

The background of the cover features a stylized illustration of high-voltage power lines and transmission towers. The lines are drawn in black and blue, with some yellow and green highlights. The towers are depicted as complex lattice structures. The overall style is that of a technical or industrial drawing.

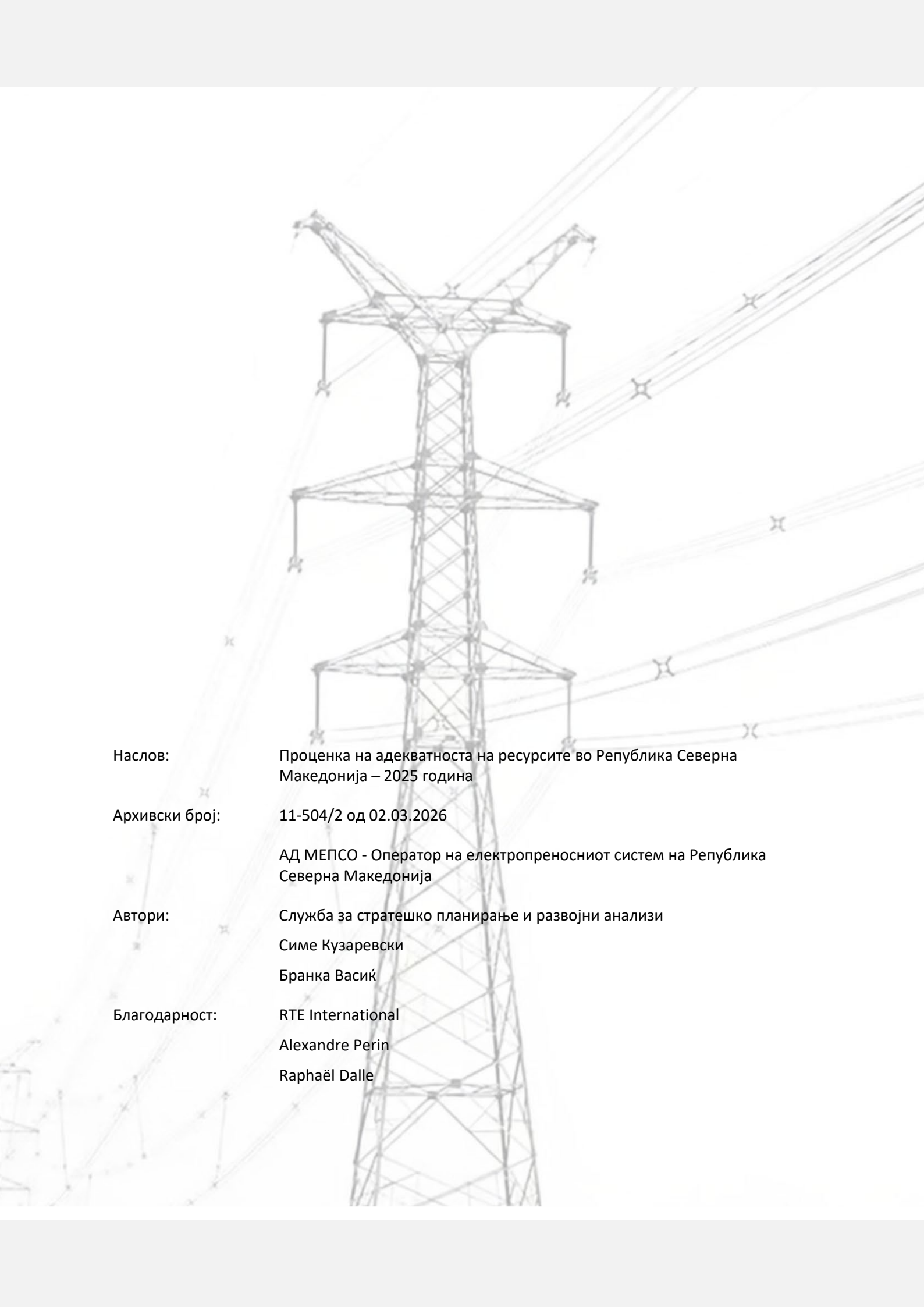
МЕПСО

ПРОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА РЕСУРСИТЕ ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА

