЦПП во неработен ден. Во случајов, постигната е минимална цена од 0 EUR/MW. Највисоката цена пак, во неработен ден е постигната за мало оптоварување во системот, што укажува на фактот дека ЦПП се формира како резултат на понудата и побарувачката.

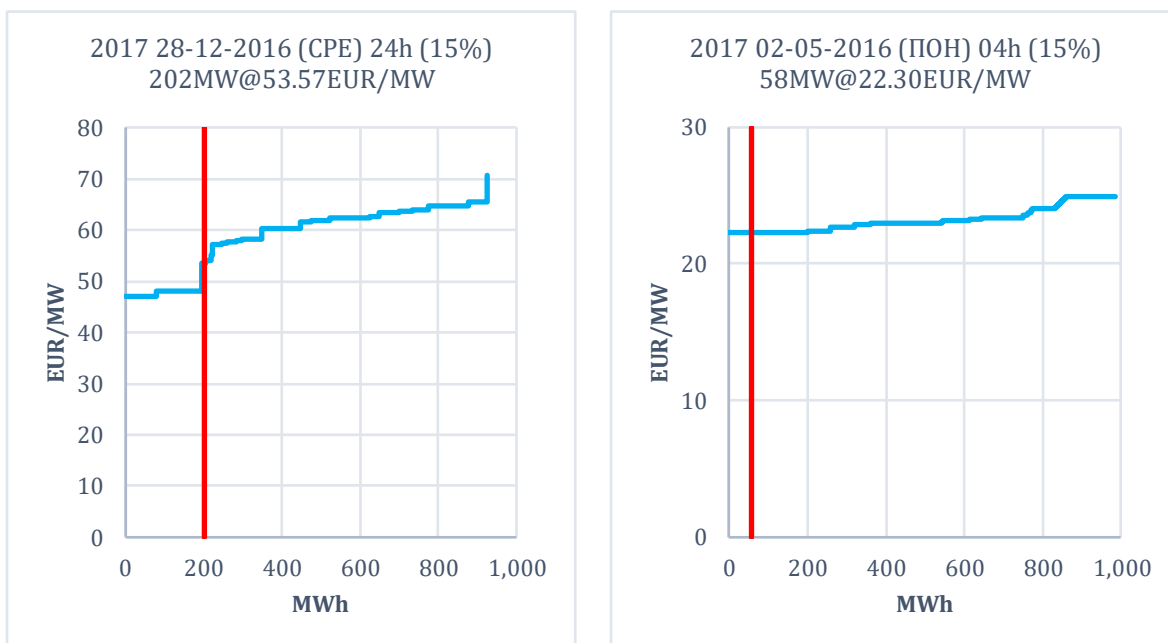


Слика 9.29 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

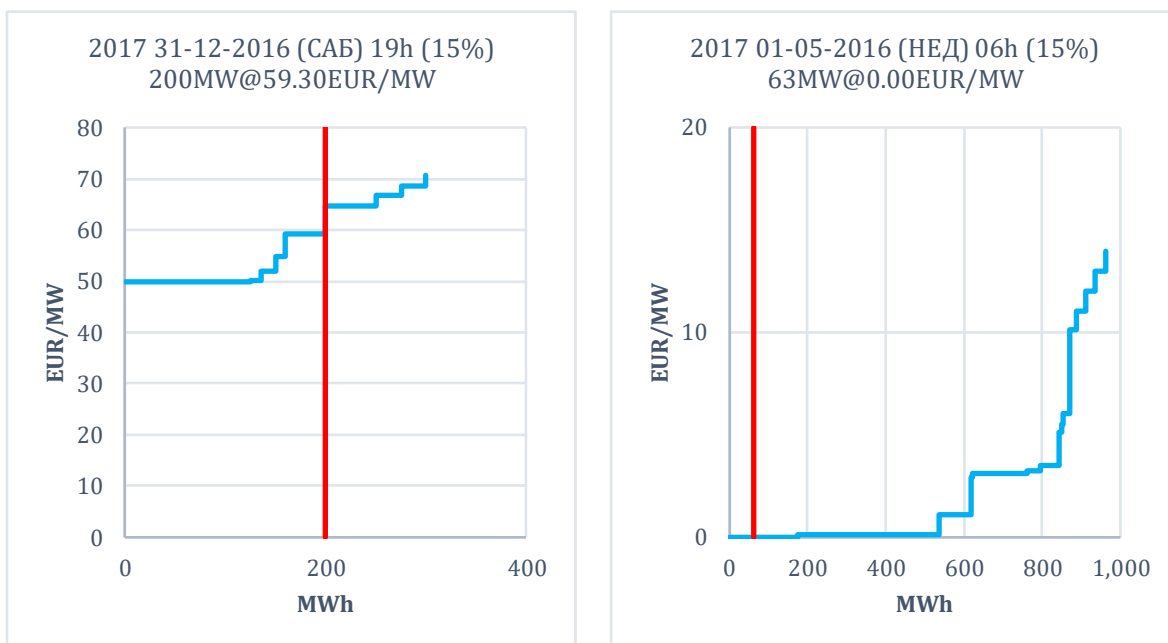


Слика 9.30 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

Графиците на сликите 9.31 и 9.32 ги покажуваат остварените ЦПП при максимално и минимално оптоварување во системот, за работен и неработен ден соодветно. Се симулира случај со релативно мали тргувани количини, односно 15% од побарувачката. Затоа, и максималното оптоварување е релативно мало.



Слика 9.31 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ



Слика 9.32 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2017_15%_без_ОИЕ

Сценарио 2017_15%_co_ОИЕ

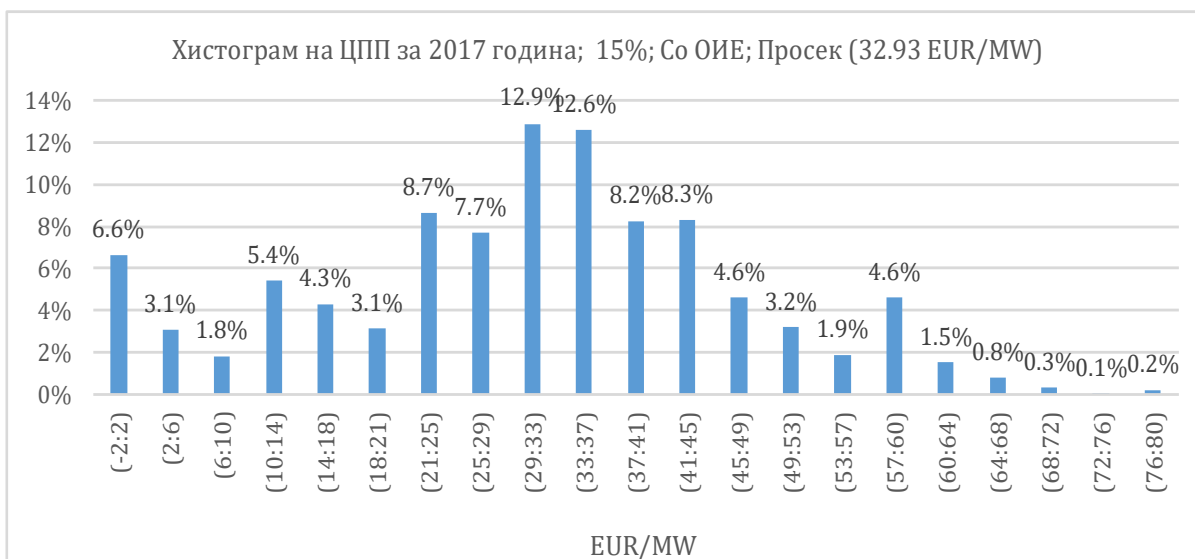
Во ова сценарио во предвид е земено и производството од ОИЕ, кое е вклучено во пазарот на електрична енергија. Поканите од ООИЕ се земени во предвид со вредности нула, односно се наоѓаат на почетокот на кривата на понуди. Од симулациите извршени за секој час од годината се пресметани просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, која изнесува 32.93 EUR/MW, како што е покажано во табела 9.4.

Табела 9.4 Просечни ЦПП за сценарио 2017_15%_со_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргувана количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	50.18	18.05	39.76	151.5	152.8	151.9
2	23.66	10.23	19.91	121.9	124.0	122.5
3	32.11	12.69	26.97	119.4	123.6	120.5
4	18.17	17.16	17.87	103.0	101.8	102.6
5	29.14	6.49	22.59	94.0	93.5	93.8
6	34.00	18.15	29.70	104.5	107.2	105.2
7	34.86	22.30	30.86	108.5	106.3	107.8
8	32.83	22.69	30.22	102.2	101.8	102.1
9	37.18	29.07	35.02	104.7	104.7	104.7
10	49.50	31.14	43.62	120.8	119.6	120.4
11	42.31	15.55	35.21	136.1	135.3	135.9
12	51.05	45.25	49.38	162.5	161.2	162.1
	37.45	21.74	32.93	119.0	119.7	119.2

Во споредба со резултатите од сценарио 2017_15%_без_ОИЕ, каде просечната годишна ЦПП е 36.48 EUR/MW, јасно е дека во овој случај просечната годишна ЦПП е пониска, а причината е вклучувањето на производството од ППЕЕ во понудите на МБЕЕ. Просечните месечни ЦПП се нешто пониски во месеците во кои има поголемо производство од ОИЕ.

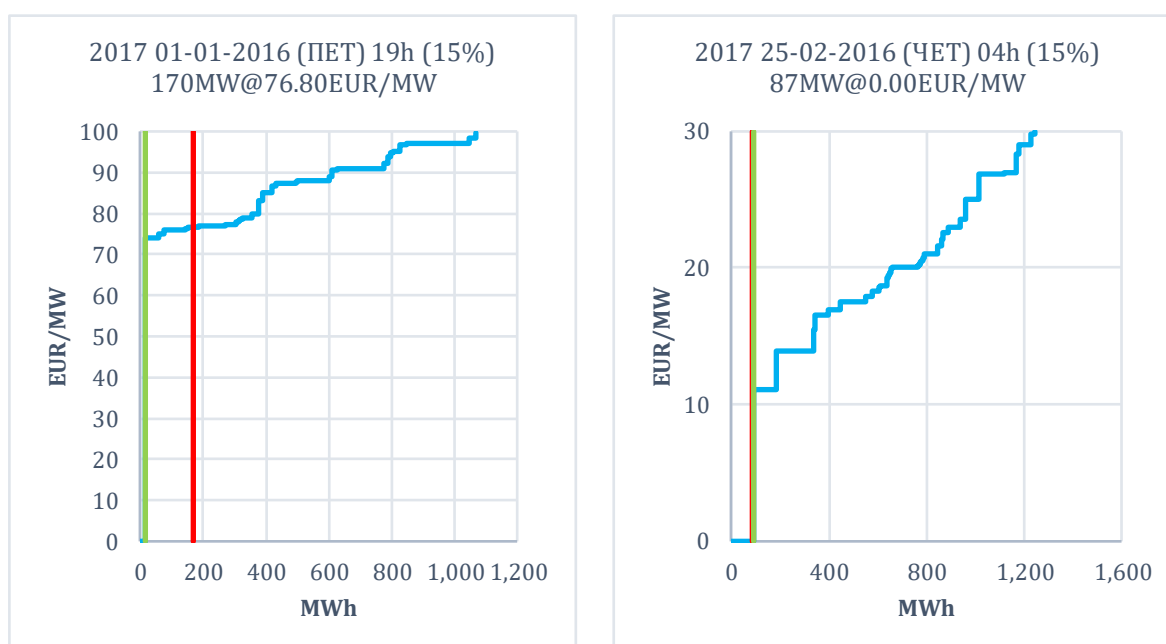
Влијанието на производството од ОИЕ најдобро може да се забележи на хистограмот од слика 9.33, кој ја претставува дистрибуцијата на остварени ЦПП за ова сценарио. Во споредба со хистограмот на слика 9.28, може да се забележи пораст на учеството на најниски ЦПП. Практично, 6.6% од ЦПП се со вредности помали од 2 EUR/MW, односно во опсегот од 0 до 2 EUR/MW. Исто така, се забележува и зголемување на процентуалното учество на ЦПП во опсегот од 2 до 10 EUR/MW, односно во овој опсег спаѓаат речиси 5% од ЦПП. За споредба, во сценарио 2017_15%_без_ОИЕ, ЦПП со вредности под 10 EUR/MW се околу 3% од остварените ЦПП, а во сценарио 2017_15%_со_ОИЕ се вкупно 11.5% од сите ЦПП. Последново јасно го покажува влијанието на понудите од производството на ППЕЕ во релативното намалување на остварената ЦПП.



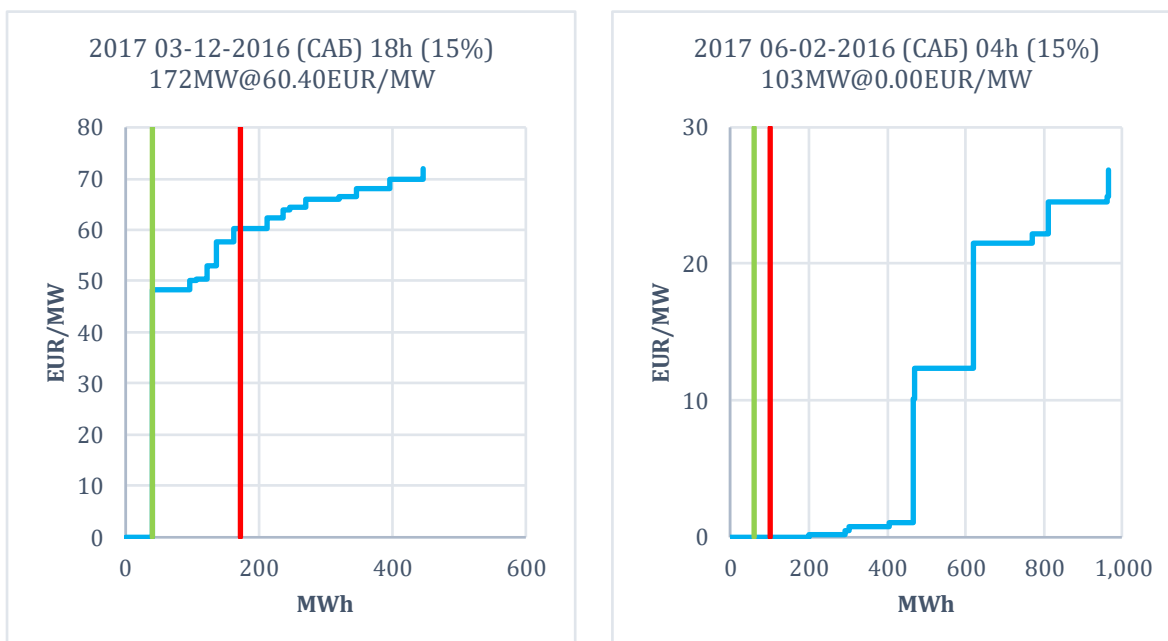
Слика 9.33 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2017_15%_со_ОИЕ

На сликите 9.34 и 9.35 се прикажани графици со кривите на понуда и побарувачка со максимална и минимална остварена ЦПП за работен и неработен ден за разгледуваното сценарио 2017_15%_со_ОИЕ. На овие графици со права со зелена боја е означена количината произведена од ОИЕ. Поканите од кривата на понуди кои се наоѓаат лево од оваа права се покани од ООИЕ, а од десна страна се поканите од останатите производители.

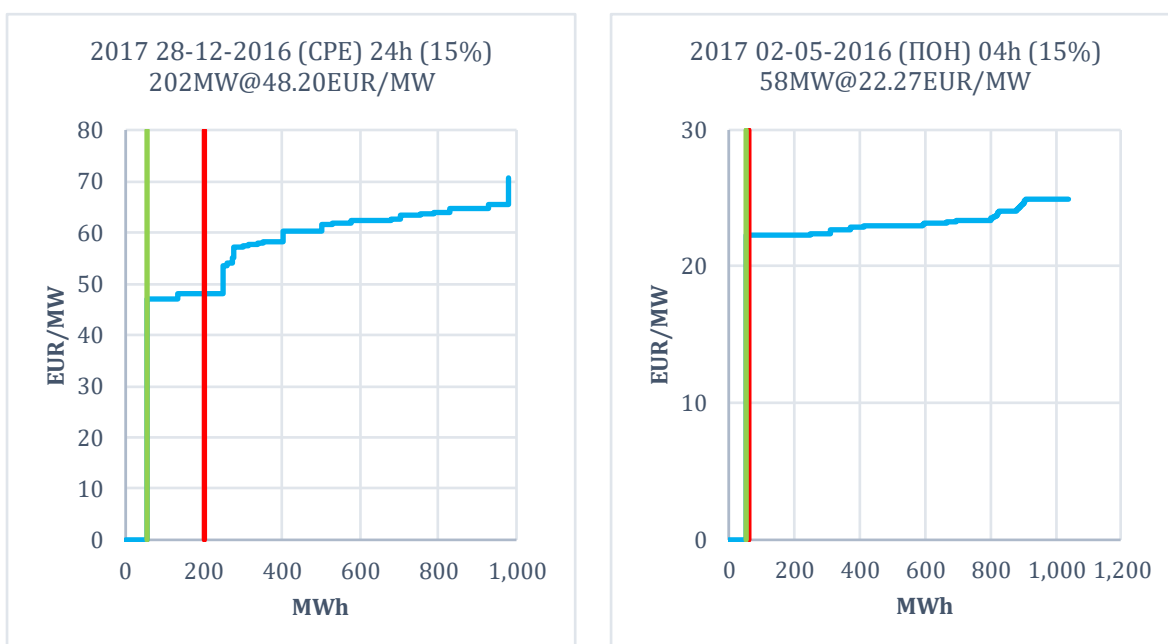
Покрај кривите со максимална и минимална цена, на сликите 9.36 и 9.37 се прикажани и графици со криви на понуда и побарувачка при максимално и минимално оптоварување, за работен и неработен ден соодветно. И на овие криви, на ист начин како и на претходните, се прикажани поканите од ООИЕ.



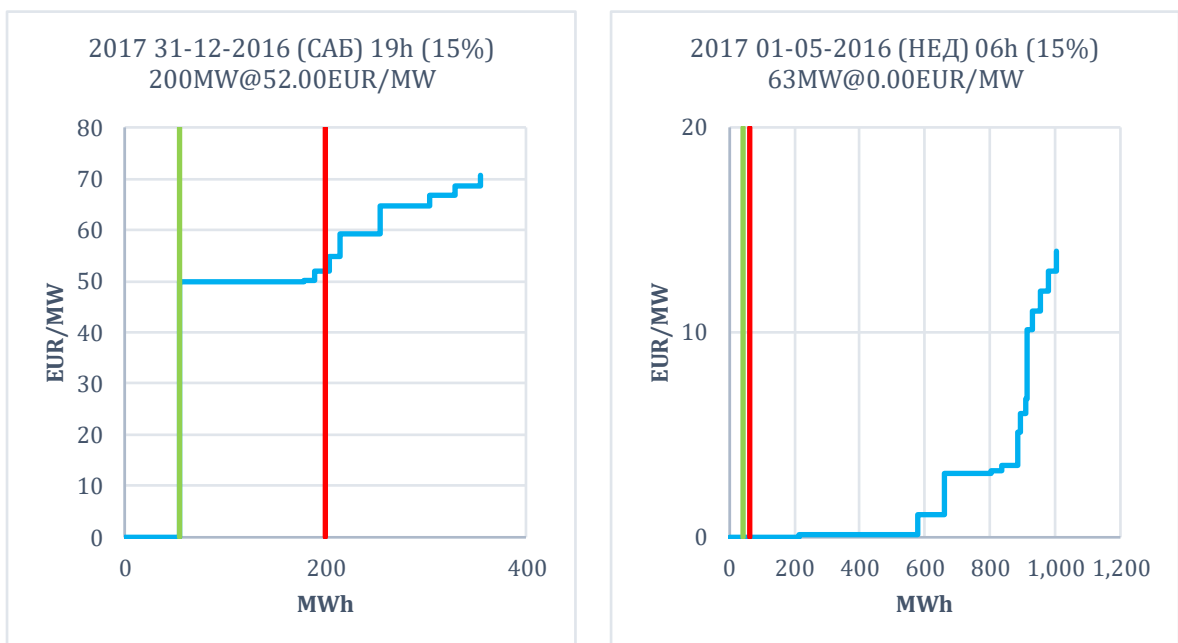
Слика 9.34 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2017_15%_со_ОИЕ



Слика 9.35 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_15%_co_OIE



Слика 9.36 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2017_15%_co_OIE



Слика 9.37 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2017_15%_co_ОИЕ

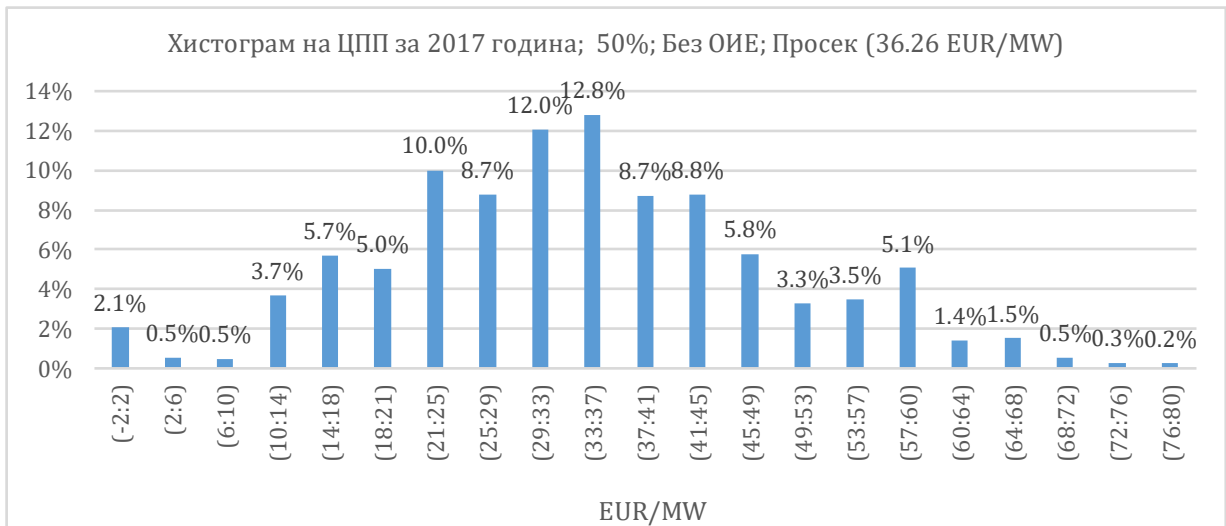
Сценарио 2017_50%_без_ОИЕ

Во ова сценарио, учеството на тргуваните количини на МБЕЕ е релативно повисоко отколку во сценариото 2017_15%_без_ОИЕ и изнесува 50% од вкупната побарувачка. Резултатите од симулациите за секој час од годината се искористени за да се пресметаат просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, кои се прикажани во табела 9.5. Може да се забележи дека нема значителна разлика од резултатите добиени во сценарио 2017_15%_без_ОИЕ, каде просечната годишна ЦПП изнесува 36.48 EUR/MW.