2025 година

АД МЕПСО

ноември, 2025



Наслов: Проценка на адекватноста на ресурсите во Република Северна
Македонија – 2025 година

Архивски број: 11-504/2 од 02.03.2026

АД МЕПСО - Оператор на електропреносниот систем на Република
Северна Македонија

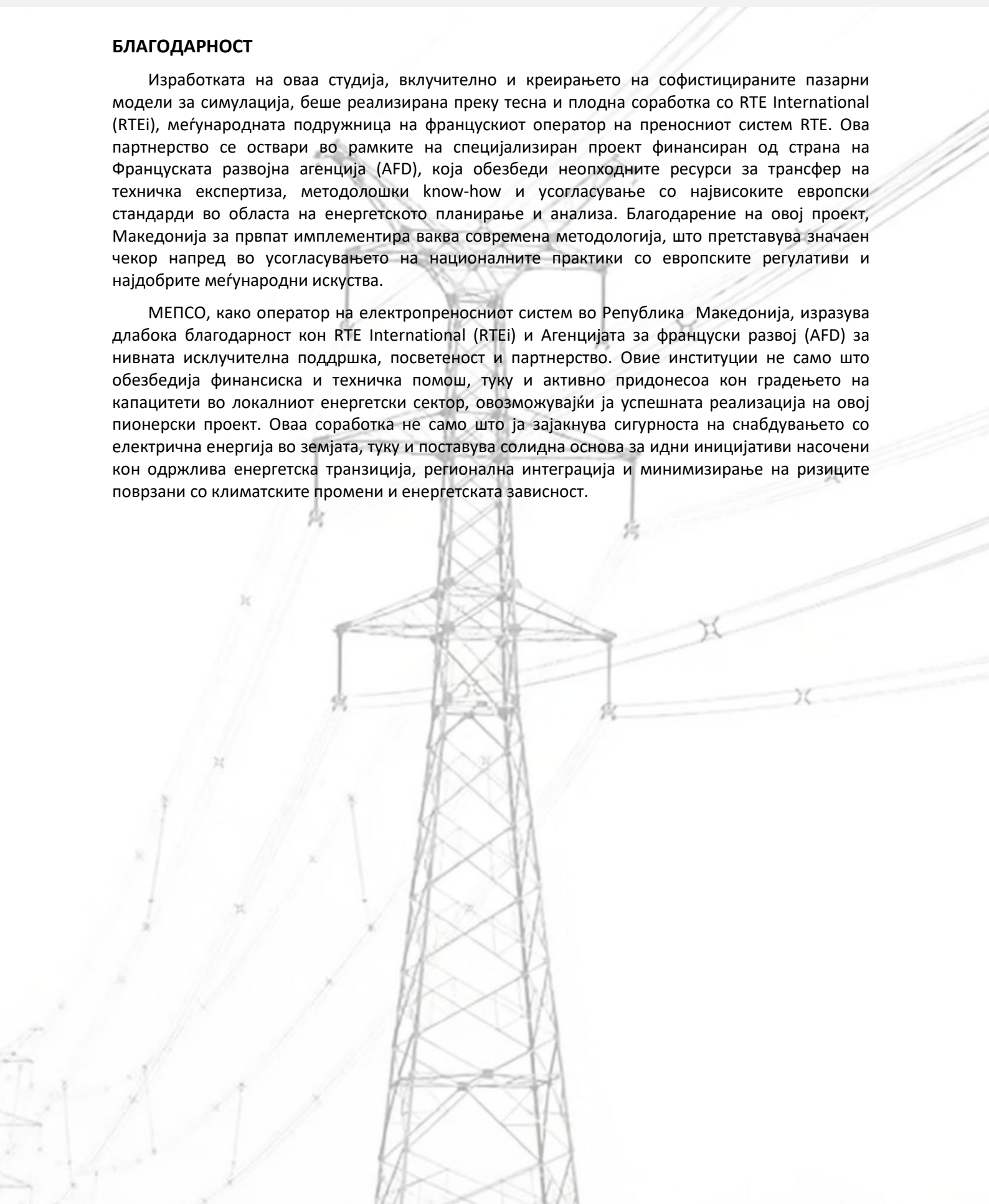
Автори: Служба за стратешко планирање и развојни анализи
Симе Кузаревски
Бранка Васиќ