Табела 9.5 Просечни ЦПП за 2017 година за сценарио 2017_50%_без_ОИЕ

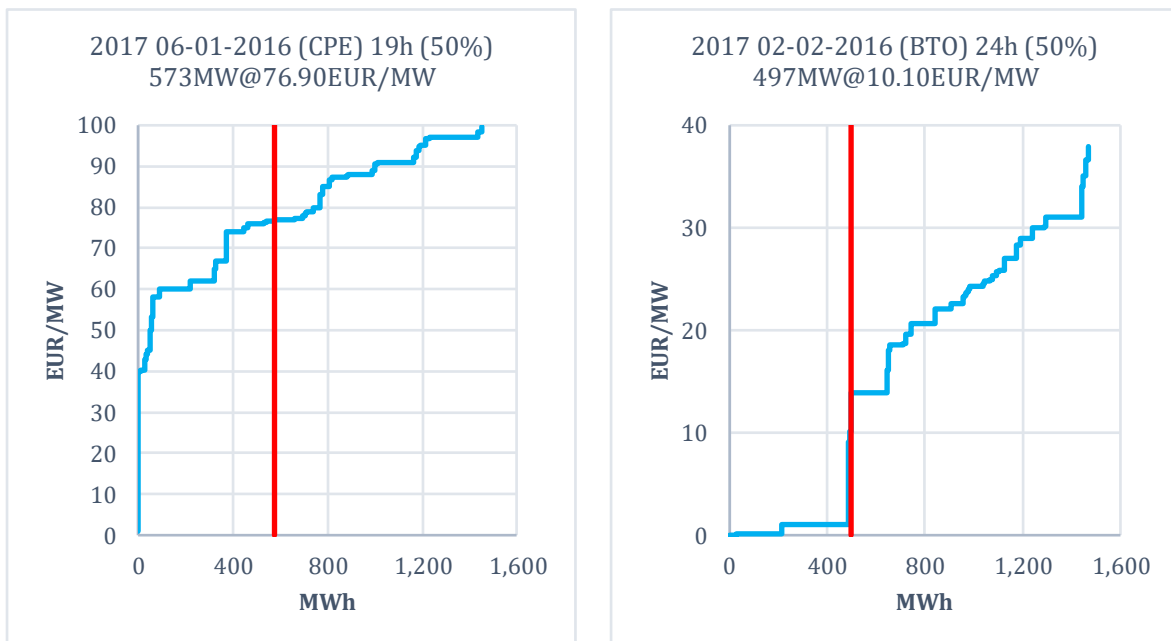
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргувана количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	52.48	27.14	44.26	504.8	509.2	506.2
2	25.55	12.79	21.99	406.3	413.3	408.3
3	35.93	16.83	30.87	398.0	411.9	401.6
4	26.56	23.07	25.52	343.3	339.5	342.2
5	32.96	8.03	25.75	313.2	311.6	312.7
6	35.33	21.25	31.51	348.5	357.2	350.8
7	38.72	24.64	34.24	361.7	354.5	359.4
8	33.91	25.44	31.73	340.5	339.2	340.2
9	38.00	33.27	36.74	349.0	349.0	349.0
10	51.90	34.50	46.33	402.6	398.5	401.3
11	43.60	19.01	37.07	453.7	451.1	453.0
12	56.20	49.50	54.27	541.8	537.3	540.5
	40.46	25.89	36.26	396.6	399.0	397.3

На слика 9.38 е прикажан хистограм со дистрибуција на определените ЦПП од симулациите за ова сценарио. Може да се забележи дека нема значајни разлики од аспект на просечна годишна ЦПП и распределба на ЦПП во споредба со сценариото 2017_15%_без_ОИЕ.

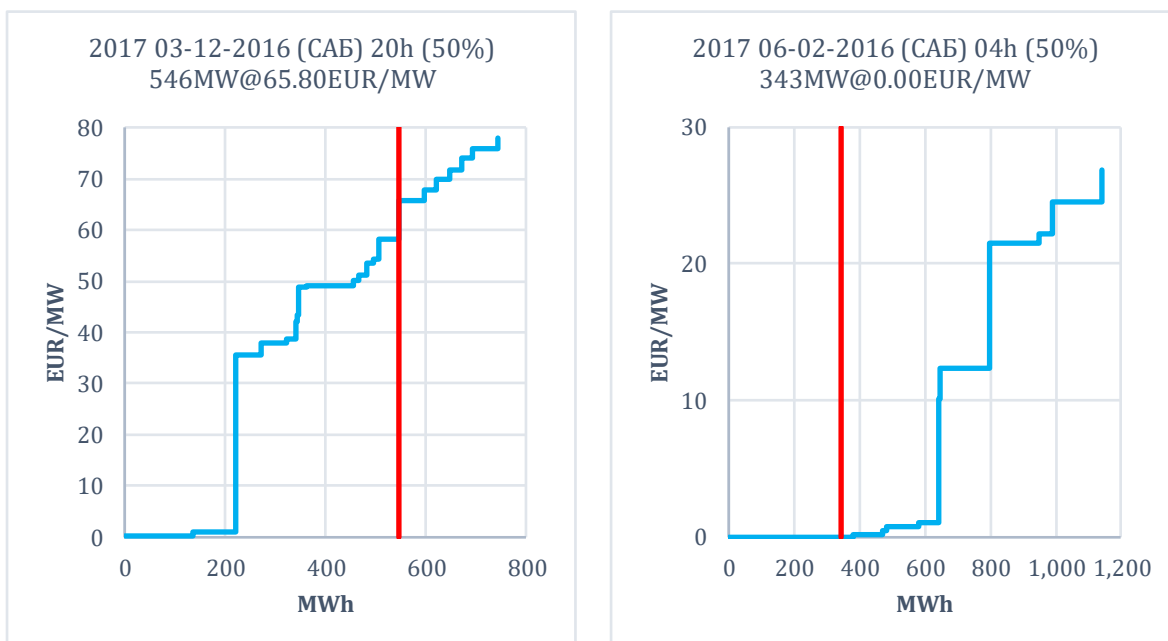


Слика 9.38 Хистограм на просечни ЦПП за 2017 година, 50% од побарувачката се тргува на МБЕЕ и производство од ОИЕ не е вклучено

Како и за претходните сценарија, во продолжение се прикажани графици со кривите на понуда и побарувачка и остварени ЦПП за ова сценарио. На слика 9.39 се прикажани графичите со криви на понуда и побарувачка со максимална и минимална ЦПП за работен ден, а на слика 9.40 кривите со остварени максимална и минимална ЦПП за неработен ден.

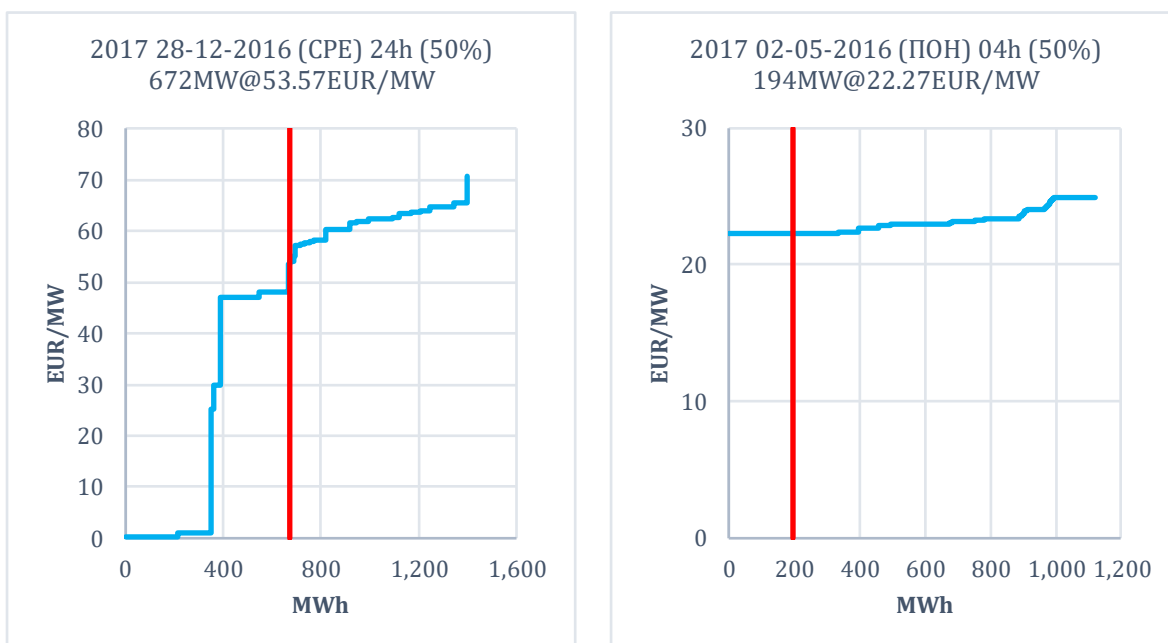


Слика 9.39 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2017_50%_без_ОИЕ

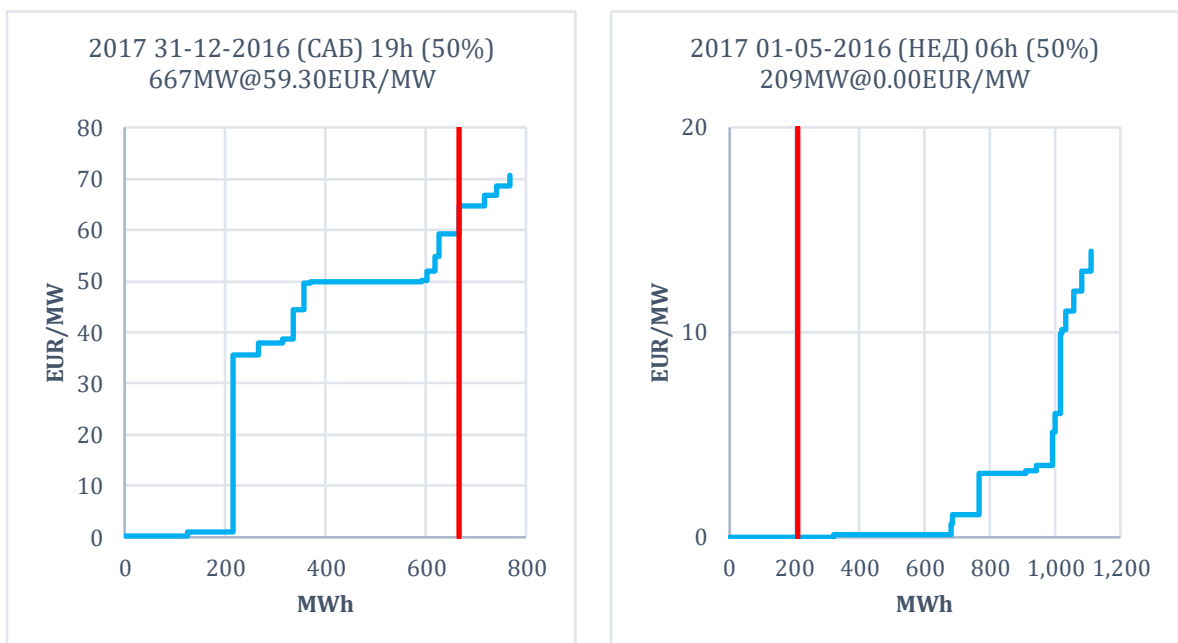


Слика 9.40 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_50%_без_ОИЕ

На сликите 9.41 и 9.42 се прикажани графици со криви на понуда и побарувачка за работен ден со максимално и минимално оптоварување и за неработен ден, со максимално и минимално оптоварување.



Слика 9.41 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2017_50%_без_ОИЕ



Слика 9.42 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_50%_без_ОИЕ

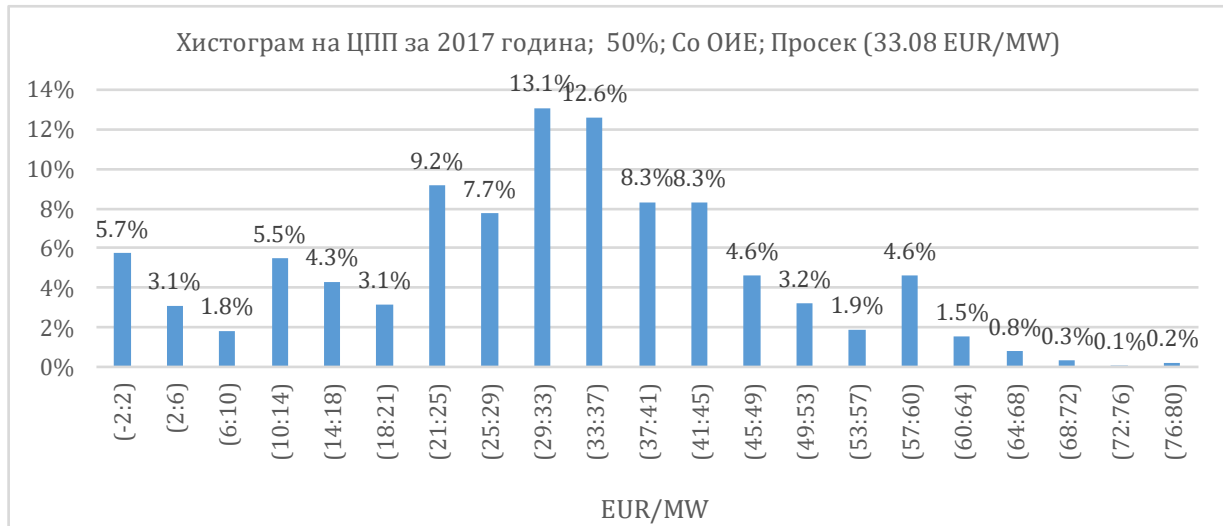
Сценарио 2017_50%_со_ОИЕ

Слично како и во сценарио 2017_15%_со_ОИЕ, резултатите се однесуваат на сценарио во кое производството од ОИЕ е вклучено во пазарот, но на симулираната МБЕЕ се тргува со количини кои изнесуваат 50% од вкупната побарувачка. Од табела 9.6 може јасно да се види дека просечната ЦПП за 2017 година во овој случај е пониска отколку во сценариото 2017_50%_без_ОИЕ, што е и очекувано заради ефектот на вклучувањето на производството од ОИЕ со нулата цена. Но, исто така, ако просечната годишна ЦПП се спореди со онаа во сценариото 2017_15%_со_ОИЕ, ќе се забележи дека овде просечната ЦПП е малку повисока. Во двете сценарија, 2017_15%_со_ОИЕ и 2017_50%_со_ОИЕ производството од ОИЕ е непроменето, но уделот на производството од ОИЕ во вкупните тргувани количини е повисок во сценарио 2017_15%_со_ОИЕ. Поради тоа и влијанието на производството од ОИЕ врз ЦПП во овој случај е поизразено.

Табела 9.6 Просечни ЦПП за сценарио 2017_50%_со_ОИЕ

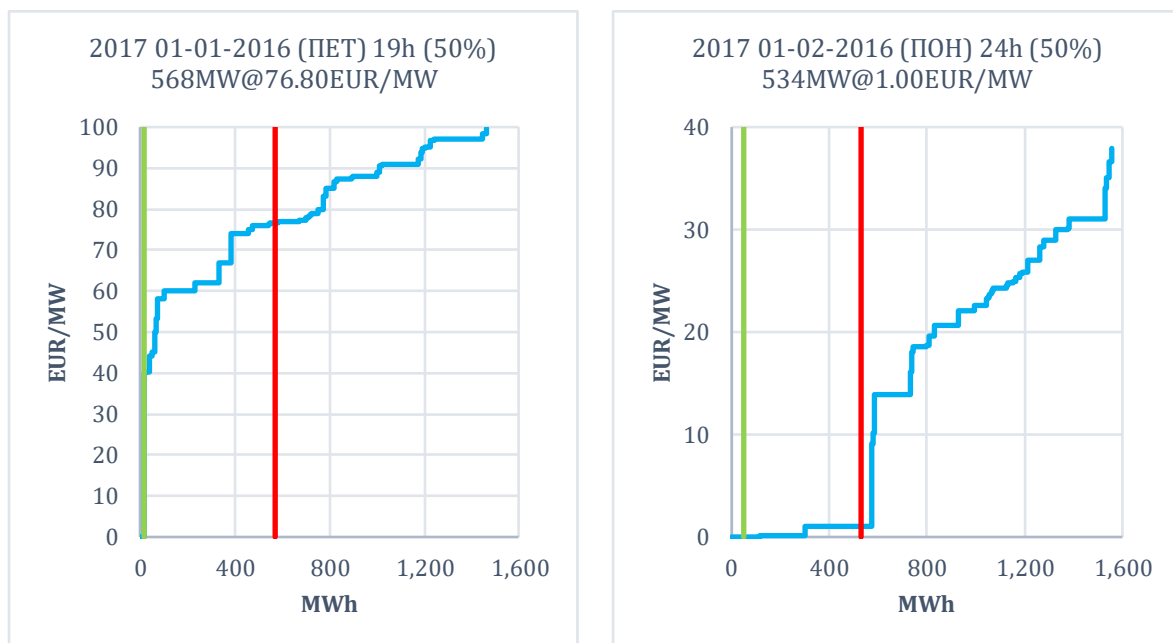
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргувана количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	50.18	18.05	39.76	504.8	509.2	506.2
2	23.69	10.23	19.93	406.3	413.3	408.3
3	32.14	12.68	26.99	398.0	411.9	401.6
4	18.17	17.16	17.87	343.3	339.5	342.2
5	32.24	6.49	24.79	313.2	311.6	312.7
6	34.09	18.17	29.77	348.5	357.2	350.8
7	34.86	22.30	30.86	361.7	354.5	359.4
8	32.83	22.69	30.22	340.5	339.2	340.2
9	37.18	29.07	35.02	349.0	349.0	349.0
10	49.50	31.14	43.62	402.6	398.5	401.3
11	42.31	15.55	35.21	453.7	451.1	453.0
12	51.05	45.25	49.38	541.8	537.3	540.5
	37.67	21.74	33.08	396.6	399.0	397.3

Хистограмот со распределба на ЦПП за овој случај, кој е прикажан на слика 9.43 укажува на слични заклучоци како и за сценариото 2017_15%_со_ОИЕ. Практично, 5.7% од ЦПП се со вредности помали од 2 EUR/MW, односно во опсегот од 0 до 2 EUR/MW. Процентуалното учество на ЦПП во опсегот од 2 до 10 EUR/MW изнесува речиси 5% од сите ЦПП.

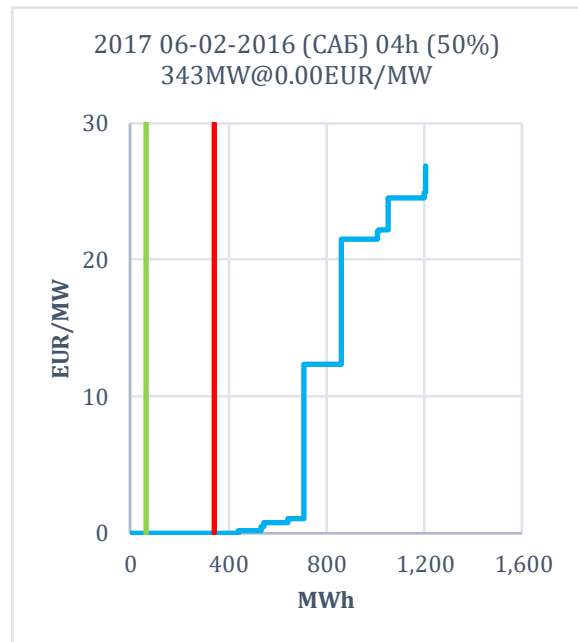
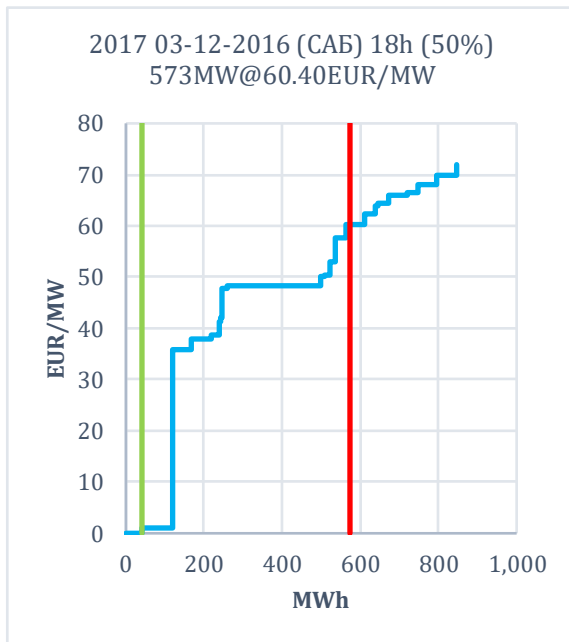


Слика 9.43 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2017_50%_со_ОИЕ

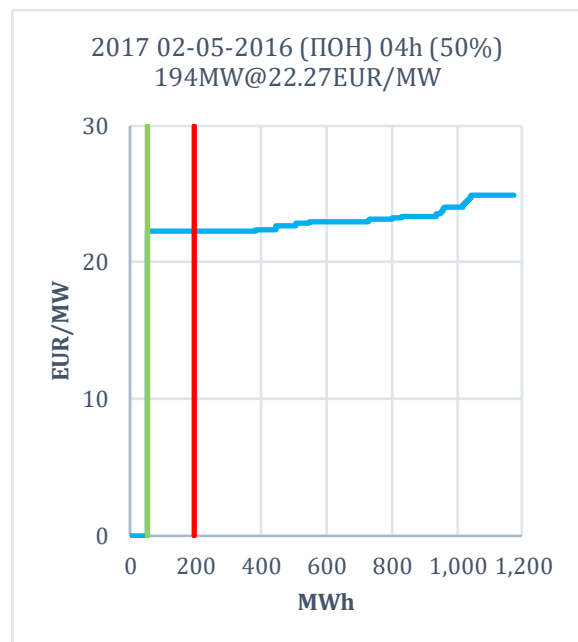
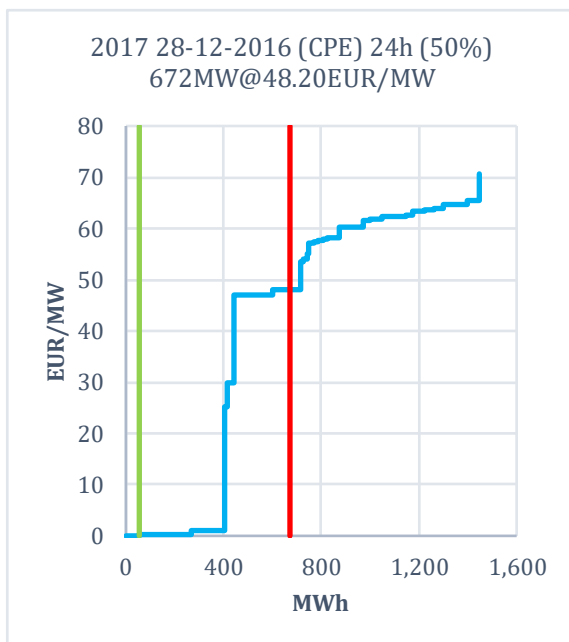
Во продолжение, на сликите 9.44, 9.45, 9.46, 9.47 се прикажани кривите на понуда и побарувачка со соодветните ЦПП за осум различни случаи, односно за максимална и минимална ЦПП во работен и во неработен ден и за остварена ЦПП при максимално и минимално оптоварување за работен и за неработен ден.



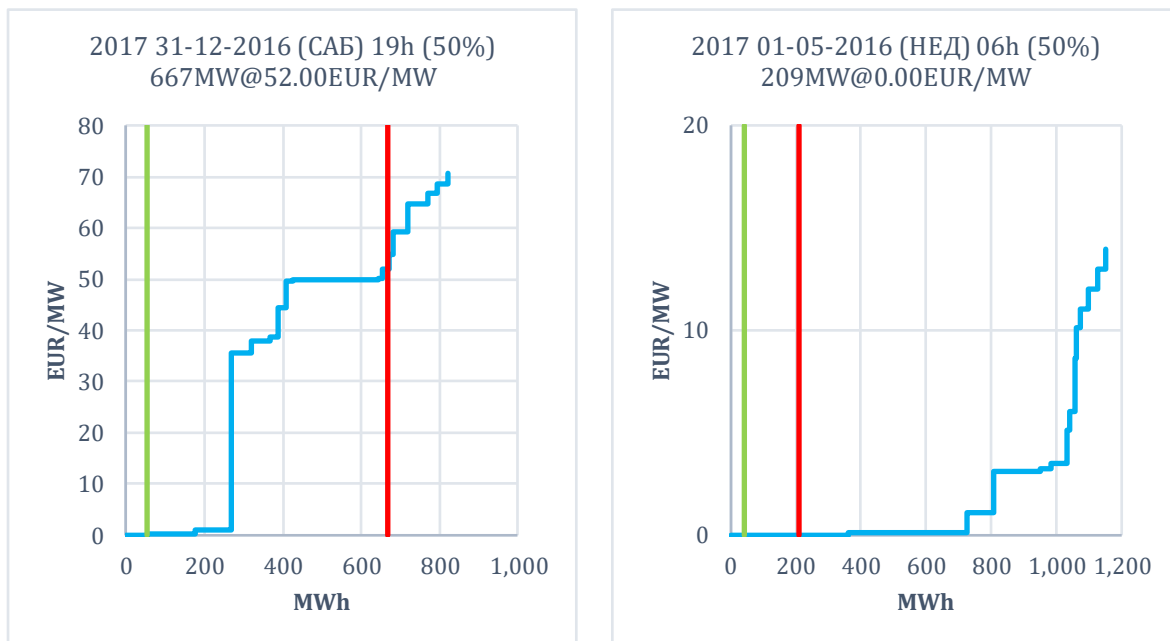
Слика 9.44 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2017_50%_со_ОИЕ



Слика 9.45 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_50%_co_ОИЕ



Слика 9.46 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2017_50%_co_ОИЕ



Слика 9.47 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2017_50%_co_ОИЕ

9.2.2 Симулации за 2021 година

Во продолжение се прикажани резултатите од симулациите за 2021 година, според истите сценарија како и за 2017 година. Добиените резултати посочуваат на слични заклучоци како и за 2017 година, со тоа што значително се зголемува процентот на ЦПП кои спаѓаат во ценовниот опсег 0 до 2 EUR/MW, особено во сценариото 2021_15%_co_ОИЕ. Се покажува дека просечната ЦПП добиена за 2021 година за сценаријата со вклучено производство од ОИЕ, е пониска од 2017 година и изнесува 25.68 EUR/MW за 15% и 30.34 EUR/MW за 50% тргувани количини во однос на вкупната побарувачка. Пониската ЦПП се должи на релативно високото учество на производството од ОИЕ, кое за 2021 година е поголемо отколку за 2017 година, а притоа, порастот на потрошувачката е помал отколку порастот на производството од ОИЕ.

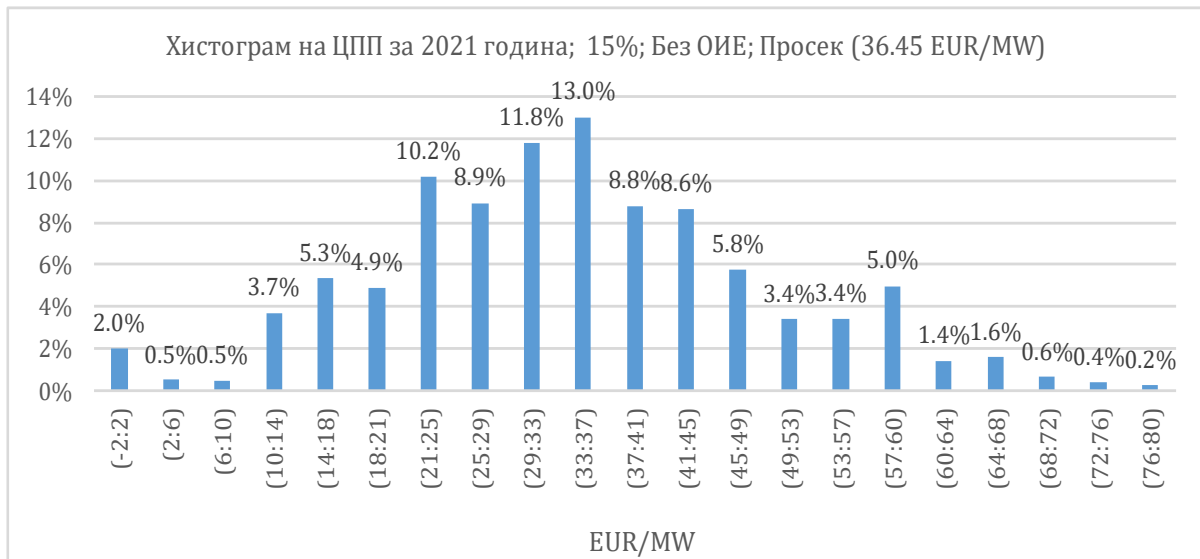
Сценарио 2021_15%_без_ОИЕ

Во ова сценарио, се смета дека учеството на тргуваните количини на МБЕЕ е релативно ниско, односно изнесува 15% од вкупната побарувачка. Резултатите од симулациите за секој час од годината се искористени за да се пресметаат просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, која изнесува 36.45 EUR/MW, како што е покажано во табела 9.7.

Табела 9.7 Просечни ЦПП за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ

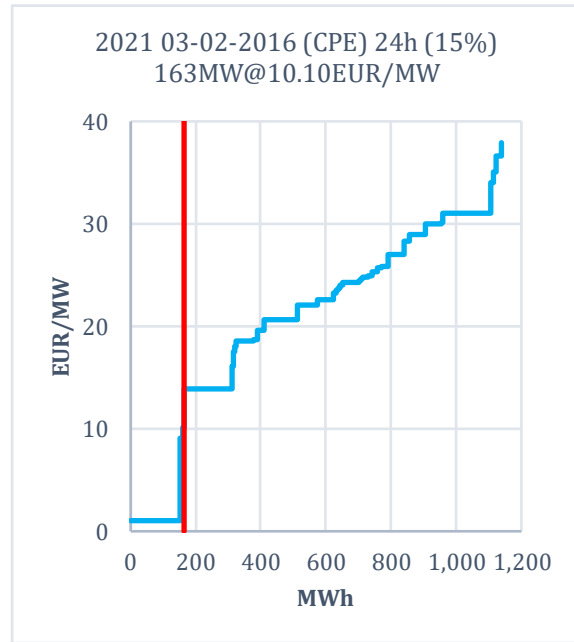
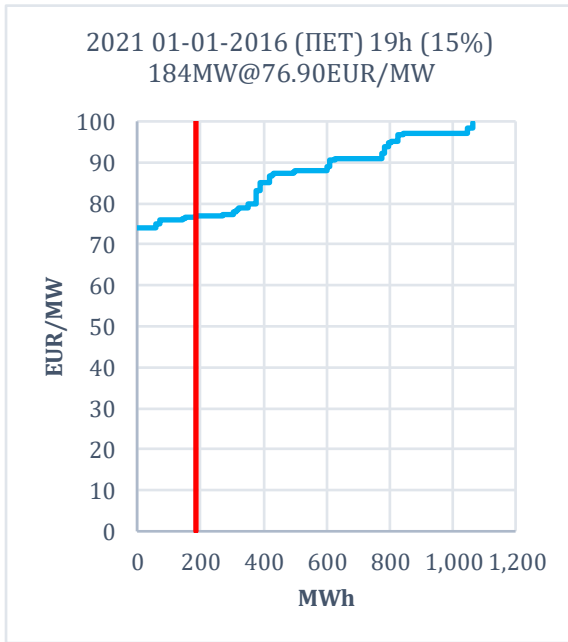
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргована количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	52.74	27.41	44.52	163.9	165.4	164.4
2	25.64	12.96	22.09	132.0	134.2	132.6
3	36.23	16.94	31.13	129.3	133.7	130.4
4	26.72	23.54	25.77	111.5	110.2	111.1
5	33.02	8.06	25.80	101.7	101.2	101.6
6	35.34	21.57	31.60	113.2	116.0	113.9
7	38.77	24.74	34.31	117.4	115.1	116.7
8	34.03	25.25	31.77	110.6	110.1	110.5
9	38.14	33.22	36.82	113.3	113.3	113.3
10	52.31	34.59	46.63	130.7	129.4	130.3
11	43.71	19.57	37.30	147.3	146.5	147.1
12	56.62	49.83	54.66	175.9	174.5	175.5
	40.65	26.09	36.45	128.8	129.6	129.0

На слика 9.48 е прикажан хистограмот на распределба на ЦПП, кој ја покажува распределбата на ЦПП, која е слична како и за сценариото 2017_15%_без_ОИЕ.

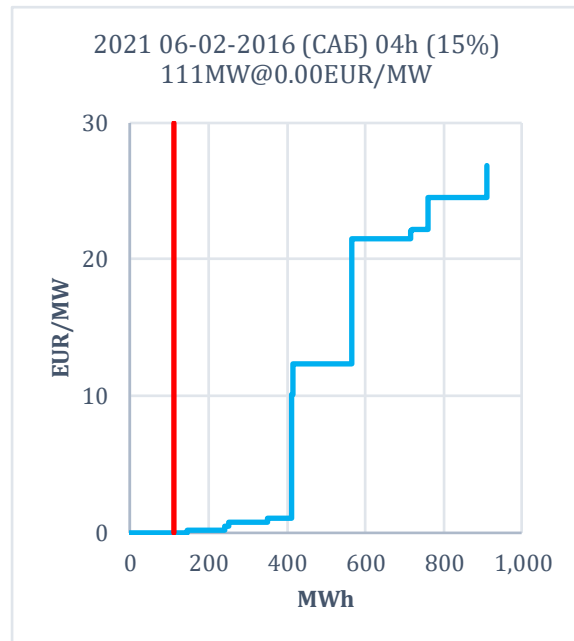
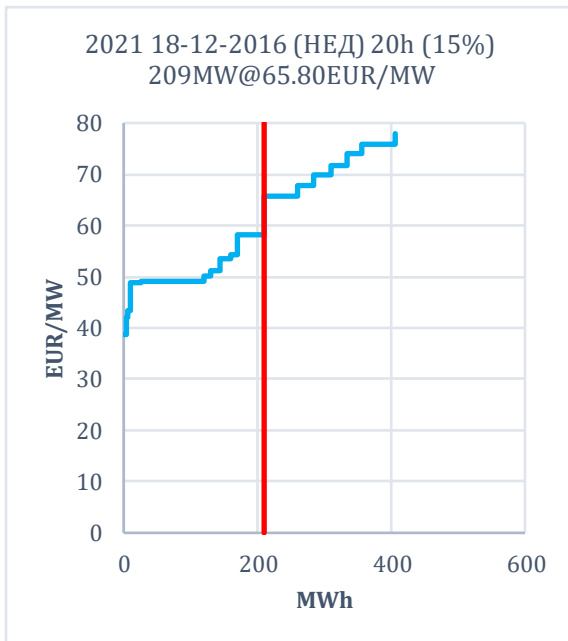


Слика 9.48 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ

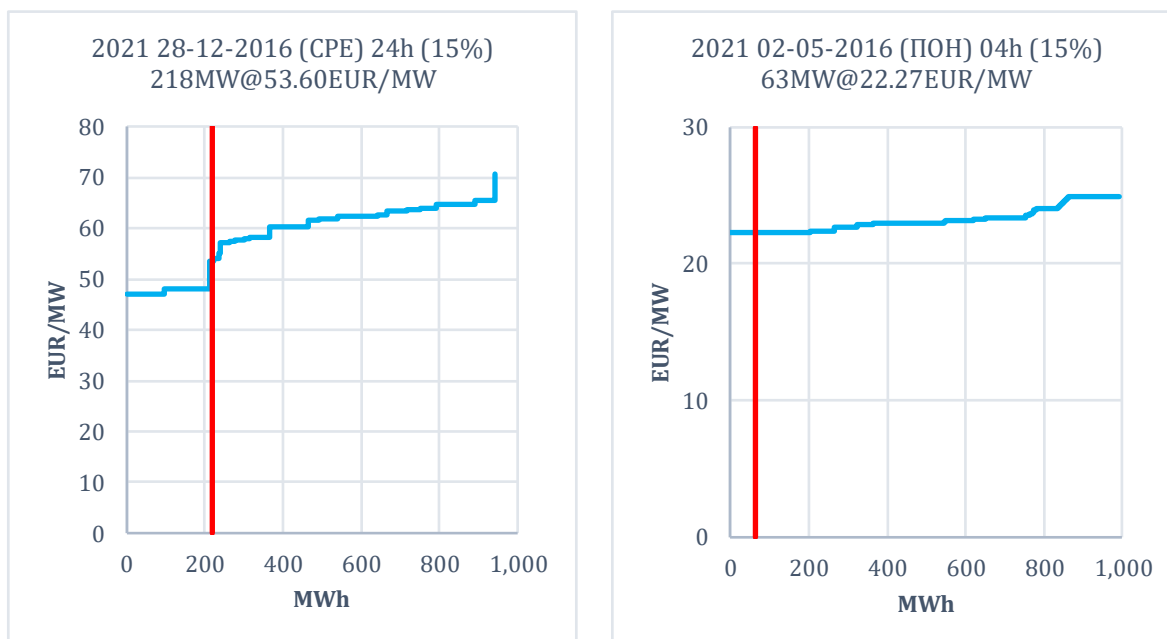
Во продолжение, на сликите 9.49, 9.50, 9.51 и 9.52 се прикажани кривите на понуда и побарувачка за случаите кога има максимална и минимална ЦПП во работен и неработен ден и остварените ЦПП при максимално и минимално оптоварување за работен и неработен ден.



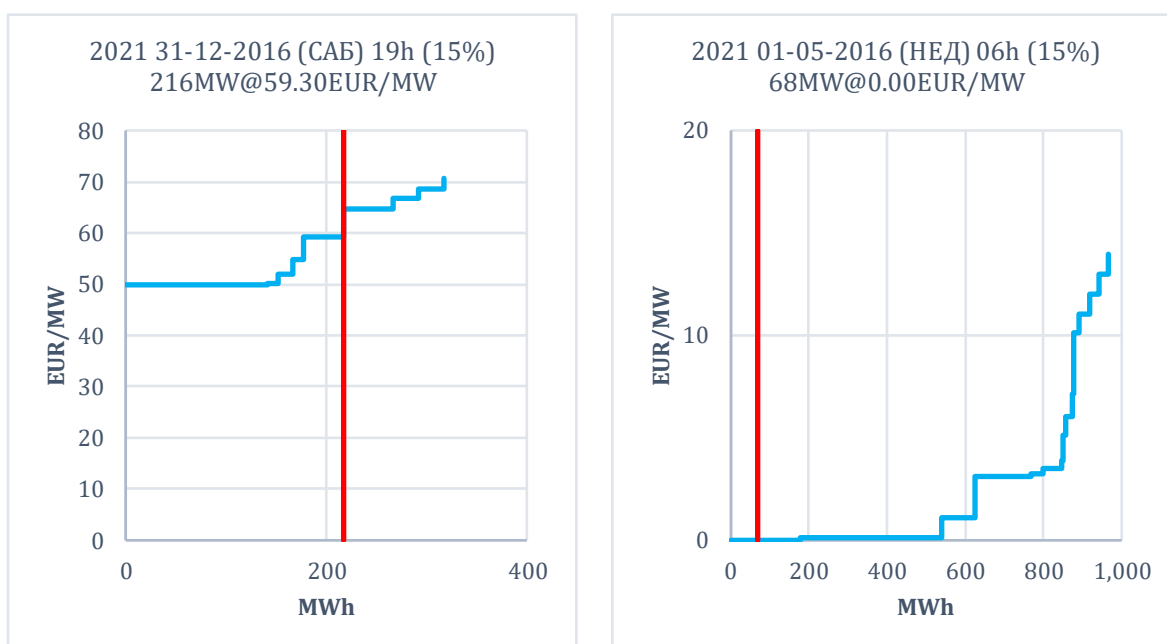
Слика 9.49 Максимална и минимална ЦПП во работен ден, за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ



Слика 9.50 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден, за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ



Слика 9.51 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ



Слика 9.52 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2021_15%_без_ОИЕ

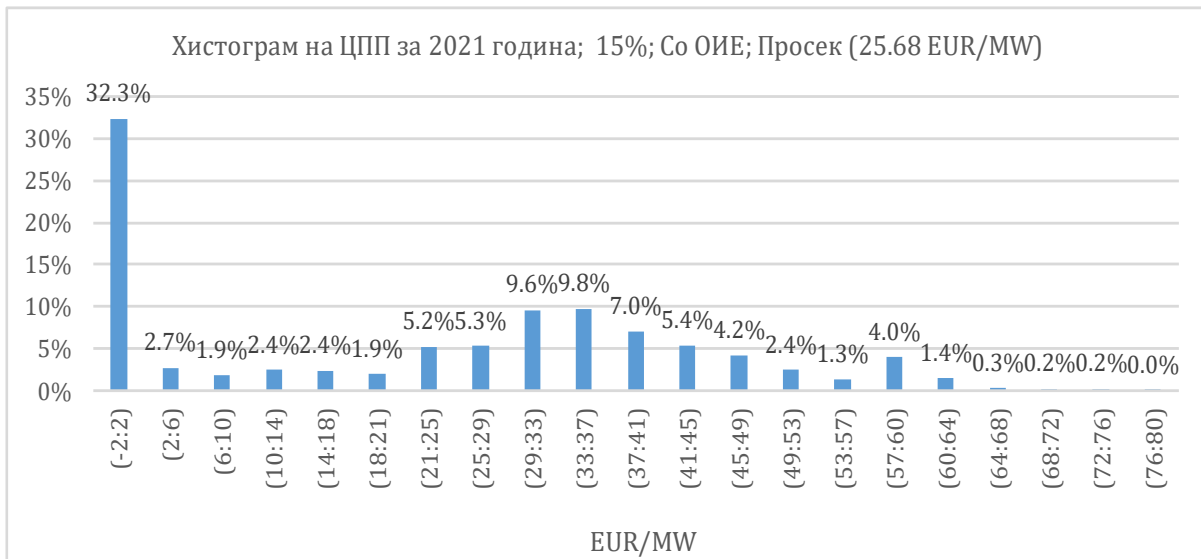
Сценарио 2021_15%_со_ОИЕ

Во ова сценарио во предвид е земено и производството од ОИЕ, кое е вклучено во пазарот на електрична енергија. Од симулациите извршени за секој час од годината се пресметани просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, која изнесува 25.68 EUR/MW, како што е покажано во табела 9.8. Во споредба со резултатите од сценарио 2021_15%_без_ОИЕ, каде просечната годишна ЦПП е 36.45 EUR/MW, јасно е дека во овој случај просечната годишна ЦПП е пониска, а причината е вклучувањето на производството од ОИЕ во понудите на МБЕЕ.

Табела 9.8 Просечни ЦПП за сценарио 2021_15%_со_ОИЕ

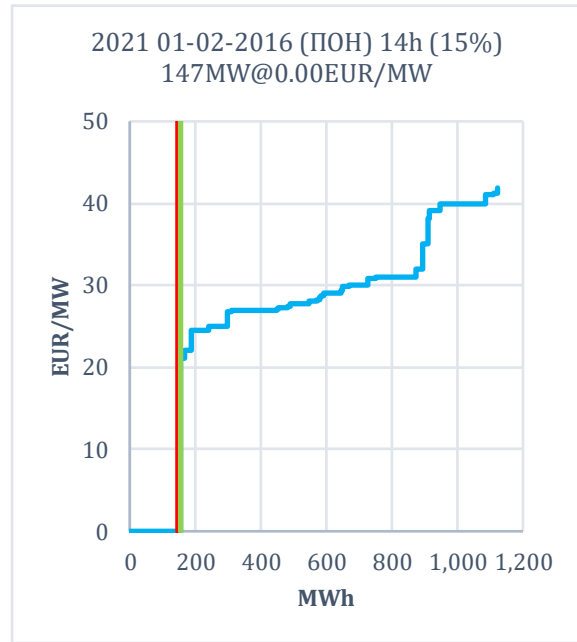
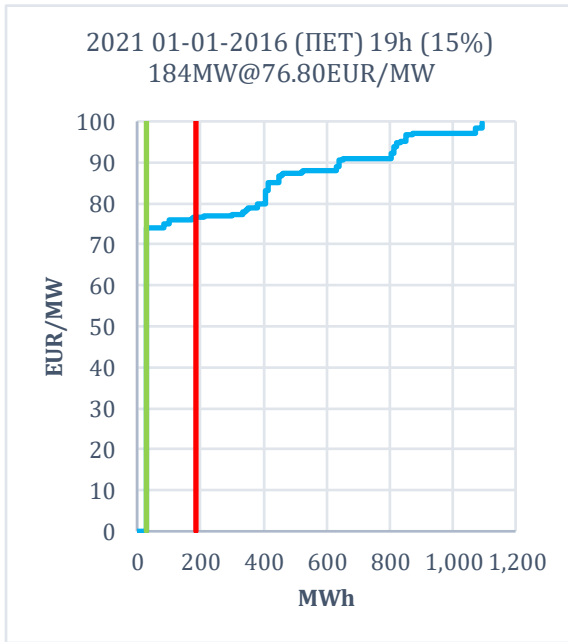
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргована количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	49.52	12.90	37.64	163.9	165.4	164.4
2	17.65	6.97	14.67	132.0	134.2	132.6
3	21.12	8.93	17.89	129.3	133.7	130.4
4	11.75	12.74	12.04	111.5	110.2	111.1
5	3.60	2.50	3.28	101.7	101.2	101.6
6	26.48	15.65	23.54	113.2	116.0	113.9
7	27.56	15.08	23.59	117.4	115.1	116.7
8	24.56	20.49	23.51	110.6	110.1	110.5
9	30.54	23.43	28.65	113.3	113.3	113.3
10	40.69	24.15	35.39	130.7	129.4	130.3
11	35.04	11.79	28.86	147.3	146.5	147.1
12	42.84	39.15	41.78	175.9	174.5	175.5
	29.19	16.98	25.68	128.8	129.6	129.0

На слика 9.53 е прикажан хистограмот на распределба на ЦПП, кој ја покажува распределбата на ЦПП, која е слична како и за сценариото 2017_15%_со_ОИЕ.