Благодарност: RTE International
Alexandre Perin
Raphaël Dalle

БЛАГОДАРНОСТ

Изработката на оваа студија, вклучително и креирањето на софистицираните пазарни модели за симулација, беше реализирана преку тесна и плодна соработка со RTE International (RTEi), меѓународната подружница на францускиот оператор на преносниот систем RTE. Ова партнерство се оствари во рамките на специјализиран проект финансиран од страна на Француската развојна агенција (AFD), која обезбеди неопходните ресурси за трансфер на техничка експертиза, методолошки know-how и усогласување со највисоките европски стандарди во областа на енергетското планирање и анализа. Благодарение на овој проект, Македонија за првпат имплементира ваква современа методологија, што претставува значаен чекор напред во усогласувањето на националните практики со европските регулативи и најдобрите меѓународни искуства.

МЕПСО, како оператор на електропреносниот систем во Република Македонија, изразува длабока благодарност кон RTE International (RTEi) и Агенцијата за француски развој (AFD) за нивната исклучителна поддршка, посветеност и партнерство. Овие институции не само што обезбедија финансиска и техничка помош, туку и активно придонесоа кон градењето на капацитети во локалниот енергетски сектор, овозможувајќи ја успешната реализација на овој пионерски проект. Оваа соработка не само што ја зајакнува сигурноста на снабдувањето со електрична енергија во земјата, туку и поставува солидна основа за идни иницијативи насочени кон одржлива енергетска транзиција, регионална интеграција и минимизирање на ризиците поврзани со климатските промени и енергетската зависност.



Содржина

| | |
|---|----|
| 1. ВОВЕД | 3 |
| 2. МЕТОДОЛОГИЈА..... | 5 |
| 2.1. ИНДИКАТОРИ..... | 6 |
| 2.2. КОНВЕРГЕНТНОСТ..... | 6 |
| 3. СТАТИСТИЧКИ ПОДАТОЦИ..... | 8 |
| 3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД..... | 9 |
| 3.2. ПОДАТОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД..... | 11 |
| 3.3. ПОДАТОЦИ ЗА РАЗМЕНА СО СОСЕДНИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД..... | 12 |
| 4. ПАЗАРЕН СИМУЛАТОР, ГЕОГРАФСКИ ОПФАТ И ВРЕМЕНСКИ ХОРИЗОНТ..... | 14 |
| 4.1. ANTARES – СИМУЛАТОР ЗА ПАЗАРНО МОДЕЛИРАЊЕ..... | 14 |
| 4.2. ГЕОГРАФСКИ ПЕРИМЕТАР НА ПАЗАРНИОТ МОДЕЛ..... | 14 |
| 4.3. ВРЕМЕНСКИ ХОРИЗОНТ..... | 15 |
| 5. СЦЕНАРИЈА..... | 16 |
| 5.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПРОИЗВОДСТВО..... | 16 |
| 5.1.1. СЦЕНАРИО А..... | 16 |
| 5.1.2. СЦЕНАРИО Б..... | 17 |
| 5.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОТРОШУВАЧКА..... | 18 |
| 6. ПОДАТОЦИ..... | 20 |
| 6.1. RECD – КЛИМАТСКА БАЗА НА ПОДАТОЦИ..... | 20 |
| 6.2. REMMDB – БАЗА НА ПОДАТОЦИ ЗА ЕВРОПСКИ ПАЗАРЕН МОДЕЛ..... | 22 |
| 6.3. ПРЕТПОСТАВКИ..... | 23 |
| 7. ПАЗАРЕН МОДЕЛ..... | 26 |
| 8. КОНВЕРГЕНТНОСТ НА МОДЕЛОТ И EENS ПАРАМЕТАРОТ..... | 28 |
| 9. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА РЕСУРСИТЕ..... | 30 |
| 10. АНАЛИЗА ЗА СРЕДНОРОЧЕН ПЛАНИРАЧКИ ХОРИЗОНТ..... | 32 |
| 11. ЗАКЛУЧОК..... | 35 |
| 12. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА..... | 36 |
| П 1. ПРИЛОГ – Дополнувања што произлегуваат од законот за енергетика..... | 37 |