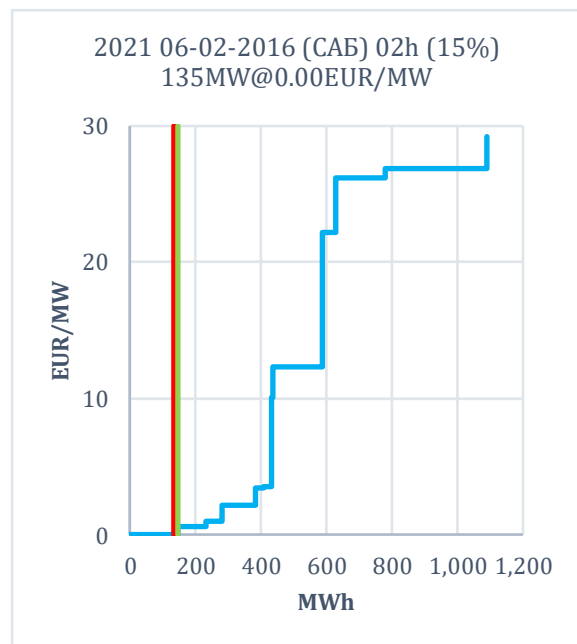
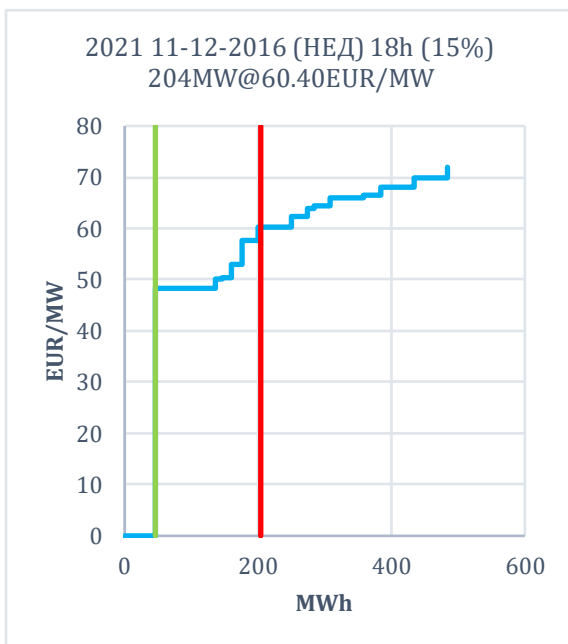


Слика 9.53 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2021_15%_со_ОИЕ

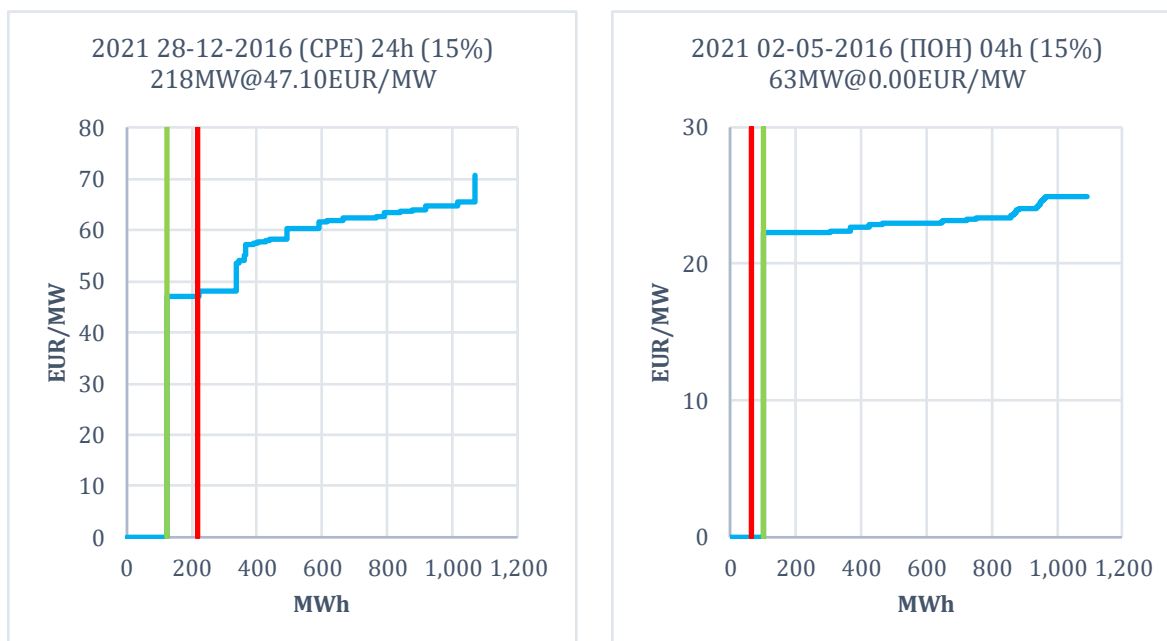
Во продолжение, на сликите 9.54, 9.55, 9.56 и 9.57 се прикажани кривите на понуда и побарувачка за случаите кога има максимална и минимална ЦПП во работен и неработен ден и остварените ЦПП при максимално и минимално оптоварување за работен и неработен ден.



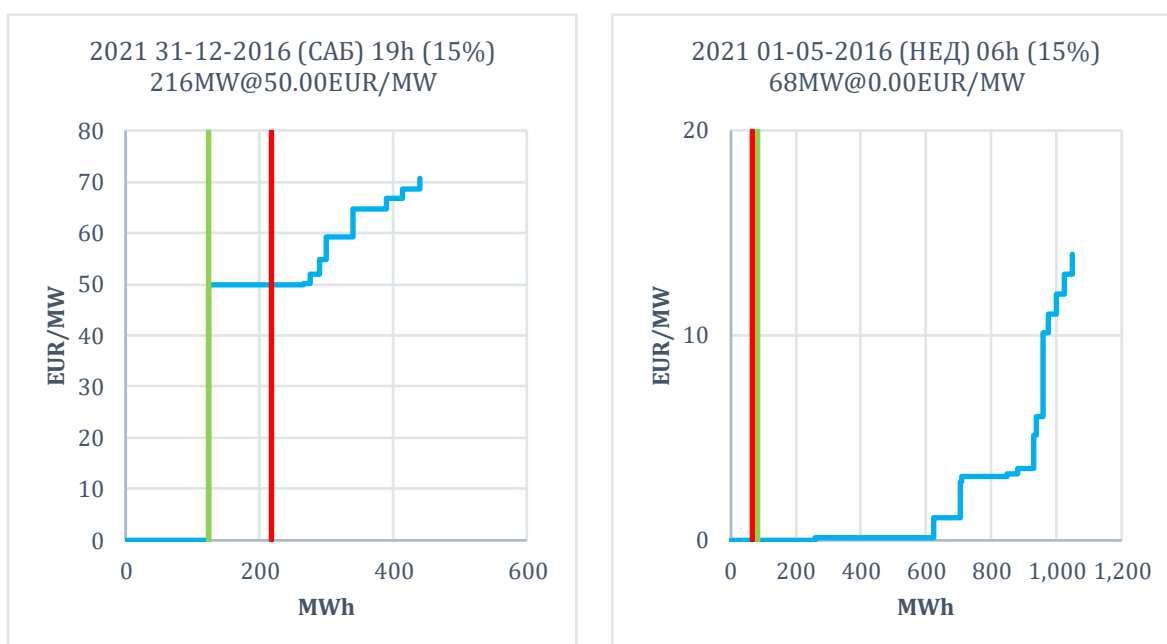
Слика 9.54 Максимална и минимална ЦПП во работен ден, за сценарио 2021_15%_co_OIE



Слика 9.55 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден, за сценарио 2021_15%_co_OIE



Слика 9.56 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2021_15%_co_ОИЕ



Слика 9.57 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2021_15%_co_ОИЕ

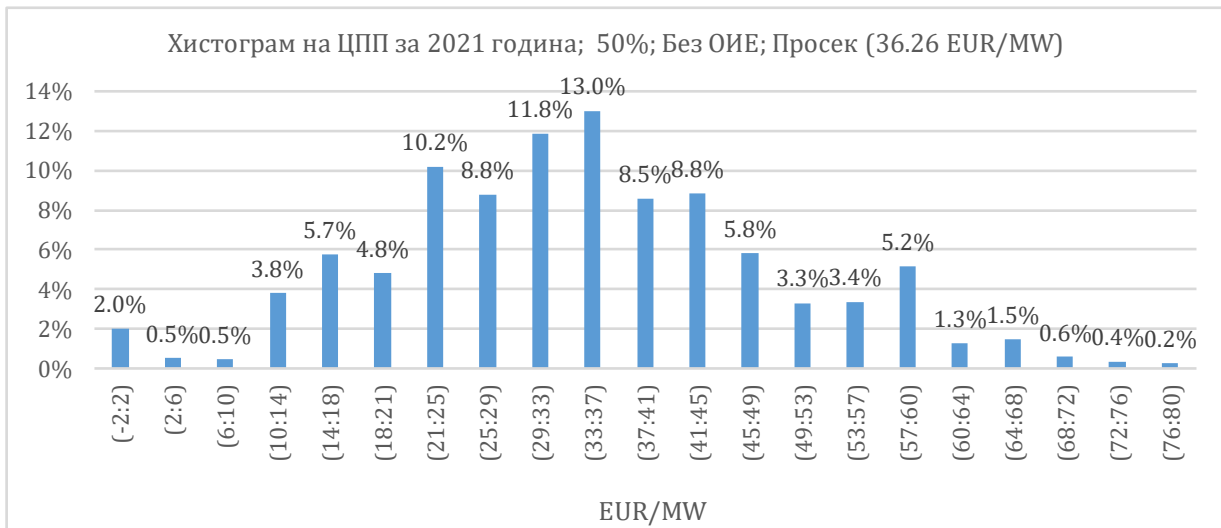
Сценарио 2021_50%_без_ОИЕ

Во ова сценарио, учеството на тргуваните количини на МБЕЕ е релативно повисоко отколку во сценариото 2021_15%_без_ОИЕ и изнесува 50% од вкупната потрошувачка. Резултатите од симулациите за секој час од годината се искористени за да се пресметаат просечните ЦПП за секој месец, како и просечната годишна ЦПП, кои се прикажани во табела 9.9.

Табела 9.9 Просечни ЦПП за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ

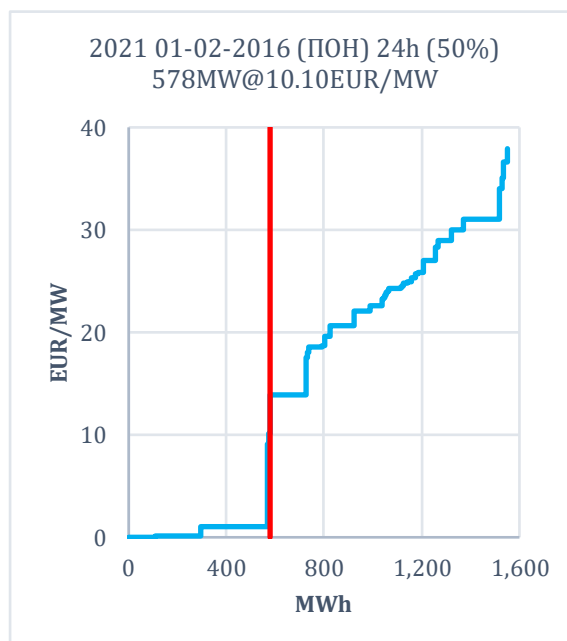
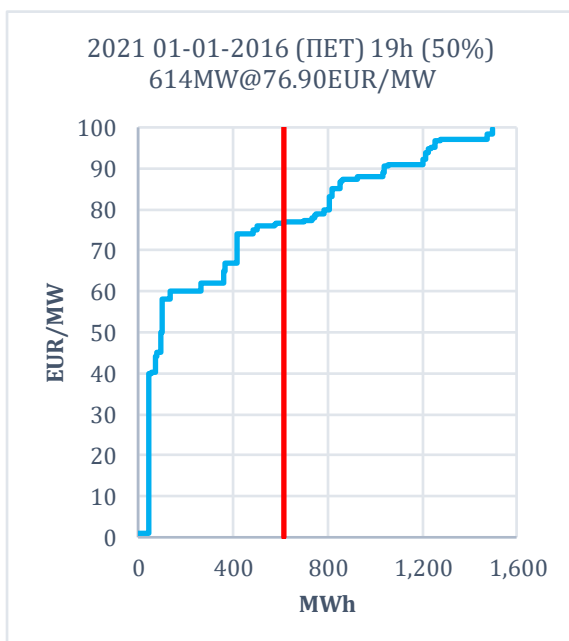
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргована количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	52.57	26.92	44.25	546.5	551.2	548.0
2	25.52	12.74	21.95	439.8	447.4	441.9
3	36.11	17.01	31.05	430.9	445.8	434.7
4	26.43	23.11	25.44	371.6	367.5	370.4
5	32.97	8.08	25.77	339.0	337.3	338.5
6	35.33	21.26	31.51	377.2	386.7	379.7
7	38.68	24.56	34.19	391.5	383.7	389.0
8	33.92	25.37	31.72	368.6	367.1	368.2
9	38.06	33.26	36.78	377.7	377.8	377.7
10	51.89	34.45	46.31	435.8	431.4	434.4
11	43.56	19.02	37.04	491.1	488.2	490.3
12	56.23	49.45	54.27	586.5	581.6	585.0
	40.47	25.85	36.26	429.3	431.8	430.0

На слика 9.58 е прикажан хистограмот на распределба на ЦПП, кој ја покажува распределбата на ЦПП, која е слична како и за сценариото 2017_15%_без_ОИЕ.

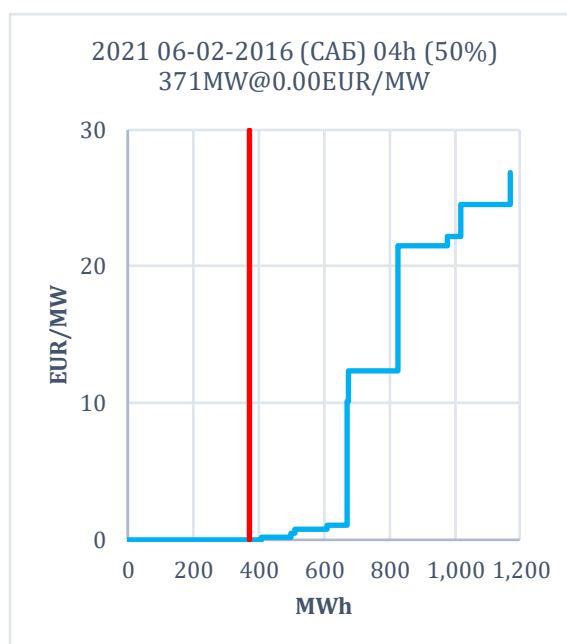
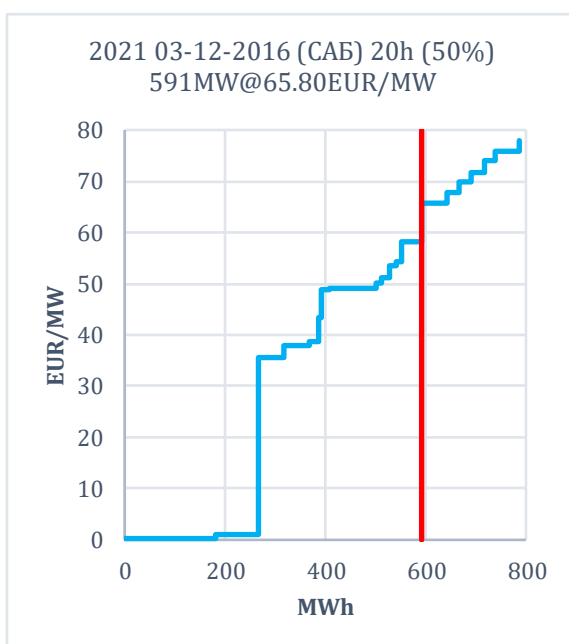


Слика 9.58 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ

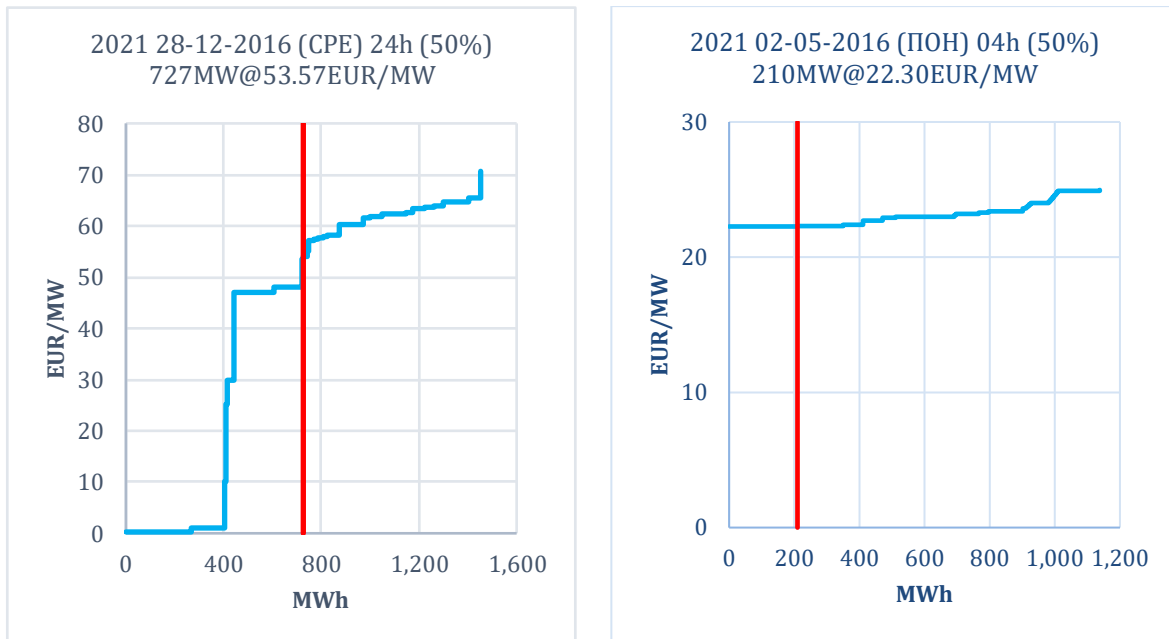
Во продолжение, на сликите 9.59, 9.60, 9.61 и 9.62 се прикажани кривите на понуда и побарувачка за случаите кога има максимална и минимална ЦПП во работен и неработен ден и остварените ЦПП при максимално и минимално оптоварување за работен и неработен ден.



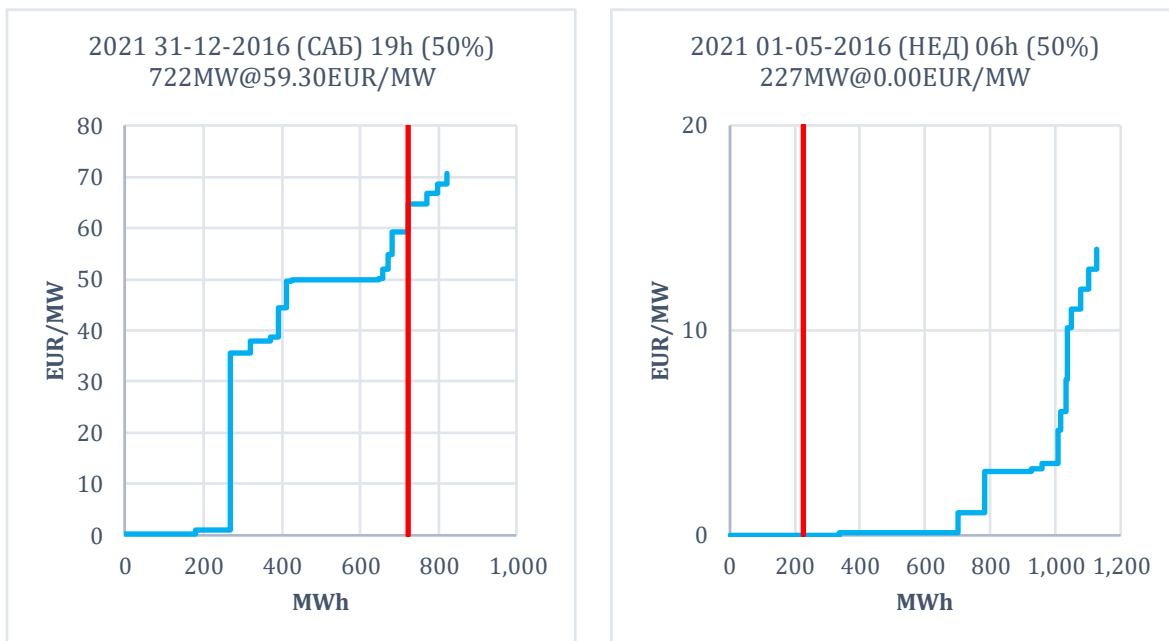
Слика 9.59 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ



Слика 9.60 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ



Слика 9.61 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ



Слика 9.62 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2021_50%_без_ОИЕ

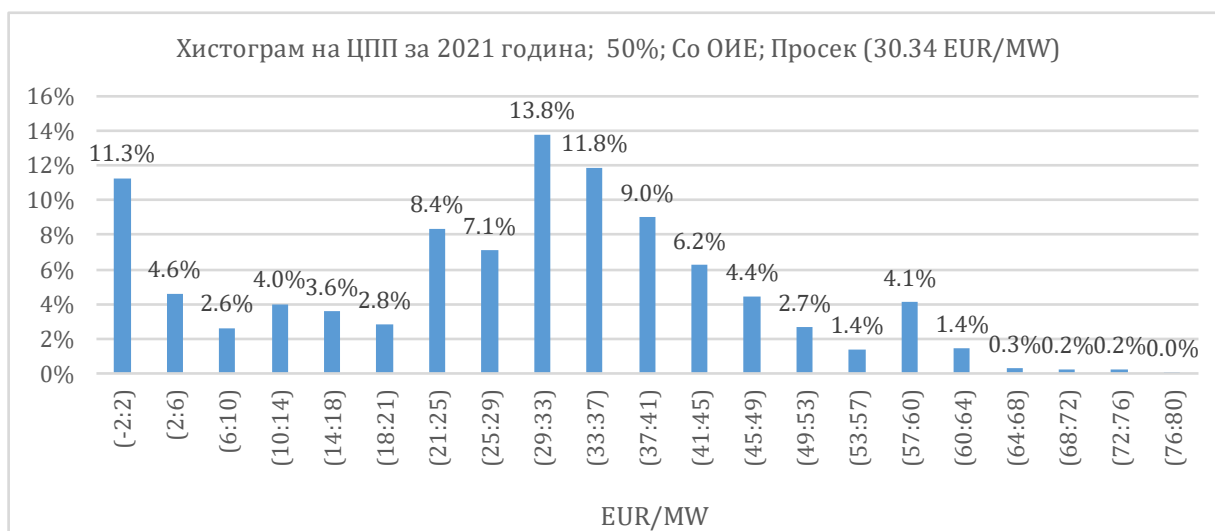
Сценарио 2021_50%_co_ОИЕ

Слично како и во сценарио 2021_15%_co_ОИЕ, резултатите се однесуваат на сценарио во кое производството од ОИЕ е вклучено во пазарот, но на симулираната МБЕЕ се тргува со количини кои изнесуваат 50% од вкупната побарувачка. Од табела 9.10 може јасно да се види дека просечната ЦПП за 2021 година во овој случај е пониска отколку во сценариото 2021_50%_без_ОИЕ. Но, исто така, ако просечната годишна ЦПП се спореди со онаа во сценариото 2021_15%_co_ОИЕ, ќе се забележи дека овде просечната ЦПП е малку повисока.

Табела 9.10 Просечни ЦПП за сценарио 2021_50%_co_OИЕ

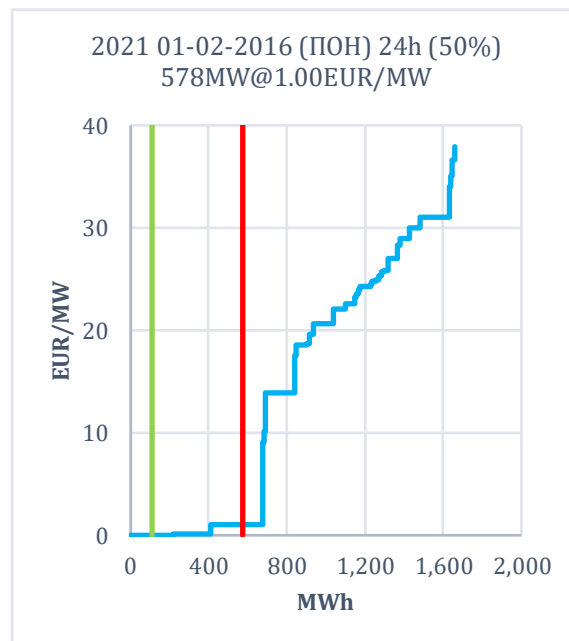
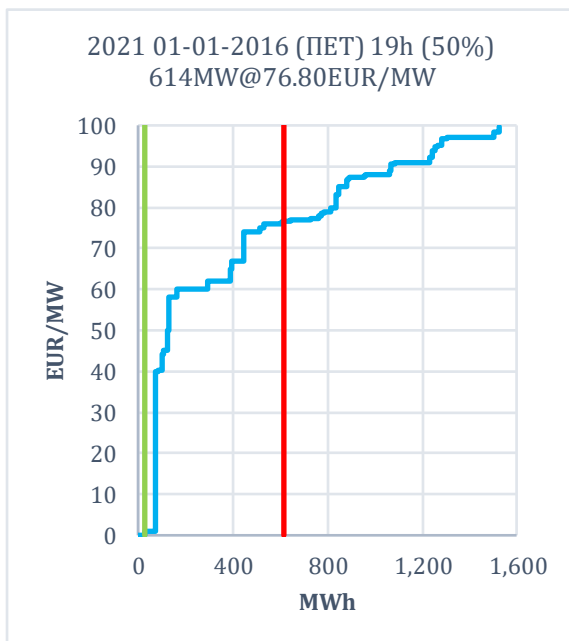
Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)			Тргована количина (MW)		
	работен	неработен	сите	работен	неработен	сите
1	49.52	12.90	37.64	546.5	551.2	548.0
2	21.44	8.85	17.93	439.8	447.4	441.9
3	28.87	10.88	24.11	430.9	445.8	434.7
4	14.31	15.27	14.59	371.6	367.5	370.4
5	31.32	4.91	23.68	339.0	337.3	338.5
6	33.25	16.01	28.57	377.2	386.7	379.7
7	30.99	17.07	26.56	391.5	383.7	389.0
8	30.82	21.03	28.30	368.6	367.1	368.2
9	36.56	25.63	33.64	377.7	377.8	377.7
10	47.75	27.30	41.20	435.8	431.4	434.4
11	41.75	12.66	34.02	491.1	488.2	490.3
12	43.00	40.34	42.23	586.5	581.6	585.0
	35.13	18.52	30.34	429.3	431.8	430.0

На слика 9.63 е прикажан хистограмот на распределба на ЦПП, кој ја покажува распределбата на ЦПП, која е слична како и за сценариото 2021_15%_co_OИЕ.

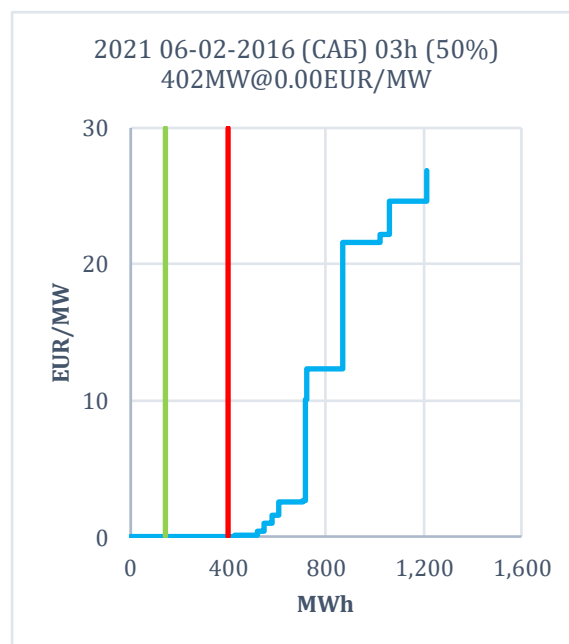
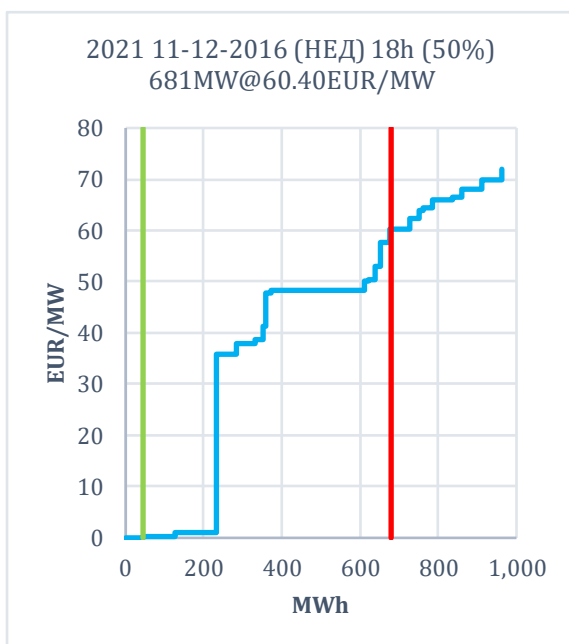


Слика 9.63 Хистограм на просечни ЦПП за сценарио 2021_50%_co_OИЕ

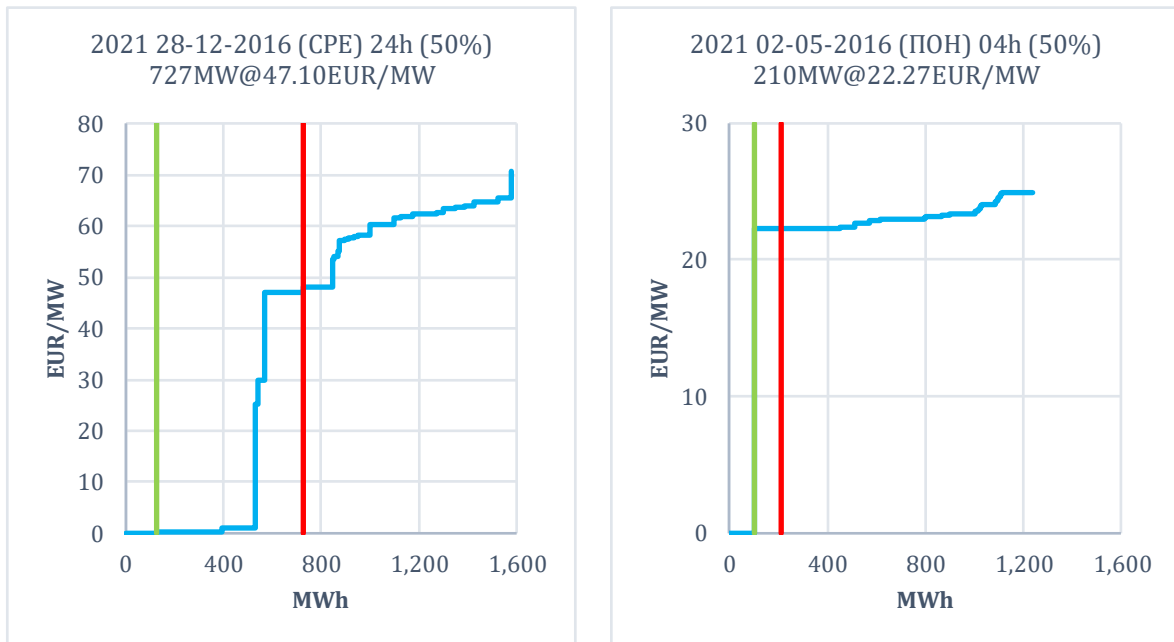
На сликите 9.64, 9.65, 9.66 и 9.67 се прикажани кривите на понуда и побарувачка за случаите кога има максимална и минимална ЦПП во работен и неработен ден и остварените ЦПП при максимално и минимално оптоварување за работен и неработен ден.



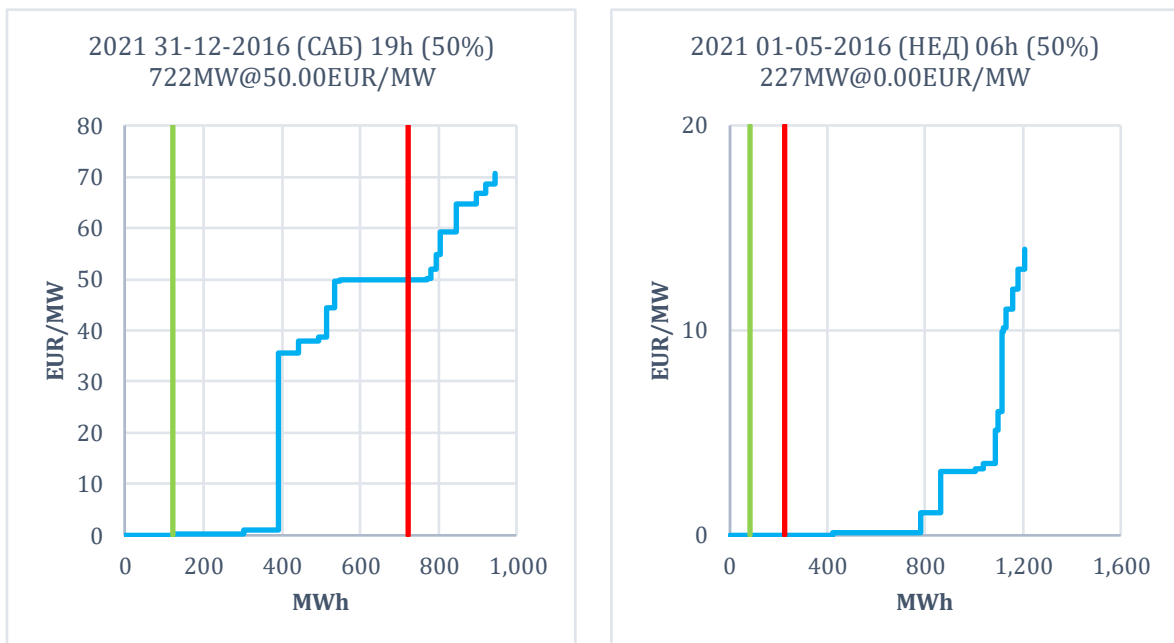
Слика 9.64 Максимална и минимална ЦПП во работен ден за сценарио 2021_50%_co_ОИЕ



Слика 9.65 Максимална и минимална ЦПП во неработен ден за сценарио 2021_50%_co_ОИЕ



Слика 9.66 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во работен ден за сценарио 2021_50%_co_ОИЕ



Слика 9.67 ЦПП при максимално и минимално оптоварување во неработен ден за сценарио 2021_50%_co_ОИЕ

9.2.3 Преглед на резултати од симулациите за периодот 2017-2021 година

Во ова потпоглавје се прикажани резултати од симулациите за сценаријата со 15%, 25% и 50% учество на тргуваните количини во однос на вкупната побарувачка, за сите години од разгледуваниот период, и тоа за случаите кога производството од ОИЕ не е вклучено во тргувањето на МБЕЕ и кога тоа е вклучено. Во секоја од табелите 9.11, 9.12, 9.13, 9.14, 9.15 и 9.16 се прикажани просечните

месечни ЦПП и просечната годишна ЦПП за сите години. Покрај тоа, прикажани се и тргуваните количини.

Табела 9.11 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 15%_без_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргувана количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	44.49	44.55	44.45	44.56	44.52	151.9	154.9	158.0	161.2	164.4
2	22.08	21.96	22.04	22.09	22.09	122.5	124.9	127.4	130.0	132.6
3	31.14	31.19	31.19	31.13	31.13	120.5	122.9	125.3	127.9	130.4
4	25.95	25.71	25.73	25.66	25.77	102.6	104.7	106.8	108.9	111.1
5	25.76	25.79	25.76	25.78	25.80	93.8	95.7	97.6	99.6	101.6
6	31.57	31.61	31.60	31.55	31.60	105.2	107.4	109.5	111.7	113.9
7	34.31	34.29	34.26	34.27	34.31	107.8	110.0	112.2	114.4	116.7
8	31.80	31.84	31.86	31.85	31.77	102.1	104.1	106.2	108.3	110.5
9	36.78	36.84	36.80	36.80	36.82	104.7	106.8	108.9	111.1	113.3
10	46.62	46.59	46.63	46.56	46.63	120.4	122.8	125.3	127.8	130.3
11	37.28	37.30	37.25	37.28	37.30	135.9	138.6	141.4	144.2	147.1
12	54.85	54.75	54.86	54.94	54.66	162.1	165.4	168.7	172.1	175.5
	36.48	36.46	36.46	36.47	36.45	119.2	121.6	124.0	126.5	129.0

Табела 9.12 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 15%_со_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргувана количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	39.76	38.93	38.25	37.95	37.64	151.9	154.9	158.0	161.2	164.4
2	19.91	19.53	18.48	17.50	14.67	122.5	124.9	127.4	130.0	132.6
3	26.97	25.54	23.31	22.35	17.89	120.5	122.9	125.3	127.9	130.4
4	17.87	16.63	14.81	13.25	12.04	102.6	104.7	106.8	108.9	111.1
5	22.59	16.28	8.63	5.95	3.28	93.8	95.7	97.6	99.6	101.6
6	29.70	28.98	27.73	27.07	23.54	105.2	107.4	109.5	111.7	113.9
7	30.86	29.62	28.70	28.29	23.59	107.8	110.0	112.2	114.4	116.7
8	30.22	29.84	29.63	29.34	23.51	102.1	104.1	106.2	108.3	110.5
9	35.02	34.67	33.80	33.30	28.65	104.7	106.8	108.9	111.1	113.3
10	43.62	43.03	42.45	41.95	35.39	120.4	122.8	125.3	127.8	130.3
11	35.21	34.47	33.53	32.65	28.86	135.9	138.6	141.4	144.2	147.1
12	49.38	47.87	46.52	45.24	41.78	162.1	165.4	168.7	172.1	175.5
	32.93	31.68	30.16	29.27	25.68	119.2	121.6	124.0	126.5	129.0

Табела 9.13 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 25%_без_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргована количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	44.42	44.41	44.45	44.33	44.37	253.1	258.2	263.3	268.6	274.0
2	22.04	22.00	22.03	22.05	22.03	204.1	208.2	212.4	216.6	221.0
3	31.08	31.15	31.19	31.07	31.15	200.8	204.8	208.9	213.1	217.4
4	25.67	25.65	25.63	25.67	25.64	171.1	174.5	178.0	181.5	185.2
5	25.76	25.74	25.77	25.77	25.76	156.4	159.5	162.7	165.9	169.3
6	31.56	31.58	31.53	31.54	31.57	175.4	178.9	182.5	186.2	189.9
7	34.29	34.30	34.24	34.25	34.29	179.7	183.3	186.9	190.7	194.5
8	31.82	31.78	31.83	31.78	31.75	170.1	173.5	177.0	180.5	184.1
9	36.78	36.79	36.80	36.77	36.79	174.5	178.0	181.5	185.2	188.9
10	46.45	46.66	46.52	46.60	46.41	200.6	204.7	208.8	212.9	217.2
11	37.32	37.20	37.20	37.24	37.18	226.5	231.0	235.6	240.4	245.2
12	54.73	54.54	54.75	54.69	54.67	270.2	275.7	281.2	286.8	292.5
	36.42	36.40	36.42	36.40	36.39	198.6	202.6	206.7	210.8	215.0

Табела 9.14 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 25%_со_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргована количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	39.76	38.93	38.25	37.95	37.64	253.1	258.2	263.3	268.6	274.0
2	19.93	19.63	19.19	18.85	17.87	204.1	208.2	212.4	216.6	221.0
3	26.99	26.22	25.36	24.95	24.00	200.8	204.8	208.9	213.1	217.4
4	17.87	16.63	15.54	14.93	14.59	171.1	174.5	178.0	181.5	185.2
5	24.79	24.22	23.12	22.42	17.96	156.4	159.5	162.7	165.9	169.3
6	29.77	29.45	29.17	29.01	28.30	175.4	178.9	182.5	186.2	189.9
7	30.86	29.66	28.88	28.50	26.52	179.7	183.3	186.9	190.7	194.5
8	30.22	29.84	29.65	29.41	28.30	170.1	173.5	177.0	180.5	184.1
9	35.02	34.70	34.26	34.11	33.64	174.5	178.0	181.5	185.2	188.9
10	43.62	43.03	42.64	42.34	41.20	200.6	204.7	208.8	212.9	217.2
11	35.21	34.90	34.50	34.29	33.71	226.5	231.0	235.6	240.4	245.2
12	49.38	47.87	46.52	45.24	42.23	270.2	275.7	281.2	286.8	292.5
	33.08	32.36	31.67	31.23	29.90	198.6	202.6	206.7	210.8	215.0

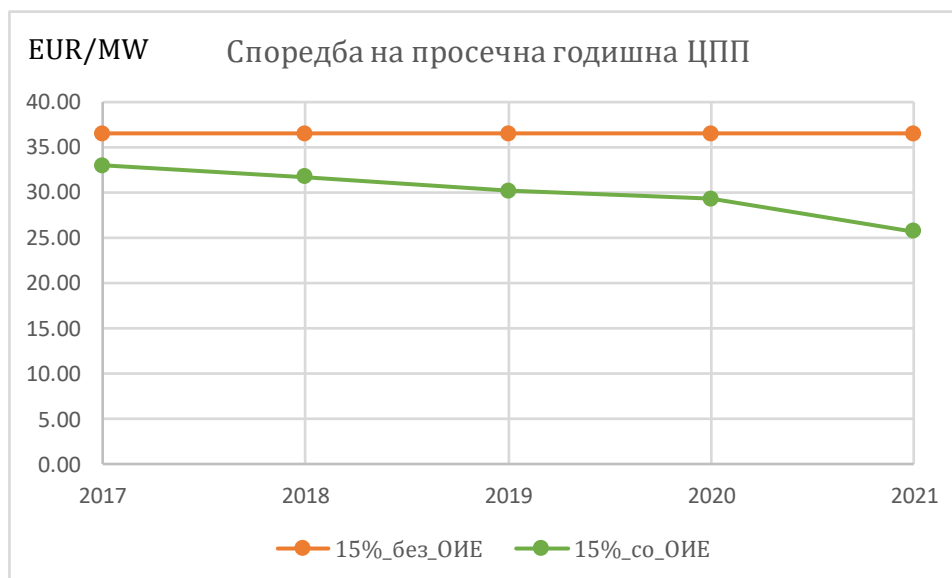
Табела 9.15 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 50%_без_ОИЕ

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргована количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	44.26	44.18	44.28	44.11	44.25	506.2	516.4	526.7	537.2	548.0
2	21.99	21.97	21.97	21.98	21.95	408.3	416.4	424.8	433.3	441.9
3	30.87	30.94	30.97	30.98	31.05	401.6	409.6	417.8	426.2	434.7
4	25.52	25.73	25.37	25.49	25.44	342.2	349.0	356.0	363.1	370.4
5	25.75	25.73	25.74	25.74	25.77	312.7	319.0	325.4	331.9	338.5
6	31.51	31.54	31.54	31.52	31.51	350.8	357.8	365.0	372.3	379.7
7	34.24	34.22	34.23	34.30	34.19	359.4	366.5	373.9	381.3	389.0
8	31.73	31.71	31.76	31.72	31.72	340.2	347.0	353.9	361.0	368.2
9	36.74	36.74	36.74	36.78	36.78	349.0	356.0	363.1	370.3	377.7
10	46.33	46.31	46.35	46.35	46.31	401.3	409.3	417.5	425.9	434.4
11	37.07	37.19	37.04	37.12	37.04	453.0	462.1	471.3	480.7	490.3
12	54.27	54.09	54.20	54.12	54.27	540.5	551.3	562.3	573.6	585.0
	36.26	36.26	36.25	36.25	36.26	397.3	405.2	413.3	421.6	430.0

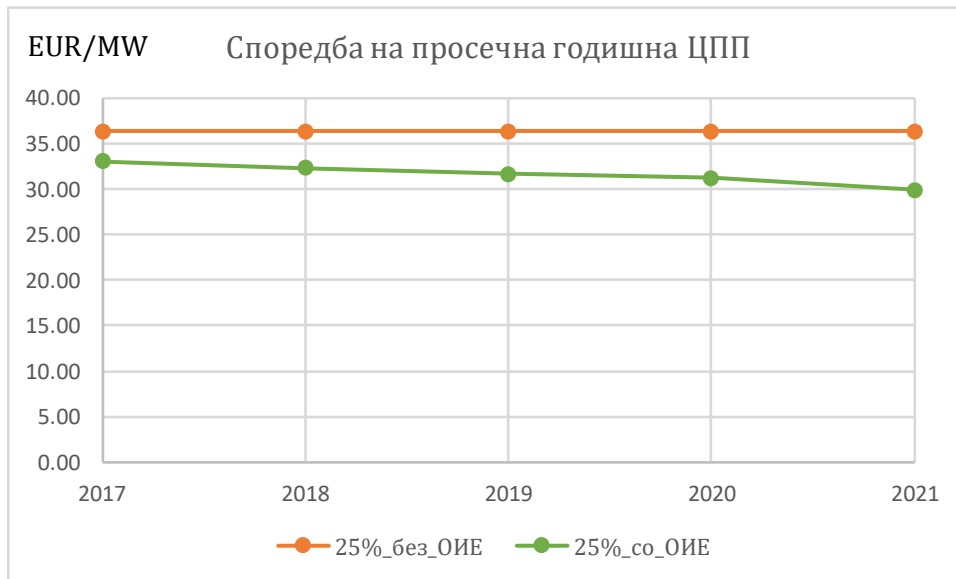
Табела 9.16 Резултати од симулациите за периодот од 2017 до 2021 година за сценаријата 50%_co_OIE