1. ВОВЕД

Согласно Законот [1], МЕПСО како оператор на електропреносниот систем е одговорен за работата, одржувањето, развојот, поврзувањето со електропреносните системи на соседните земји и за обезбедување на долгорочната способност на системот за задоволување на разумните потреби за пренесување на електрична енергија.

Членот 20 од Законот пропишува дека Операторот на електропреносниот систем изготвува проценка на адекватноста на ресурсите во Република Македонија, која ја одобрува Министерството и во која се опфатени и регионални аспекти, со примена на методологијата за изготвување на Европската проценка.

Адекватноста претставува способност на електроенергетскиот систем да ја задоволи вкупната побарувачка за електрична енергија и моќност во секое време, земајќи ги предвид расположливите домашни производствени капацитети, можностите за прекугранична размена и очекуваните услови на потрошувачката и производството.

Не може да се постигне „апсолутна“ адекватност на електроенергетскиот систем, освен доколку не се разгледуваат „бесконечни“ инвестиции. Затоа, суштинската цел е да се обезбеди оптимален компромис помеѓу ефективност на трошоците и сигурноста на снабдувањето.

Постојат два начини за проценка на адекватноста на системот:

- Детерминистички пристап,
- Пробабилитички пристап.

Детерминистичкиот пристап на проценка на адекватноста на системот во суштина е пресметка на специфични состојби базирани на сценарио. Поради тоа, може да се направат само ограничен број на пресметки за однапред одредени специфични состојби на системот. Овој метод дава брзи резултати и не бара голем пресметковен капацитет, но бара големо познавање на електроенергетскиот систем - операторот на преносниот систем мора да ги идентификува и предвиди идните најкритични состојби на системот и врз основа на тие податоци треба да се извршат пресметките за проценка на адекватноста на системот. Слабоста на детерминистичките анализи се состои во тоа што не ја земаат предвид веројатноста природа на однесувањето на електроенергетскиот систем. Поради големиот наплив на обновливи извори на енергија кои имаат интермитентна природа како и отворањето на пазарите, детерминистичкиот метод станува се помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот.

Традиционално, адекватноста на системот во регионот се оценува/ше преку детерминистички пристапи што ги разгледуваа најлошите сценарија без разлика на нивната веројатност. Сепак, со зголемувањето на уделот на променливите обновливи извори, стохастичката природа на производството и климатски условената варијабилност на потрошувачката, детерминистичкиот метод станува се помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот и е неопходен премин кон пробабилитички методологии, усогласени со Европската проценка на адекватност на ресурси (ERAA) и со еволуирачките стандарди на ENTSO-E. Ова овозможува поточна и напредна проценка на ризиците од недостиг на снабдување.

Македонскиот енергетски сектор се наоѓа во процес на фундаментална трансформација. Планираното постепено пензионирање на електраните на лигнит, забрзаната интеграција на обновливи извори на енергија (ОИЕ) и зголемената регионална пазарна интеграција носат и значајни можности и сериозни предизвици за идното работење на електроенергетскиот систем. Со транзицијата кон зелен производствен микс, каде променливите извори како ветер и сонце постепено ги заменуваат фосилните електрани, клучно е да се процени адекватноста на ресурсите и способноста на системот да обезбеди сигурно снабдување. За Македонија, овие предизвици се уште поизразени поради зависноста од увоз, застарената термална флота и планираното пензионирање на електраните на лигнит. Иако интерконекциите создаваат можности за регионално балансирање и зајакнување на

адекватноста, потпирањето на прекугранична поддршка мора внимателно да се разгледува во услови на можни стресни ситуации во електроенергетските системи на Југоисточна Европа. Истовремено, амбициозните национални и регионални цели за енергетска транзиција ќе ја променат динамиката на системот и ќе наложат значителни инвестиции во преносната мрежа, развој на капацитети за складирање и обезбедување на напредни системски услуги.

Современите европски практики, усогласени со методологијата на ENTSO-E за проценка на адекватност (ERAA), применуваат пробабилистички методологии кои овозможуваат подетална и посеопфатна проценка на електроенергетските системи. Овие пристапи ги интегрираат климатските и хидролошките услови, температурната зависност на потрошувачката, веројатноста за присилни испади на термоелектраните, како и можностите за прекугранична размена преку интерконекции и HVDC врски. Со користење на пазарни симулатори и Монте Карло симулации, се овозможува анализа на илјадници можни идни состојби, при што секој настан се вреднува според неговата веројатност за појава.

Оваа студија ја претставува првата сеопфатна проценка на адекватноста на ресурсите за Република Македонија, изработена во согласност со напредната методологија на Европската проценка на адекватноста на ресурсите (ERAA) развиена од страна на ENTSO-E.

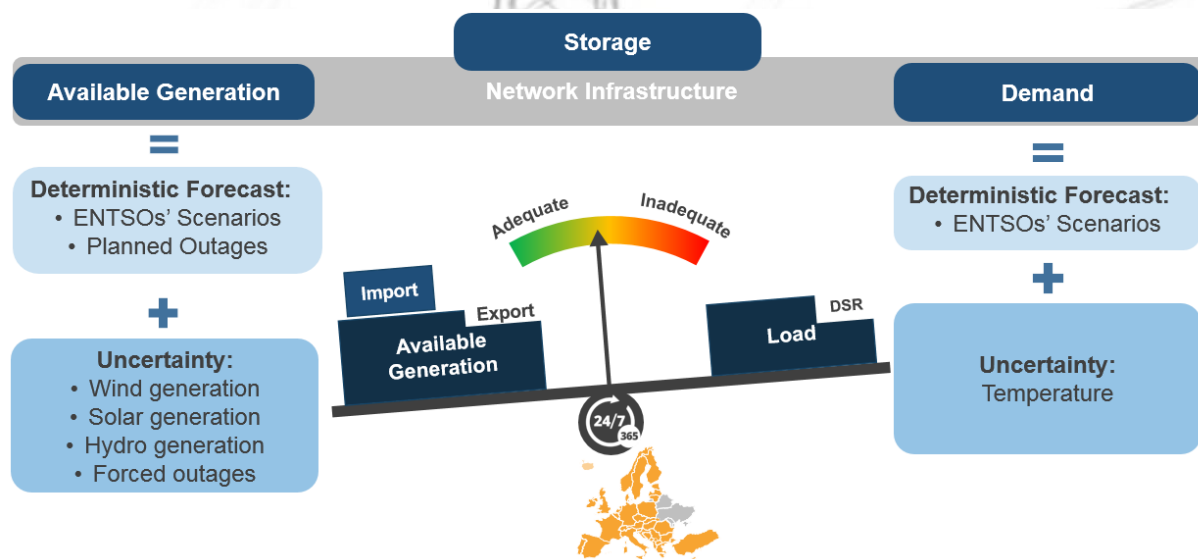
2. МЕТОДОЛОГИЈА

Методологијата применета во оваа студија е заснована врз принципите на Европската проценка на адекватност на ресурси (ERAA) [3], со прилагодувања на специфичните карактеристики на македонскиот електроенергетски систем. Пристапот користи пробабилистичко пазарно моделирање со висока временска (часовна) и просторна резолуција, со цел квантитативна проценка на адекватноста на ресурсите под различни идни системски услови.

Влезните податоци се хармонизирани и се засноваат на сценарија за потрошувачка и производство дефинирани во Националниот енергетски и климатски план (NECP) и во Пан-европската климатска база (PECD). Овој пристап обезбедува усогласеност со европските практики и овозможува реалистично моделирање на зависноста на побарувачката од временските услови, на производството од обновливи извори, како и на хидролошките приливи.