Месец	Просечна ЦПП (EUR/MW)					Тргувана количина (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	39.76	38.93	38.25	37.95	37.64	506.2	516.4	526.7	537.2	548.0
2	19.93	19.63	19.19	18.85	17.93	408.3	416.4	424.8	433.3	441.9
3	26.99	26.22	25.36	24.96	24.11	401.6	409.6	417.8	426.2	434.7
4	17.87	16.63	15.54	14.93	14.59	342.2	349.0	356.0	363.1	370.4
5	24.79	24.45	24.11	23.93	23.68	312.7	319.0	325.4	331.9	338.5
6	29.77	29.45	29.17	29.01	28.57	350.8	357.8	365.0	372.3	379.7
7	30.86	29.66	28.88	28.50	26.56	359.4	366.5	373.9	381.3	389.0
8	30.22	29.84	29.65	29.41	28.30	340.2	347.0	353.9	361.0	368.2
9	35.02	34.70	34.26	34.11	33.64	349.0	356.0	363.1	370.3	377.7
10	43.62	43.03	42.64	42.34	41.20	401.3	409.3	417.5	425.9	434.4
11	35.21	34.90	34.50	34.29	34.02	453.0	462.1	471.3	480.7	490.3
12	49.38	47.87	46.52	45.24	42.23	540.5	551.3	562.3	573.6	585.0
	33.08	32.37	31.74	31.33	30.34	397.3	405.2	413.3	421.6	430.0

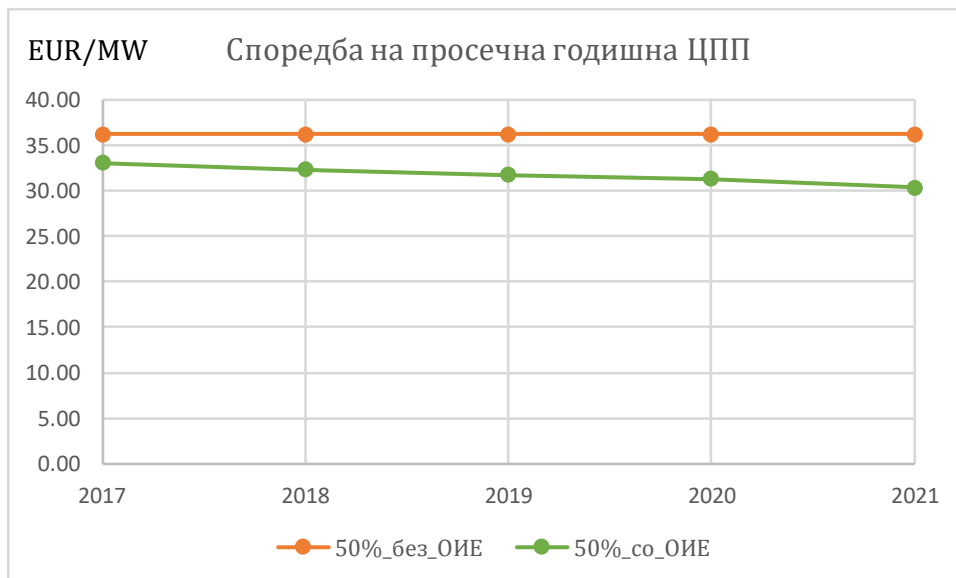
Ако се разгледуваат податоците прикажани во табелите 9.12, 9.14 и 9.16 кои се однесуваат на сценарија со вклучено производство од ОИЕ, се забележува дека просечната годишна ЦПП покажува тренд на намалување, кој е најизразен во сценаријата 15%_co_OIE. Како што е веќе напоменато погоре во текстот, причината за тоа е релативно високото учество на производството од ОИЕ во вкупните тргувани количини, што особено се забележува во последните години од разгледуваниот период, каде производството од ОИЕ е најголемо. Ова е прикажано и на сликите 9.68, 9.69 и 9.70.



Слика 9.68 Споредба на просечни ЦПП по години за сценарија со 15%_co_OIE и 15%_без_OIE



Слика 9.69 Споредба на просечни ЦПП по години за сценарија со 25%_co_ОИЕ и 25%_без_ОИЕ



Слика 9.70 Споредба на просечни ЦПП по години за сценарија со 50%_co_ОИЕ и 50%_без_ОИЕ

Од прикажаните резултати можат да се извлечат неколку важни заклучоци, кои се во согласност и со претходните детални анализи, направени за 2017 и 2021 година. Се забележува дека во случаите кога производството од ОИЕ не е вклучено во пазарот на електрична енергија, просечните годишни ЦПП не се менуваат значително во различните години од разгледуваниот период и овие вредности се блиски до просечната ЦПП за базната година. Во сценаријата кога производството од ОИЕ е вклучено во пазарот на електрична енергија, просечните годишни ЦПП се помали во однос на сценаријата без производство од ОИЕ и тоа за секоја од годините во разгледуваниот период. Влијанието на производството од ОИЕ е поголемо во сценаријата со 15% учество на тргуваните количини во однос на вкупната побарувачка (сценарија 15%_co_ОИЕ).

10 ПРЕПОРАКИ ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА МОДЕЛОТ

Ова поглавје од Студијата вклучува анализи на потребните измени и дополнувања на релевантните законски и подзаконски акти, заради овозможување на имплементација на предложениот модел за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија.

Поглавјето е составено од два дела, односно ги содржи главните насоки за ревизија на НЗЕ [38]⁸⁴ и на постојните ПзП [26].

10.1 Измени во Нацрт законот за енергетика на Република Македонија

За имплементација на предложениот модел, од суштинско значење е, во тековната верзија на НЗЕ [38], најнапред да се разрешат присутните недоследности околу користењето на термините „пазар на електрична енергија“ (економска интеракција на сите учесници на пазарот, правни и физички лица, во процесот од производство (производители) до потрошувачка (крајни купувачи или потрошувачи) на електрична енергија) и „организиран пазар на електрична енергија“ (БЕЕ, која вообичаено вклучува барем ПДО и ДП, или други форми на организирано тргување со електрична енергија како што се софтверските платформи за тргување со физички или финансиски билатерални договори преку посредник⁸⁵). Потребата се наметнува, пред сè, заради конкретно назначување на операторите (институциите носители на лиценците) на пазар на електрична енергија (во оваа Студија - ОПЕЕ), организиран пазар на електрична енергија (во оваа Студија – БЕЕ, која ги вклучува организираните ПДО и ДП) и ОИЕ (во оваа Студија - ООИЕ), како и разграничување на нивните функции, надлежности и задачи на пазарот на електрична енергија.

Имено, проблемот во тековната верзија на НЗЕ [38] се состои главно во доделувањето на две, во голема мерка неспоиви, функции - ОПЕЕ и БЕЕ на еден исти оператор (носител на лиценца), кој би бил правно издвоен од МЕПСО (сегашниот носител на лиценца ОПЕЕ) (член 87 (1) и (2) и член 235 (6)) и поделба на функцијата и задачите за поддршка на ОИЕ на два оператори (ОПЕЕ за поддршка на ОИЕ според МП на ПТ⁸⁶ и воведување на нов оператор – ООИЕ за поддршка на ОИЕ според МП на ПП (член 89 (1) 5), член 187 и член 229), што би претставувало решение за кое нема правно, финансиско, функционално, па дури ни логичко објаснување⁸⁷.

⁸⁴ Во Почетниот извештај на Проектот, од јуни 2017 година, стои дека ќе се разгледуваат измени на верзијата на предлог-законот за енергетика изработена во периодот 2014 -2015 година и доставена за дискусија до ЕнЗ во октомври 2015 година, но во меѓувреме е изработен и објавен НЗЕ, кој се наоѓа во фаза на јавна расправа пред доставување до Собранието на Република Македонија.

⁸⁵ Тргување преку посредник – over-the-counter (OTC) trading

⁸⁶ Одредбите со кои на ОПЕЕ му се доделува оваа функција и соодветните обврски се распределени во повеќе членови на НЗЕ, во поглавјата Пазар на електрична енергија и Обновливи извори и тоа на речиси идентичен начин како и во ЗЕ, односно во оваа смисла не се направени забележливи измени.

⁸⁷ Се претпоставува дека поглавјата Пазар на електрична енергија и Обновливи извори на енергија се изработени од различни автори, без меѓусебно усогласување и без доследна рефлексивност на употребените изрази.

Со цел помирување на наведените недоследности во НЗЕ, а во согласност со правото на ЕУ и ЕнЗ, теоријата на пазари на електрична енергија, како и примената на принципот „најмали промени“ за учесниците на пазарот на електрична енергија во Република Македонија, можна е примена на следните три варијанти на разрешница, со соодветна измена на дефинициите и распределба на надлежностите и задачите по одделните оператори:

1. основање на нова (правно издвоена) институција (со доделување на лиценца) за оператор на организиран пазар на електрична енергија (МБЕЕ, која би ги вклучила функциите и задачите на ПДО и ДП наброени во НЗЕ)⁸⁸ и благо редефинирање на функциите и задачите на постојниот ОПЕЕ (лиценца во рамките на МЕРСО, со главни задачи упавување со механизмот за балансирање на пазарот на електрична енергија и управување со електричната енергија од ППЕЕ) со задржување на постојните функции и додавање на функцијата (во НЗЕ и во оваа Студија наречена ООИЕ) за управување на електричната енергија произведена од идните ППЕЕ поддржани со МП на ПП,
2. правно раздвојување на сегашниот ОПЕЕ, кој би ги презел функциите (основање и понатамошно управување) на оператор на организиран пазар на електрична енергија на Република Македонија (МБЕЕ со, најмалку, ПДО и ДО)⁸⁹ и префрлање на сегашните функции на ОПЕЕ, како и доделување на функцијата ООИЕ, на постојниот ОЕПС (лиценца во рамките на МЕРСО),
3. разрешување на прашањата за основање на БЕЕ (ПДО и ДП) и спојување на пазарот, преку имплементација на барањата од Регултивата САСМ (дезигнација на конкурентен, меѓународен, НЕМО по пат на меѓународен тендер, чие распишување и спроведување би била обврска на РКЕ) и на прашањето за ООИЕ - преку задржување на постојните надлежности и задачи на ОПЕЕ и додавање на оние кои во НЗЕ се наменети за ООИЕ (начелно, извршување на функциите управување на пазарот на билатерални договори и на балансниот механизам, како и администрирање и управување со електричната енергија произведена од ППЕЕ кои користат ПТ, но и ПП).

Фокусирајќи се на предметот на истражување и главните цели на оваа Студија - интеграција на електричната енергија произведена од ППЕЕ кои користат ПТ во организиран пазар на електрична енергија и применувајќи го принципот на „најмали измени од досегашната практика“, во понатамошниот текст е разгледувано решението од третата варијанта (варијанта 3) од претходниот параграф, како наједноставно и најпрактично решение. Во врска со ова, сите понатамошни препораки за измени во НЗЕ со цел примена на предложениот метод за интеграција на ОИЕ се однесуваат на оваа варијанта. Притоа, потребните измени, односно препораките, се условно поделени според трите главни елементи на интеграцијата на ОИЕ:

⁸⁸ Под услов, за основање на ваква институција да бидат докажани оправданоста и потенцијалот за постигнување на ликвидност, при што се советува таа да биде основана како државен монопол. Во спротивно, во рамките на пазарот на електрична енергија, основните функции на БЕЕ (ПДО и ДП) би требало да бидат обезбедени преку механизмот на спојување на пазари и дезигнирање на еден или повеќе НЕМО, односно со имплементација на Регултивата САСМ.

⁸⁹ На ваквата институција (носител на лиценца), во НЗЕ, би требало експлицитно да и биде доделен статусот на државен монопол и статусот на НЕМО, како и правото (без објавување на тендер) да пристапи кон спојување на пазарот според Регултивата САСМ.

1. измени во врска со доделување на квотите за поддршка на ОИЕ и изградба на капацитети,
2. измени во врска со интегрирање на електричната енергија произведена од ОИЕ со поддршка на ПТ во организираниот пазар на електрична енергија, и
3. измени во врска со распределба на трошоците произлезени од МП на ОИЕ.

Студијата се ограничува од одговорноста дека ги наведува сите неопходни измени во НЗЕ за потполно усогласување на интегриран модел на пазар на електрична енергија во Република Македонија, тука се наведени само оние кои се однесуваат на интеграцијата на ОИЕ, според застапуваната варијанта/разрешница 3, која е наведена во ова потпоглавје.

10.1.1 Измени во врска со доделување на квотите за поддршка на обновливи извори на енергија

Според претходно изложените претпоставки, анализата на НЗЕ во делот на доделување на квотите за поддршка на ОИЕ се сведува на следниве главни точки:

1. **постојните договори на ППЕЕ**, како и оние за кои постапката е покрената пред стапување во сила на НЗЕ: според НЗЕ, обезбедено е договорите да останат во сила непроменети до крајниот рок на нивно истекување, а започнатите постапки да се завршат според важечките законски одредби и прописите на денот на отпочнување на постапката (член 240, став (1), (2) и (3)⁹⁰),
2. **назначување на лице или утврдување на постапка за назначување на лице кое ќе ја врши функцијата ООИЕ**: во НЗО, ООИЕ не е спомнат во рамките на дефинициите, ниту, пак, во преодните и завршните одредби со обврска за основање/назначување на институција која ќе биде носител на лиценцата за ООИЕ,

⁹⁰ Обновливи извори на енергија

Член 240

- (1) На привремените решенија за стекнување на статус на повластен производител на електрична енергија од обновливи извори на енергија, решенијата за стекнување на статус на повластен производител на електрична енергија од обновливи извори на енергија, одлуките за користење на повластени тарифи за електрична енергија од обновливи извори на енергија кои се донесени пред влегувањето во сила на овој закон, се применуваат соодветните одредби од Законот за енергетика („Службен весник на Република Македонија“ бр. 16/2011, 136/2011, 79/2013, 164/2013, 41/2014, 151/2014, 33/2015, 192/2015, 215/2015, 6/2016, 53/2016 и 189/2016) и прописите донесени врз основа на тој закон.
- (2) Договорите за откуп на електрична енергија од повластените производители на електрична енергија кои се склучени пред влегувањето во сила на овој закон продолжуваат да важат до истекот на рокот за кој се склучени.
- (3) До воспоставување на пазар ден-однапред, снабдувачите и трговците со електрична енергија се должни од операторот на пазарот на електрична енергија секој ден да откупуваат количина на електрична енергија произведена од повластените производители кои користат повластени тарифи, соодветно на учеството на најавите за потребите од електрична енергија на нивните потрошувачи во вкупните предвидени потреби на потрошувачите на електрична енергија во Република Македонија. Цената по која операторот на пазарот ја продава електричната енергија на снабдувачите и трговците се пресметува на крајот од месецот како просечна цена по која операторот ја откупи електричната енергија од повластените производители, зголемена за трошоците за балансирање и потребните системски услуги поврзани со работата на повластените производители кои користат повластени тарифи направени во истиот месец.

3. **разграничување на квалификуваноста на проектите за поддршка според МП на ПТ или ПП:** вакво разграничување не е направено во НЗЕ, ниту се наложува тоа прашање да биде разрешено во рамките на Уредбата за мерки за поддршка на производството од ОИЕ, која ја донесува Владата на Република Македонија (член 184 (6)) или во Правилникот за ОИЕ кој го донесува Министерството за економија на Република Македонија (член 183) и
4. **доделување на квотите за поддршка на ОИЕ по пат на тендер:** обврската е воведена единствено при доделување на статусот ППЕЕ според новиот пазарно ориентиран модел ПП (член 184 и член 185), додека доделувањето на статусот ППЕЕ кој користи ПТ оставено е во надлежност на РКЕ и предвидено е да се уредува и спроведува на идентичен начин како досега, односно, начелно според принципот „прв дојден-прв услужен“, прецизиран во Правилникот за ППЕЕ, кој го донесува РКЕ (член 24 и член 188).

По одделните точки (со исклучок на точка 1 за која сметаме дека не се потребни), а во согласност со претходно утврдените принципи, ги предлагаме измените во НЗЕ предложени во продолжение.

Назначување на вршител на функцијата ООИЕ

Под услов да се одлучи за варијантата за останување на ОПЕЕ со досегашните функции и основање на ПДО и ДП во рамките на нова институција или преку механизмите за конкурентно назначување на НЕМО според Регулативата САСМ (варијанта 3), содржината на член 187⁹¹ треба да биде префрлена во рамките на обврските (задачите) на ОПЕЕ (член 86) и таа треба да се прилагоди подеднакво да се однесува на ППЕЕ кои користат ПТ и на оние кои користат ПП.

Во врска со ова прашање, покрај член 89 (1) 5), член 187 и член 229, во кои терминот ООИЕ треба да се замени со ОПЕЕ, треба да се коригира и членот 235, став (3), од завршните одредби на НЗЕ, кој наведува обврска за правно раздвојување на ОЕПС и ОПЕЕ, со отстранување на оваа обврска.

Квалификуваност за поддршката со ПТ

Обврската за специфицирање на квалификуваноста при конкурирање за стекнување статус ППЕЕ кој користи ПТ препорачуваме да биде вметната во рамките на Уредбата на Владата од член 184, по пат на доуредување на членот 184 (6), точки 1) 2) и 3)⁹² и членот 186 (1) 1). Имено, според [6], условите за стекнување

⁹¹ Оператор на обновливи извори на енергија
Член 187

(1) Операторот на обновливи извори на енергија:

- 1) го администрира договорот за право на користење на премија со повластениот производител кој користи премија и се грижи за исполнување на обврските кои произлегуваат од договорот,
- 2) врз основа на доставените прогнози за производство на електрична енергија од повластени производители кои користат премии го утврдува вкупниот обем на средства за исплата на премии,
- 3) ги исплаќа премиите на повластениот производител согласно склучениот договор, и
- 4) води Регистар на повластени производители кои користат премија во кој ги евидентира исплатените премии, како и информациите со кои се докажува исполнувањето на условите за исплата на премии, кои се чуваат за период за кој е склучен договорот за исплаќање на премии и уште десет години од неговото истекување.

⁹² Повластен производител и мерки на поддршка

на статус ППЕЕ кој користи ПТ или ПП, не треба да бидат одредени само според видот на технологијата, туку и според инсталираната моќност (на пример, големите ФЕЦ можат да бидат подржани со ПП, а малите со ПТ, при што препорачаното разграничување во ЕУ е инсталираната моќност на електрична централа подржана со ПТ да биде помала од 0,5 MW⁹³ за сите технологии на ОИЕ, освен за ВЕЦ, чија граница е 3 MW.

Доделување на квотите за ППЕЕ

Задолжителното доделување на квотите за сите ППЕЕ по пат на тендер може да се воведо со измени, најпрвин, во член 59 (3)⁹⁴ со замена на зборот „може“ со „мора“, а потоа со допрецизирање на член 184 (2)⁹⁵ со додавање на крајот на

Член 184

- (6) Владата донесува Уредба за мерки за поддршка на производството на електрична енергија од обновливи извори на енергија во која особено се пропишува:
- 1) видовите технологии за кои се доделува премија, односно повластена тарифа,
 - 2) посебните услови што треба да ги исполни електроцентралата за да се стекне со статус на повластен производител,
 - 3) горната граница на инсталираната моќност на електроцентралата што може да се стекне со статус на повластен производител,
 - 4) износот и периодот на користење на повластените тарифи,
 - 5) начинот на определување на износот и исплатата на премии, како и периодот на нивно користење,
 - 6) содржината на одлуката и јавниот оглас за спроведување на тендерска постапка за доделување на премии
 - 7) начинот и формата на спроведување на тендерската постапка и јавната аукција за доделување на премии, односно повластени тарифи,
 - 8) задолжителните елементи на договорот за користење на премија, односно повластена тарифа, и
 - 9) содржината, формата и начинот на водење на Регистарот на повластени производители што користат премија, односно повластена тарифа.

⁹³ Применета граница во Хрватска е 30kW, во Германија 100kW, а во Италија 500kW

⁹⁴ Тендерска постапка

Член 59

- (1) Ако врз основа на издадените овластувања за изградба на нови и реконструкција на постојни објекти за производство на електрична енергија и комбинирано производство на електрична и топлинска енергија, се оцени дека може да биде нарушена сигурноста во снабдувањето со енергија, Владата, на предлог на Министерството, може да донесе одлука и да распише јавен повик за изградба на објекти за производство на електрична енергија и објекти за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија врз основа на објавените критериуми од Член 51, став (2) од овој Закон.
- (2) Пред доставувањето на предлогот за донесување на одлуката од ставот (1) на овој член, Министерството е должно да утврди дали може сигурноста на снабдувањето со електрична енергија да се обезбеди со мерки за енергетска ефикасност и управување со потрошувачката како и да се разгледаат и понудите за можно снабдување со електрична енергија со гаранции за долгорочна испорака на дополнителни количини на енергија од постојните производни капацитети кои се активни на пазарот.
- (3) Јавниот повик од ставот (1) на овој член може да се објави и за изградба на објекти што можат да се стекнат со статус повластен производител на електрична енергија поради потребата од намалување на негативните влијанија врз животната средина и климата и унапредување на искористувањето на обновливите извори на енергија, како и за воведување на нови технологии и комбинирано производство на електрична и топлинска енергија.
- (4) При донесување на одлуката од став (1), Владата ги има предвид стратешките и развојните документи од областа на енергетиката.

⁹⁵ Повластен производител и мерки на поддршка

Член 184

- (1) Производител на електрична енергија од обновливи извори може да се стекне со статус на повластен производител на електрична енергија од обновливи извори (во натамошен текст: повластен производител) кое му дава право на користење на премија или повластена тарифа, на начин и во постапка

зборовите „по пат на јавен оглас за спроведување на тендерска постапка“ и воведување на одредбата дека тендерот треба да биде неутрален во однос на локацијата и технологијата за искористување на ОИЕ, како и проширување на опсегот на обврската за објавување тендер при доделување на статусот ППЕЕ кој користи ПП, исто така, и на статусот ППЕЕ кој користи ПТ и тоа во член 184 (6), точки 6), 7), 8) и 9).

Измените во врска со проширување на опсегот на одредбите за доделување и право на користење на ПП и врз ПТ, соодветно, треба да се протегнат и на член 185 – „Доделување на право на користење на премија“⁹⁶ и член 186 – „Права и обврски на ППЕЕ кој користи премија“⁹⁷, со додавање записка и зборовите „односно

пропишани со овој закон, прописите и правилата донесени врз основа на овој закон и прописите за државна помош.

(2) Правото за користење на премија или повластена тарифа се стекнува низ постапки кои се засноваат на начелата на објективност, транспарентност и недискриминација.

⁹⁶ Доделување на право на користење на премија

Член 185

(1) Повластениот производител кој користи премија се избира и износот на премијата се определува преку спроведување на тендерска постапка за доделување на право за користење на премии за повластени производители (во натамошниот текст: тендерска постапка), која вклучува и аукција.

(2) Средствата за исплати на премии се обезбедуваат од Буџетот на Република Македонија.

(3) Во тендерската постапка, Владата:

1) донесува одлука за спроведување на тендерска постапка,

2) ја одобрува тендерската документација,

3) го објавува огласот и

4) донесува одлука за избор на повластени производители на кои им се доделуваат право на користење на премии или одлука за поништување на тендерската постапка.

(4) За спроведување на тендерската постапка, Владата формира комисија која:

1) ја изработува тендерската документација,

2) ја спроведува тендерската постапка,

3) ја спроведува евалуацијата на понудите, односно ја утврдува способноста на понудувачите за учество на аукција,

4) ја организира аукцијата, и

5) доставува предлог до Владата за донесување на одлука за избор на повластени производители на кои им се доделуваат право за користење на премии или одлука за поништување на тендерската постапка.

(5) Секој понудувач или лице кое има правен интерес во врска со тендерската постапка, има право на жалба против одлуката од став (2) точка 4) на овој член која се поднесува до Државната комисија за жалби по јавни набавки во рок од 15 дена од денот на приемот на одлуката.

(6) По конечност на одлуката за избор, Владата склучува договор за користење на премија со најповолниот понудувач.

(7) Повластен производител кој се стекнал со право на користење на премија за одредена електрана не може да користи повластена тарифа и не му следува гарантиран откуп на произведената енергија за истата електрана од операторот на пазарот на електрична енергија.

(8) Во тендерската постапка соодветно се применуваат одредбите од Законот за јавните набавки и одредбите за долготраен закуп на градежно земјиште сопственост на Република Македонија од Законот за градежно земјиште.

⁹⁷ Права и обврски на повластениот производител кој користи премија

Член 186

(1) Договорот за користење на премија се раскинува доколку повластениот производител:

1) не започне со производство на електрична енергија во рок од една година од денот на добивање на одобрението за градење на фотонапонска електрана, односно во рок од три години од денот на добивање на одобрението за градење на електрана која користи друг вид обновлив извор на енергија, или

2) го загуби статусот на повластен производител за електроцентралата за која е склучен договорот.

повластена тарифа“ во насловите и на сите места во овие членови, вклучувајќи го и член 184 (6) точки 6), 7), 8) и 9), каде се користат зборовите „користење на премија“.

Воведувањето на сите претходно наведени препораки, би отворило потреба од одземање на надлежноста на РКЕ за донесување одлука за доделување статус на ППЕЕ кој користи ПТ (бришење на алинеја 16 од член 24 (1) 1) и точка 3) од член 188 (1)) и преиначување на насловот на одредбите од членот 188⁹⁸, во смисла

(2) Повластениот производител кој користи премија е должен да:

- 1) ја продава произведената енергија на пазарот за електрична енергија,
 - 2) доставува прогнози за производство на електрична енергија до операторот на обновливи извори на енергија во периоди утврдени во договорот, и
 - 3) во текот на работењето да се придржува до условите предвидени во уредбата од Член 185 на овој закон.
- ⁹⁸ Стекнување на право на користење повластена тарифа

Член 188

(1) Регулаторна комисија за енергетика донесува Правилник за повластени производители кои користат повластена тарифа, во кој особено се пропишува:

- 1) начинот и постапката за донесување на решение за привремен статус на повластен производител,
- 2) начинот и постапката за донесување на решение за стекнување на статус на повластен производител,
- 3) начинот и постапката за донесување на одлука за користење на повластена тарифа,
- 4) услови под кој се определува рокот во кој електроцентралата треба да биде пуштена во употреба, и
- 5) формата, содржината и начинот на водење на Регистарот на повластени производители кои користат повластена тарифа.

(1) Регулаторна комисија за енергетика воспоставува и води Регистар на повластени производители кои користат повластена тарифа и го објавува на нејзината веб страница.

(2) Заинтересираната страна доставува барање за донесување на решение за стекнување на привремен статус на повластен производител до Регулаторната комисија за енергетика и со барањето ја доставува потребната документација пропишана со Правилникот од став (1) на овој член.

(3) Доколку се исполнети условите за стекнување на статус на повластен производител кој има право да користи повластена тарифа, утврдени со уредбата од Член 185 од овој закон, Регулаторната комисија за енергетика, во рок од 30 дена од денот на доставување на барањето, носи решение за стекнување на привремен статус на повластен производител и го запишува во Регистарот на повластени производители кои користат повластена тарифа. Во решението се пропишува и рок до кој електроцентралата треба да биде пуштена во употреба.

(4) Носителот на решението од ставот (4) на овој член има право да побара од Регулаторната комисија за енергетика продолжување на важноста на решението за стекнување на привремен статус на повластен производител, на начин и по постапка утврдени во Правилникот од став (1) на овој член.

(5) Регулаторната комисија за енергетика носи решение за престанок на решението за стекнување на привремен статус на повластен производител, ако електроцентралата не е пуштена во употреба во рокот утврден со решението од ставот (4) на овој член и ја брише електроцентралата од Регистарот на повластени производители кои користат повластена тарифа.

(6) Повластените производители ја користат повластената тарифа според условите што важеле на денот на донесувањето на решението од ставот (4) на овој член.

(7) Лицето на кое му е издадено решението од став (4) на овој член, за да стекне статус на повластен производител и да користи повластена тарифа, до Регулаторната комисија за енергетика доставува барање за издавање на решение за стекнување на статус на повластен производител и барање за користење на повластена тарифа на електрична енергија.

(8) Во постапката за донесување на решение за стекнување на статус на повластен производител и одлука за користење на повластена тарифа, Регулаторната комисија за енергетика до Агенцијата за енергетика ќе поднесе барања за издавање на потврда дека електроцентралата е изградена и ги исполнува специфичните услови и инсталираната моќност утврдени со уредбата од Член 185 од овој закон што биле во сила на денот на донесувањето на решението за стекнување на привремен статус од став (4) на овој член. Агенцијата за енергетика е должна да ја издаде потврдата во рок од 15 дена од денот на поднесувањето на барањето.

(9) Доколку потврдата издадена од Агенцијата за енергетика е позитивна, електроцентралата е пуштена во употреба во рокот утврден со решението од став (4) на овој член и барателот поседува лиценца за вршење

ограничување на надлежностите на РКЕ исклучиво на администрирање на стекнувањето статус на ППЕЕ кој користи ПТ, но исто така и ПП, како и на следење на исполнувањето на сите пропишани барања од тендерот и предвидени услови при постапката за изградба на постројката, потпишувањето на предвидените договори и функционирањето ППЕЕ⁹⁹.

10.1.2 Измени во врска со интегрирање на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија

Во врска со определбата во предложениот метод, ОПЕЕ, кој според ЗЕ, но и во рамките на НЗЕ (член 190), е задолжен за откуп на вкупната произведена електрична енергија од ППЕЕ поддржани со МП на ПТ, да биде, исто така, задолжен да тргува со таа енергија на организираниот пазар, и тоа што е можно поблиску до реалното време на испорака, учествувајќи на ПДО и понатаму, континуирано (како што се подобрува прогнозата за производството од ОИЕ), на ДП, заради минимизирање на дебалансите кои би биле предизвикани во реално време во однос на номинациите на производството од ППЕЕ и чија БОС е токму ОПЕЕ (член 190 од НЗЕ и член 8 (1) 3) и член 35 (4) 1) од ПзП)¹⁰⁰, потребни се измени во НЗЕ по следниве точки:

1. експлицитно задолжување на ОПЕЕ за тргување со енергијата произведена од ППЕЕ на ПДО и ДП и
2. усогласување на останатите одредби од НЗЕ со задолжувањето од точка 1.

Обврска на ОПЕЕ да тргува на ПДО и ДП

Интересно е да се наведе дека НЗЕ, барем на едно место (член 86 (3)¹⁰¹), веќе го користи терминот „тргување“, во смисла на обврската доделена на ОПЕЕ за менаџирање на електричната енергија произведена од ППЕЕ кои користат ПТ, одредба која, секако, не треба да се менува. Сепак, во останатите одредби, оваа активност на ОПЕЕ се нарекува „продажба“, што не е сосема во духот на предложениот метод за интеграција на ОИЕ. Имено, покрај продажбата на производството од ППЕЕ поддржани со МП на ПТ на ПДО, при тргувањето на ДП, ОПЕЕ може често да се најде во ситуација да купува електрична енергија, заради

на енергетска дејност производство на електрична енергија за електроцентралата за која се бара статус на повластен производител, Регулаторната комисија за енергетика носи решение за стекнување на статус на повластен производител и одлука за користење на повластена тарифа на електрична енергија, со што повластениот производител кој користи повластени тарифи се стекнува со сите права и обврски што произлегуваат од овој закон.

(10) Решенијата и одлуките што ги носи Регулаторната комисија за енергетика согласно ставовите (4), (5), (6) и (10) од овој член се објавуваат во „Службен весник на Република Македонија“.

⁹⁹ Ако по своја вина не ги исполнат пропишаните барања од тендерот и другите предвидени обврски, ППЕЕ треба да бидат обврзани да плаќаат пенали.

¹⁰⁰ За поттикнување на мотивацијата на ОПЕЕ за посветено тргување со производството на ППЕЕ (во согласност со последните прогнозирано количини) до последниот дозволен момент за тргување на ДП, законодавецот може да предвиди доделување на соодветен бонус (награда) за успешно тргување.

¹⁰¹ Оператор на пазарот

Член 86

(3) Операторот на пазарот на електрична енергија не смее да тргува со електрична енергија, освен во случај на тргување со електрична енергија произведена повластени производители кои користат повластена тарифа.

прецизирањето на прогнозата за производство и соодветното урамнотежување на претходно номинираните количини.

Затоа, експлицитното задолжување дека, од страна ОПЕЕ, трговијата со електричната енергија произведена од ППЕЕ кои користат ПТ мора да се одвива на ПДО и ДП, треба да биде прецизирано, барем, во член 190¹⁰² и тоа поконкретно во ставовите (6) и (7) од овој член. Обврската, секако, треба да биде наведена и во рамките на член 86, кој член ги дефинира задачите на ОПЕЕ.

Усогласување на останатите одредби

Усогласувањето треба да се изврши во сите одредби на НЗЕ каде предметната обврска на ОПЕЕ се споменува со терминот „продажба“, по пат на негова замена со соодветната варијанта на терминот „тргување“.

Најмалку, тоа треба да се направи во член 89 (1), 5)¹⁰³ од НЗЕ, каде, исто така, измената може да се внесе со едноставна замена на зборовите „продажба на

¹⁰² Откуп и пласман на електрична енергија од повластени производители кои користат повластени тарифи
Член 190

- (1) Операторот на пазарот на електрична енергија е должен да ја откупи електричната енергија произведена од повластените производители кои користат повластена тарифа.
- (2) Операторот на пазарот со електрична енергија е должен, по барање на повластениот производител, да склучи договор за откуп на електричната енергија по повластени тарифи во рок од 30 дена од денот на поднесувањето на барањето. Договорот треба да е во согласност со овој закон, решението за стекнување на статус на повластен производител и одлуката за користење на повластена тарифа на електрична енергија и Правилата за пазар на електрична енергија.
- (3) Договорот од ставот (2) на овој член е со важност од денот на влегувањето во сила на решението за стекнување на статус на повластен производител и одлуката за користење на повластена тарифа на електрична енергија.
- (4) Повластениот производител има право да го раскине договорот од ставот (2) на овој член и пред истекот на рокот за којшто е склучен договорот и во тој случај го губи статусот на повластен производител кој користи повластени тарифи, без право повторно да се стекне со тој статус.
- (5) Операторот на пазарот на електрична енергија, кој што е балансно одговорна страна, е должен на операторот на електропреносниот систем да му ги надомести трошоците за балансирање и потребните системски услуги поврзани со работата на повластените производители кои користат повластени тарифи.
- (6) Електричната енергија од ставот (1) на овој член операторот на пазарот на електрична енергија ја продава на пазарот за електрична енергија.
- (7) Цените, количините на електрична енергија, како и начинот на продажба и плаќање на електричната енергија произведена од повластени производители кои користат повластени тарифи од страна на операторот на пазар на електрична енергија подетално се уредуваат со Правилата за пазарот на електрична енергија.

¹⁰³ Правила за пазар на електрична енергија

Член 89

- (1) Регулаторната комисија за енергетика донесува правила за пазар на електрична енергија, засновани на начелата на транспарентност, недискриминација и конкурентност, со кои особено се уредуваат:
 - 1) организацијата и функционирањето на пазарот на електрична енергија,
 - 2) условите што треба да ги исполнат учесниците на пазарот на електрична енергија,
 - 3) воспоставувањето, организирањето и контролата на тргувањето со електрична енергија, вклучувајќи го и прекуграничното тргување, во согласност со обврските од членувањето во меѓународните организации,
 - 4) условите, начинот и постапката за набавка на електрична енергија од страна на вршителите на регулирани енергетски дејности, со цел набавките да бидат спроведени на конкурентен, транспарентен и недискриминаторен начин и да се обезбеди рамноправен пристап на сите заинтересирани домашни и странски понудувачи,
 - 5) откупот на електричната енергија од повластените производители кои користат повластени тарифи за производство на електрична енергија од обновливи извори на енергија и нејзина продажба на истата на

снабдувачите или трговците“ со зборовите „трговија на пазарот ден однапред и на дневниот пазар“. За подеталните измени на содржината на ПзП, кои се предмет на овој член, ќе стане збор во потпоглавјето 10.2 од оваа Студија.

10.1.3 Измени во врска со распределбата на трошоците произлезени од механизмот за поддршка на обновливи извори на енергија

Во врска со распределбата на трошоците произлезени од МП со ПТ, одредбите од НЗЕ кои се однесуваат на трошоците за откуп на електричната енергија од ППЕЕ од страна на ОПЕЕ, трошоците за урамнотежување и трошоците за системски услуги за ППЕЕ, намалени за приходите остварени од трговијата на ПДО и ДП, треба да се „вратат“ на состојбата пред 31.12.2014 година, во смисла дека тие трошоци се надоместуваат преку тарифата за користење на пазарот на електрична енергија. Притоа, би останала обврската ОПЕЕ да се јавува во улога на БОС за сите ППЕЕ кои користат ПТ¹⁰⁴.

Понатаму, за спроведување на оваа препорака, соодветни измени би требало да претрпат и членовите од НЗЕ кои се наведени во продолжение.

Најнапред, треба да се разреши недоразбирањето во член 88 (1), (2) и евентуално (4)¹⁰⁵, во смисла дека во надоместокот за организиран пазар нема удел за ОИЕ. Трошокот за ОИЕ го плаќаат сите потрошувачи, односно сите снабдувачи и трговци со кои имаат потпишано договори, а не само оние кои учествуваат на организираниот пазар. Грешката ќе се исправи ако во став (1) од член 88 се избрише „организиран“, односно ако се смени дефиницијата за ОПЕЕ.

Исто така, предлагаме во став (1) од член 88 експлицитно да се нагласи дека надоместокот за ОПЕЕ ги вклучува и трошоците за ППЕЕ со ПТ, кои трошоци се дефинираат како разлика помеѓу вкупните трошоци произлезени од примената на овој МП, односно од трошоците на ОПЕЕ заради извршување на функцијата ООИЕ¹⁰⁶

снабдувачите или трговците, како и начинот на уредување на правата и обврските на операторот за обновливи извори на енергија, операторите на електропреносните и електродистрибутивните системи и повластените производители на електрична енергија.

¹⁰⁴ Балансната одговорност на ППЕЕ кои користат ПП може (и во смисла на последните препораки од ЕУ, би требало) да биде уредена различно, во смисла на сопствена балансна одговорност.

¹⁰⁵ Надоместоци за користење на пазарот на електрична енергија

Член 88

- (1) Операторот на пазарот на електрична енергија го пресметува и фактурира надоместокот за користење на организираниот пазар на електрична енергија врз основа на најавените трансакции, со примена на тарифата утврдена во одлуката што ја донесува Регулаторната комисија за енергетика.
- (2) Операторот на пазарот на електрична енергија е должен во фактурата од став (1) на овој член, да наведе информации за процентуалниот удел на трошокот за повластена тарифа како мерка за поддршка на производството на електрична енергија од обновливи извори.
- (3) Операторот на пазарот на електрична енергија наплаќа надоместок од балансно одговорните страни во случај на било какви отстапувања од најавените физички трансакции, во согласност со методологијата за утврдување на цените за порамнување на дебалансите и правилата за пазар на електрична енергија.
- (4) Надоместокот за користење на пазарот на електрична енергија во име на крајните потрошувачи во Република Македонија го плаќаат снабдувачите или трговците, со коишто имаат склучено договори за снабдување, односно продажба на електрична енергија. Надоместокот за користење на пазарот на електрична енергија го плаќаат и операторот на електропреносниот систем и операторот на електродистрибутивниот систем кога купуваат електрична енергија за покривање на загубите на електрична енергија.

¹⁰⁶ Исплата на произведената електрична енергија на ППЕЕ кои користат ПТ, балансна одговорност (остварени дебаланси), како и набавка и одржување на софтверот за прогноза на производството на производните единици на ППЕЕ кои користат ПТ.

и остварениот приход од страна на ОПЕЕ со тргувањето на ПДО и ДП. Притоа, по можност, треба да се наведе и обврската тарифата за ОПЕЕ, во делот на трошоците за откуп на електричната енергија произведена од ОИЕ поддржани со ПТ, да биде ажурирана во пократки периоди од вообичаените (регулиран период од три години, со годишни корекции) и по можност корекциите да бидат пресметувани на месечно ниво. ОПЕЕ да биде задолжен сите влезни податоци и пресметките потребни за овие корекции, па и самите пресметки на трошоците, да ги доставува до РКЕ по истекот на месецот во кој се направени трошоците, на сличен начин како што тоа го прави во тековно применетиот начин на распределба на трошоците во ПзП, Прилог 2, Упатство за распределба на електричната енергија произведена од ППЕЕ на снабдувачи и трговци кои снабдуваат потрошувачи [26].

Ако при измените на НЗЕ биде прифатен предлогот ОПЕЕ во потполност да ја преземе улогата на ООИЕ (да ја преземе одговорноста и за ППЕЕ кои користат ПП, при што трошоците би ги сноселе сите потрошувачи на електрична енергија, наместо Буџетот на Република Македонија), во став (2) од член 88, после зборовите „повластена тарифа“, би требало да се воведат и зборовите „и повластена премија“.

Во став (4) од членот 88, како обврзник за плаќање на трошоците за користење на пазарот, би требало да се додаде и самиот ОПЕЕ, кој на пазарот тргува со енергијата од ППЕЕ, во најмала мерка исто како и ОЕПС и ОДС кои тргуваат со енергијата за покривање на загубите во нивните системи.

Исто така, од НЗЕ треба да се отстранат и непрецизностите во членовите 24, 27 (5) и 28 (1) кои го уредуваат делот од надлежностите на РКЕ за донесување и спроведување на тарифните методологии и тарифните системи за одредување на цените на услугите на носителите на регулирани дејности во рамките на пазарот на електрична енергија на Република Македонија.

Во смисла на претходно изложеното во рамките на ова потпоглавје, треба да се обмислат и евентуалните измени на член 190 (7), бидејќи распределбата на трошоците од МП со ПТ веќе нема да биде предмет на ПзП, туку дел од тарифната методологија за утврдување на вкупниот приход на носителот на лиценцата ОПЕЕ.

10.2 Измени во Правилата за пазар на електрична енергија

Измените во ПзП, кои се потребни за евентуална имплементација на предложениот метод на интеграција на производството од ОИЕ во организираниот пазар на електрична енергија на Република Македонија, потекнуваат и се надоврзуваат на предложените измени во НЗЕ. Според тоа, заради структурирање на текстот и олеснето следење, логично е тие и во овој случај да бидат условно поделени според трите главни елементи на интеграцијата на ОИЕ:

1. измени во врска со доделување на квотите за поддршка на ОИЕ и изградба на капацитети,
2. измени во врска со интегрирање на електричната енергија произведена од ОИЕ со поддршка на ПТ во организираниот пазар на електрична енергија, и
3. измени во врска со распределба на трошоците произлезени од МП на ОИЕ.

Пред да се премине кон елаборирање на потребните измени, вредно е да се нагласи дека во делот на утврдување на балансната одговорност, здружување во балансни групи и именување на БОС, ПзП треба да останат неизменети, односно

сите ППЕЕ кои користат ПТ да немаат директна балансна одговорност (член 34 (3)), но да бидат здружени во една балансна група чиј БОС е ОПЕЕ (член 35 (4) 1) и член 8 (1) 3)). За ППЕЕ кои користат ПП може да биде одлучено поинаку, но таа група на ППЕЕ не е предмет на оваа Студија.

Понатаму, одредбите кои се однесуваат на постапката и начинот на продажба на произведената електрична енергија од ППЕЕ кои користат ПТ на ОПЕЕ (член 61, член 62, член 63 (4) 1), член 64 (1), (2) и (3)), исто така, не треба суштински да се менуваат.

Членовите од ПзП кои не се стриктно наведени во воведниот и понатамошните потпоглавја од 10.2, а кои „се колебаат“ помеѓу постојниот и предложениот модел на интеграција на електричната енергија произведена од ППЕЕ, исто така, ќе треба да претрпат соодветни мали измени во смисла на предложениот метод.

10.2.1 Измени во врска со доделување на квотите за поддршка на обновливи извори на енергија

Доделувањето на квотите за поддршка на ОИЕ, во никој случај не претставува предмет на уредување на ПзП, но сепак, измените поврзани со начинот на доделување на квотите може да предизвика потреба од корекции барем во еден член од ПзП.

Тоа е членот 60¹⁰⁷ во кој се уредува постапката и потребната документација за регистрација на ППЕЕ како учесници на пазарот на регулирани билатерални договори (член 12 (2) и член 58), односно склучување на договор за продажба на произведената електрична енергија на ОПЕЕ. Притоа, меѓу потребната документација се наведени решението за добивање статус на ППЕЕ и одлука за користење на ПТ, нагласено, „издадени од РКЕ“. Имено, резултат од имплементацијата на предложениот модел за доделување на статус ППЕЕ по пат тендер, кој би бил спроведен од Владата и соодветно предложените измени на член 24 (1) 1) алинеја 16 и член 188 (1) 3)) од НЗЕ и преиначување на насловот на одредбите од членот 188 од НЗЕ (потпоглавје 10.1.1), може да биде овие документи да ги издава друга институција, а не РКЕ.

¹⁰⁷ Член 60

- (1) ОПЕЕ е должен да ја откупи електричната енергија произведена од ППЕЕ врз основа на договор за откуп на електрична енергија од ППЕЕ.
- (2) ППЕЕ е должен во рок од пет работни дена од денот на влегување на сила на решението за повластен производител издадено од РКЕ да достави барање до ОПЕЕ за склучување на договор за откуп на електрична енергија, во еден примерок во писмена форма.
- (3) Кон барањето од ставот 2, ППЕЕ е должен да ги достави следните документи:
 - 1) решение за стекнување на статус на ППЕЕ издадено од РКЕ;
 - 2) одлука за користење на повластена тарифа на електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија издадена од РКЕ, и
 - 3) решение за согласност за приклучување издадено од соодветниот оператор на системот на кој е приклучен ППЕЕ.
- (4) Документите од ставот 3 се доставуваат во оригинал или копија заверена од нотар.

10.2.2 Измени во врска со интегрирање на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија

Во ПзП, во смисла на образложениот предлог за интеграција на ОИЕ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија, првенствено треба да се изменат одредбите од членовите 63, 64, 87, 89, 90, како и Прилог 2 од ПзП.

Членот 63¹⁰⁸, треба да биде изменет најмалку во ставовите (1), (2) и (3), во кои се наложува обврската на снабдувачите и трговците кои снабдуваат потрошувачи со право на учество на пазарот на големо во Република Македонија да откупуваат процент од производството на ППЕЕ соодветен на нивното учество во пазарот. Наместо тоа, во член 63 од ПзП, треба јасно да биде наведена обврската на ОПЕЕ откупената електрична енергија од ППЕЕ да ја продава на ПДО и да продолжи да тргува со оваа енергија на ДП, колку што е можно поблиску до реалното време, во согласност со прогнозата за производство на ППЕЕ кои користат ПТ. ОПЕЕ, исто така, треба да биде обврзан, на својата веб страница, јавно да ги објавува количините на откупена електрична енергија од ППЕЕ со ПТ и нивното процентуално учество во потрошувачката на електрична енергија во Република Македонија, како и резултатите од трговијата на организираниот пазар (постигнати цени, вкупен приход и намалување на потенцијалните дебаланси).

Став (4) од член 63 и Прилог 2 од ПзП, треба да се избришат.

Ставот (5) од член 63 би требало да остане, но со бришење на последните зборови „и просечната цена од ставот (3)“.

Член 64¹⁰⁹ треба да се избрише, бидејќи наведените обврски веќе нема да бидат релевантни за ОПЕЕ и засегнатите снабдувачи и трговци. ОПЕЕ, секако, дека

¹⁰⁸ Член 63

- (1) Откупената електрична енергија од членот 60, ОПЕЕ ќе ја продава на снабдувачите и трговците со електрична енергија коишто продаваат електрична енергија на потрошувачите од членот 82 став 3 од Законот за енергетика.
- (2) Снабдувачите и трговците од ставот 1 се должни од ОПЕЕ секој ден да откупуваат количина на електрична енергија произведена од ППЕЕ, соодветно на учеството на најавите за потребите од електрична енергија на нивните потрошувачи во вкупните предвидени потреби на потрошувачите на електрична енергија во Република Македонија.
- (3) Цената по која ОПЕЕ ја продава електричната енергија на снабдувачите и трговците се пресметува на крајот од месецот како просечна цена по која ОПЕЕ ја откупил електричната енергија од ППЕЕ, зголемена за трошоците за урамнотежување и потребните системски услуги поврзани со работата на ППЕЕ, и номинираните количини на електрична енергија од ППЕЕ, направени во истиот месец.
- (4) Упатството за пресметка на месечно ниво на трошоците и тарифите за откуп на електрична енергија од ППЕЕ дадено во Прилог 2, кој е составен дел на овие Правила, особено содржи:
 - 1) пресметка на просечна цена по која ОПЕЕ ја откупил електричната енергија од ППЕЕ,
 - 2) пресметка на просечна цена по која ОПЕЕ ја продава електричната енергија на снабдувачите и трговците,
 - 3) пресметка на просечна тарифа за откуп на електрична енергија од ППЕЕ, по која снабдувачите и трговците ќе фактурираат на потрошувачите,
 - 4) пресметка на процентуалното учество на електричната енергија произведена од ППЕЕ,
 - 5) рокови на објавување на пресметките
- (5) Снабдувачите и трговците од ставот 1 се должни во сметките, односно фактурите што ги доставуваат до своите потрошувачи да достават информации за процентот на учество на електричната енергија произведена од ППЕЕ и просечната цена од ставот 3.

¹⁰⁹ Член 64

- (1) ОПЕЕ, врз основа на прогнозите за потрошувачката на електрична енергија во целиот ЕЕС, изготвени во соработка со ОЕПС и предвиденото производство на електрична енергија од обновливи извори, е

ќе продолжи да изготвува прогнози и проценки на очекуваното производство од ППЕЕ со ПТ, но податоците ќе ги користи интерно, во врска со трговијата на организирианиот пазар и не треба да има обврска да ги објавува на својата веб страница за да не влијае на понудите и цените на ПДО.

Понатаму, што се однесува до одредбите од член 87¹¹⁰, исто така, треба во потполност да се избрише, бидејќи снабдувачите и трговците кои снабдуваат одредени потрошувачи, веќе нема да имаат конкретна обврска за директен откуп на електрична енергија произведена од ППЕЕ. Оваа препорака, во никој случај, не би ја намалила нивната одговорност да водат сметка за потеклото на електричната енергија која ја снабдуваат на своите потрошувачи и да го истакнуваат процентуалното учество на енергијата произведена од ОИЕ во фактурите доставени до потрошувачите.

Ставот (1) од член 89¹¹¹ на ПзП, би требало соодветно да биде избришан.

должен да изготвува и на својата веб страна да објавува прелиминарни прогнози на потрошувачката и прелиминарни прогнози на производството на електрична енергија за календарскиот месец.

- (2) Прелиминарните прогнози од ставот 1, ОПЕЕ ги објавува најдоцна 15 дена пред почетокот на календарскиот месец.
- (3) ОПЕЕ, врз основа на прогнозите за потрошувачката на електрична енергија во целиот ЕЕС, изготвени во соработка со ОЕПС и предвиденото производство на електрична енергија од обновливи извори, е должен да изготвува и на својата веб страна да објавува прелиминарни часовни прогнози на потрошувачката и прелиминарни часовни прогнози на производството на електрична енергија 7 дена пред денот на физичката испорака на ЕЕ.
- (4) ОПЕЕ е должен да изготвува конечни часовни прогнози за потрошувачката на електрична енергија во ЕЕС и прогнозираното часовно производство од ППЕЕ и да ги објави на својата веб страна најдоцна до 10 часот еден ден пред рокот за доставување на физичките распореди, утврден во членот 92.
- (5) Со објавените конечни прогнози од ставот 4 се прикажува процентот на учество на произведената електрична енергија од ППЕЕ во вкупната потрошувачка и истиот служи за определување на конечните часовни количини кои треба да ги откупат трговците и снабдувачите од ППЕЕ од членот 63 за секој номиниран MW за потребите на потрошувачите.
- (6) Податоците за конечните прогнози од ставот 4 и процентот од ставот 5 и конечните часовни количини кои треба да ги откупат трговците и снабдувачите по номиниран MW се објавуваат за секој ден од месецот.

¹¹⁰ Член 87

- (1) Сите трговци и снабдувачи кои снабдуваат потрошувачи се должни во своите физички распореди од членот 86 да предвидат набавка на електрична енергија од ППЕЕ и да ги достават преку своите БОС.
- (2) Номинациите за набавка на електрична енергија од ППЕЕ за сите трговци и снабдувачи во балансната група се пресметуваат како производ помеѓу процентот утврден во ставот 5 на членот 64 и номинациите за продажба на електрична енергија на потрошувачите.
- (3) Номинациите за откуп на електричната енергија од ППЕЕ од ставот 1 ќе се сметаат и за реализирани количини, а отстапувањата помеѓу конечните прогнози за производство на електрична енергија од ППЕЕ од ставот 3 на членот 64 и реализираното производство од ППЕЕ ќе се сметаат како отстапувања за кои балансно е одговорен ОПЕЕ.

¹¹¹ Член 89

- (1) Сите трговци и снабдувачи кои снабдуваат потрошувачи се должни во своите физички распореди од членот 86 да предвидат набавка на електрична енергија од ППЕЕ и да ги достават преку своите БОС.
- (2) Физичките распореди за учесниците на пазарот што обезбедуваат системски услуги со производни единици за диспечирање се изготвуваат поодделно за секоја единица за диспечирање.
- (3) ОПЕЕ е должен да ги изработи и да ги објави на својата веб страна постапките за доставување, усогласување и верификација на доставените физички распореди, вклучувајќи ги и сите неопходни појаснувања, упатства и обрасци за изработка и доставување на физичките распореди.

Член 90¹¹² би требало да претрпи измени во смисла на тоа кои ППЕЕ би биле обврзани да доставуваат физички распореди до ОПЕЕ и според кои обрасци. Се предлага ваквата обврска да остане само за ППЕЕ кои користат ПТ.

10.2.3 Измени во врска со распределба на трошоците произлезени од механизмот за поддршка на обновливи извори на енергија

За потребите на распределбата на трошоците произлезени од МП со ПТ, ОПЕЕ треба да биде задолжен да врши пресметки на овие трошоци, на месечно ниво, како и да ги објавува транспарентно на својата веб страница, покрај претходно наведените барања за објавување на количините на откупена електрична енергија од ППЕЕ со ПТ и нивното процентуално учество во потрошувачката на електрична енергија во Република Македонија, како и резултатите од трговијата на организираниот пазар (постигнати цени, вкупен приход и намалување на потенцијалните дебаланси).

Нето трошоците, кои треба да се покријат со тарифата за ОПЕЕ, би се добиле како разлика од пресметаните вкупни трошоци и приходот остварен при тргувањето на организираниот пазар со електричната енергија произведена од ППЕЕ кои користат ПТ, во текот на односниот месец.

Во оваа смисла, би требало да биде додадена одредба дека „трошоците за откуп на електричната енергија од ППЕЕ кои користат ПТ, трошоците за урамнотежување и трошоците за системски услуги за ППЕЕ кои користат ПТ, намалени за приходите остварени од трговијата со откупената енергија на организираниот пазар, се надоместуваат преку тарифата за користење на пазарот“.

Овие обврски можат да бидат наведени во рамките на член 64, чија содржина е препорачана за бришење.

¹¹² Член 90

- (1) ППЕЕ со инсталиран капацитет поголем или еднаков на 10 MW имаат обврска до ОПЕЕ да доставуваат податоци за планираното производство на електрична енергија за секој трговски интервал, според рокови и обрасци утврдени со постапките од ставот 3 на членот 89.
- (2) ППЕЕ со инсталиран капацитет помал од 10 MW немаат обврска за доставување на физички распореди, но имаат обврска до ОПЕЕ да доставуваат планирани распореди на очекуваното производство. ОПЕЕ доставува збирен физички распоред за сите ППЕЕ.

11 ЗАКЛУЧОК

Изложено то во рамките на Студијата покажува дека е постигната главната цел на Проектот – изработен е модел за интеграција на производството на електрична енергија од ОИЕ, поддржано со МП на ПТ, во пазарот на електрична енергија на Република Македонија во услови на постоење на организиран пазар, кој ќе биде лесно применлив, по принципот „најмало отстапување од воспоставената практика“, функционален и согласен со барањата на ЕнЗ, кои според ДЕНЗ Република Македонија е законски обврзана да ги почитува и имплементира во своето законодавство, како и со преземените обврски преку МзР за развој на Регионалниот пазар на електрична енергија и воспоставување на друга идна соработка и Повелбата за одржлив развој на ЗББ.

Имено, изработениот предлог-модел е во согласност со најновите препораки на ЕУ и ЕнЗ за имплементација на клучните МП на ОИЕ и примената на мерки за државна помош во областа на енергетиката. Притоа, во рамките на предлог-моделот, разработени се трите главни елементи на интеграцијата на ОИЕ во пазарот на електрична енергија:

1. доделување на квотите за поддршка на ОИЕ и изградба на капацитети,
2. интегрирање на електричната енергија произведена од ОИЕ со поддршка на ПТ во организираниот пазар на електрична енергија, и
3. распределба на трошоците произлезени од МП на ОИЕ,

при што, сите овие елементи имаат подеднакво значење за успешната имплементација на моделот и постигнување на современ европски пристап во поддршката на ОИЕ за производство на електрична енергија во Република Македонија.

Примената на предлог-моделот е симулирана врз работата на ПДО на претпоставена БЕЕ (организиран пазар) во Република Македонија и докажани се придобивките од примената на предлог-моделот, кои во најголем дел се состојат од:

1. намалување на трошоците за потрошувачите, со оглед дека дел од трошоците за поддршка на ОИЕ се покриваат со тргувањето од страна на ОПЕЕ на организираниот пазар,
2. елиминирање на обемото администрирање и не-пазарниот начин на навлегување во портфолиото на снабдувачите и трговците кои снабдуваат потрошувачи со право на учество на пазарот на големо, кои според тековно применетиот метод, секој ден, се задолжени да откупуваат делумно неизвесен процент од производството на ППЕЕ кои користат ПТ, во сразмерност со нивното учество на пазарот,
3. позитивно влијание врз ликвидноста и цените на идниот организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија,
4. давање поддршка на понатамошната либерализација на пазарот на електрична енергија во Република Македонија.

Транзицијата по принципот на најмали измени во досегашната практика е обезбедена преку конкретните предлози за измени на релевантните одредби од

НЗЕ и постојните ПзП, за кои се очекува дека во скоро време ќе го преземат владеењето на пазарот на електрична енергија во Република Македонија.

Покрај наведените главни придобивки, работата на проектот засега и понуди индикативни одговори или насоки за понатамошна целосна реализација и на некои дополнителни прашања, кои што се директно или индиректно поврзани со главната цел на проектот. Имено:

1. во врска со потребите од одржлив развој во Република Македонија и преземените меѓународни обврски, направено е детално истражување на релевантната легислатива на ЕУ и ЕнЗ и на нивните препораки за поддршка на ОИЕ и доделување државна помош во енергетиката,
2. анализирани се моделите на примена на различни видови МП на ОИЕ и искуствата од имплементацијата на односната легислатива на развиените пазари од повеќе земји на ЕУ, но и напорите кои се вложуваат во овој правец во регионот на ЗБ (чиј степен на развој е споредлив со оној на Република Македонија) и извлечени соодветни поуки,
3. сумирани се заклучоците од првиот дел на Студијата дека постојат можности за замена на ПТ како основен тековен МП на ОИЕ во Република Македонија, со пазарен МП – ПП, како логичен еволутивен чекор напред (ПП е веќе предложена во НЗЕ), но и за пазарно прилагодување на ПТ, уважувајќи ги веќе потпишаните договори, по пат на задолжителна продажба, од страна на ОПЕЕ, на производството поддржано со ПТ на идниот организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија,
4. понатаму, во врска со заклученото, сумирани се досегашните постигнати резултати, напредокот кон националните цели и изработена е проценка на развојот на производството од ОИЕ, на среден рок, врз основа на соодветните стратешки документи на Република Македонија,
5. водејќи се од претпоставката дека идниот организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија ќе биде развиен во согласност со ЦМ на ЕУ, заради плановите за регионално спојување на пазарите, истражени се и образложени елементите и шемите на трите временски рамки на тргување според ЦМ, со посебен фокус на тргувањето со електрична енергија на ПДО и ДО, за кое правилата се пропишани со ЕУ Регулацијата САСМ,
6. издвоени се основните елементи и импликации на Регулацијата САСМ врз пазарот на електрична енергија, за која се очекува дека наскоро ќе биде вклучена во законодавството на ЕнЗ, односно ќе стане задолжителна за примена во Република Македонија,
7. врз основа на ЦМ, Регулацијата САСМ и насоките на Секретаријатот на ЕнЗ, креиран е теоретски модел на идниот ПДО на Република Македонија (МБЕЕ),
8. оценувајќи дека ликвидноста би била потенцијално најкритична точка на можната МБЕЕ, анализирано е влијанието на повеќе мерки за зголемување на нејзината ликвидност, вклучувајќи ја и мерката задолжителна продажба на електричната енергија произведена од ОИЕ,
9. образложен е развиениот предлог-модел за интеграција на производството од ОИЕ кои користат ПТ во организиран пазар на електрична енергија, вклучувајќи ги одделните елементи на интеграцијата: издавање на квотите

за ПТ, откуп и продажба на електричната енергија на ПДО и ДП и распределба на трошоците,

10. изработен е компјутерски програм и модел за симулација на функционирањето на потенцијалната МБЕЕ и извршена негова верификација врз основа на историски податоци за цените на пазарот на електрична енергија на големо во Република Македонија,
11. со помош на развиената компјутерска алатка, модел и прогнози на оптоварувањата, загубите во преносниот и дистрибутивниот систем и производството од ОИЕ, среднорочно е симулирано влијанието на евентуалната продажба на електричната енергија произведена од ОИЕ со МП на ПТ врз референтната цена на претпоставениот ПДО на МБЕЕ, при различни волумени на учество на ПДО на МБЕЕ,
12. анализирани се резултатите од симулациите и потврдени главните придобивки од оваа Студија,
13. покрај тоа, со помош на симулациите, истражено е и влијанието на замената на постојниот начин на распределба на трошоците од ПТ врз цената на електричната енергија за потрошувачите во Република Македонија,
14. предложени се детални измени во одредбите на НЗЕ и постојните ПзП за поставување на законски основи за примена на предложениот модел за интеграција на производството од ОИЕ кои користат ПТ во пазарот на електрична енергија на Република Македонија,
15. подготвено е четиво на македонски јазик, прво од односната област, систематизирано и јавно објавено во Република Македонија, кое може да послужи за едукација на младите кадри, како и за информирање на стручната јавност во Република Македонија за потенцијалните можности и понатамошна надградба на довербата на инвеститорите,
16. како дополнителен производ од Студијата, изработен е и англиско – македонски речник на стручни изрази во областа на ОИЕ и пазарите на енергија, која е исклучително динамична област и со потреба од непрекинато надоградување.

Очекувајќи дека во Република Македонија ќе почне да функционира организиран пазар на електрична енергија, многу значајно е да се следат понатамошните искуства од интеграцијата на ОИЕ врз референтната часовна цена на ПДО, повторно преку искуствата на зрелите пазари на електрична енергија во ЕУ и ЗББ. Притоа, посебно внимание, би требало да се обрне на земјите во кои се применуваат стимулативни мерки за максимално пазарно интегрирање на ОИЕ

12 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Western Balkan Memorandum of Understanding of Western Balkan 6 on Regional Electricity Market Development and Establishing a Framework for other Future Collaboration, https://www.energy-community.org/dam/jcr:231f274d-4ecf-4017-a9f0-71aea1a7e41f/MoU_WB6.pdf
- [2] Western Balkan Sustainability Charter, 4 July 2016, Paris, https://www.energy-community.org/dam/jcr:3a24e29c.../WB6_SUS_Charter.pdf
- [3] DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
- [4] D. Buschle, H. Lesjak (Eds.), The Energy Community Legal Framework, 4th Edition, Energy Community Secretariat, May 2017.
- [5] European Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, Official Journal of the European Union 2014/C 200/01.
- [6] Energy Community Secretariat, Policy Guidelines on the Applicability of the Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020, PG 04/2015.
- [7] Energy Community Secretariat, Policy Guidelines on the Reform of the Support Schemes for Promotion of Energy from Renewable Sources, PG 05/ 2015.
- [8] European Commission, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, Brussels, 5.11.2013.
- [9] Energy Community Secretariat, WB6 Sustainability Charter Monitoring Report, June 2017.
- [10] CEER, Key support elements of RES in Europe: moving towards market integration, Brussels, C15-SDE-49-03, January 2016.
- [11] European Commission, "Renewable energy progress report," Brussels, 15.06.2015.
- [12] CEER, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe, C16-SDE-56-03, Brussels, April 2017.
- [13] European Commission, Renewable Energy Progress Report, Brussels, 1.2.2017.
- [14] Д. Бајс, М. Атанасовски, „Студија за проценка на вкупните трошоци за интегрирање на ОИЕ во ЕЕС на Република Македонија“, ЕИХП, април 2017.
- [15] F. Benhmad, J. Percebois, "Wind Power Feed-In Impacts on Electricity System", Cahier de recherché No 14.11.110, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie, Novembre 2014.
- [16] M. Hildmann, A. Ulbig, G. Andersson, "Revisiting the Merit-Order Effect of Renewable Energy Sources", Cornell University Library, DOI: 1.0.1109/PESGM.2015.7286477, arXiv:1307.0444[q-fin.GN]
- [17] M. Mulder, B. Scholtens, "The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands", Renewable Energy 57 (2013) 94-100.

- [18] Agora Energiewende, “Negative Electricity Prices”, 049/07-A-2014/EN, August 2014.
- [19] Norwegian Water Resources and Energy Directorate, “The Norwegian-Swedish Certificate Market, Annual Report,” 2015.
- [20] Secretary of State for Energy and Climate Change, “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity,” London, 2011.
- [21] Hrvatski Sabor, Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji, Narodne Novine 100/2015, Zagreb, 2015.
- [22] Стратегија за искористувањето на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година, Службен весник на Република Македонија, бр. 125/2010.
- [23] Закон за енергетика, „Службен весник на Република Македонија“ бр. 16/2011, 136/2011, 79/2013, 164/2013, 41/2014, 151/2014, 33/2015, 192/2015, 215/2015, 6/2016, 53/2016 и 189/2016.
- [24] Акционен план за обновливи извори на енергија на Република Македонија за период до 2025 година со визија до 2030 година, Службен весник на Република Македонија, бр. 207 од 24.11.2015, Скопје, 2015.
- [25] Акционен план за изменување на Акциониот план за обновливи извори на енергија на Република Македонија за период до 2025 година со визија до 2030 година, Службен весник на Република Македонија, бр. 51 од 28.4.2017, Скопје, 2017.
- [26] Правила за пазар на електрична енергија, „Службен весник на Република Македонија“, бр. 38/14, 42/14, 57/14, 194/14, 190/16, 80/17 и 172/17.
- [27] Уредба за повластени тарифи за електрична енергија, Службен весник на Република Македонија, бр. 56 од 17.04.2013.
- [28] Одлука за вкупната инсталирана моќност на повластените производители на електрична енергија произведена од секој одделен обновлив извор на енергија, Службен весник на Република Македонија, бр. 56 од 17.04.2013 и 10/14 од 20.01.2014.
- [29] Правилник за повластени производители на електрична енергија од обновливи извори на енергија, „Службен весник на Република Македонија“ бр.18/12, 97/12 и 63/13
- [30] UKIM/FEEIT&THEMA, “Technical Assistance for Institutional Framework for Establishing a National/Regional Power Exchange, Component I, Task 2: Electricity Market Components”, Norwegian Ministry of Foreign Affairs, September 2014.
- [31] Directive 2009/72/EC of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, July 2009.
- [32] A. Krkoleva Mateska, P. Krstevski, V. Borožan, J. Angelov, R. Taleski, A. B. Skanlund, M.H. Rennesund, J. Wolst, E. Magnus, “Options for Day-Ahead Market and Power Exchange in the Republic of Macedonia”, 12th International Conference on the European Energy Market (EEM15), Lisbon, Portugal, 20-22 May, 2015. Pp. 1-5, DOI:10.1109/EEM.2015.7216735

- [33] UKIM/FEEIT&THEMA, “Technical Assistance for Institutional Framework for Establishing a National/Regional Power Exchange, Component I, Task 7: Presentation of Governments Options (Feasibility Study)”, Norwegian Ministry of Foreign Affairs, November 2015.
- [34] COMMISSION REGULATION (EU) 1222/2015 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.
- [35] UKIM/FEEIT&THEMA, “Technical Assistance for Institutional Framework for Establishing a National/Regional Power Exchange, Component II, Task 3.2: Revision of the proposed PX model (Revised Feasibility Study)”, Norwegian Ministry of Foreign Affairs, June 2017.
- [36] Energy Community Secretariat & Ad-hok WG, “Policy Guidelines on the Promotion of Organised Electricity Markets in the Contracting Parties”, Vienna, October 2015.
- [37] Зоран Ѓорѓиевски, Елизабета Гиовска, Климент Наумоски, „Анализа на можноста за воспоставување на организиран пазар на електрична енергија во Република Македонија“, 10. Советување на МАКО-СИГРЕ, Охрид, септември 2017 година, труд С5-008R-МК.
- [38] Нацрт-закон за енергетика на Република Македонија, Министерство за економија, декември 2017.