За анализа на несигурностите се применува Монте Карло (MC) симулациски рамки со Unit Commitment и Economic Dispatch (UCED), кои ја опфаќаат варијабилноста на обновливите ресурси, присилните испади на единиците и достапноста на интерконекциите. Со тоа се овозможува истовремено разгледување на националните и регионалните аспекти на сигурноста, вклучувајќи прекугранични преносни капацитети, меѓусебно-зависни настани на недостиг и структурни ризици во интерконектираниот европски систем.

Адекватност на електроенергетскиот систем се однесува на способноста на системот за електрична енергија, при нормални оперативни услови, континуирано да ја задоволи вкупната потрошувачка и енергетските потреби на крајните корисници, земајќи ги предвид планираните исклучувања и веројатноста за непланирани испади на генераторите, складиштата и преносните елементи.



Слика 1. Адекватност на ресурсите

Во интерконектиран систем како македонскиот, проценките на адекватност не можат да се ограничат само на националните граници, туку треба да ги вклучат и соседните земји, бидејќи прекуграничните интерконекции можат значително да влијаат на способноста на системот да обезбеди сигурно снабдување. Целта на оваа проценка е квантитативно да ја оцени сигурноста на снабдувањето за различни идни сценарија, користејќи пробабилистички индикатори. Современите методологии за проценка на адекватност вклучуваат несигурности во потрошувачката, производството и општите состојби на системот, овозможувајќи анализа на широк опсег на можни варијанти на системските променливи. Во таа насока, се применува Монте Карло симулација со Unit Commitment и Economic Dispatch, која овозможува моделирање на варијабилноста на обновливите

извори, присилните и планираните испади на генераторите, како и достапноста на интерконекциите, обезбедувајќи реалистична проценка на националните и регионалните ризици за адекватност.

Дополнително е направена анализа на неискористена енергија од ОИЕ (spilled energy) за среднорочен планирачки хоризонт.

2.1. ИНДИКАТОРИ

Во пробабилистички студии за проценка на адекватност на ресурсите, типичните индикатори за адекватност на ресурсите се очекуваните вредности на индикаторите (на пр. EENS). Следниве индикатори се користат за проценка на нивото на адекватност според методологијата на ERAA усвоена од ACER:

- **LOLE [h]:** Очекуваниот број часови во кои ресурсите се недоволни за задоволување на потрошувачката, пресметан преку повеќе Монте Карло сценарија.
- **EENS [GWh]:** Очекуваната количина електрична енергија која нема да може да се испорача поради недоволни ресурси.

Критериум за доверливост (Reliability Standard, RS) се користи за квантитативна оценка на сигурноста на снабдувањето и ги интегрира клучните параметри: Value of Lost Load (VoLL), Cost of New Entry (CONE) и Loss of Load Expectation (LOLE).

- **VoLL [€/MWh]** ја претставува економската вредност на неиспорачана електрична енергија за крајните корисници и ја дефинира цената на непокриена побарувачка во пазарните модели.
- **CONE [€/MW/год]** ја претставува инвестиционата цена за нов произведен капацитет и ја поврзува економската исплатливост на новите инвестиции со потребата за сигурност на снабдувањето.
- **LOLE [h/год]** ја мери очекуваната количина на часови во кои достапните ресурси се недоволни за задоволување на потрошувачката, претставувајќи директен индикатор за адекватноста на системот.

Досега, Македонија нема воведено Критериум за доверливост во кој треба да се дефинираат вредностите за “VoLL, CONE, LOLE”. Поради тоа економска проценка на можностите за трајно или привремено затворање на постојните и изградба на нови капацитети за производство на електрична енергија (EVA) не може да се изврши. Динамиката на пензионирање на старата термо-флота и градба на нови гасни електрични центри е според македонската стратешка енергетска рамка.

По пресметката на индикаторите за адекватност со пазарниот симулатор, резултатите ќе се споредат со европските стандарди за сигурност во снабдувањето и претпоставените вредности за параметрите кои се дел од пазарниот модел.

Споредбата со овие претпоставени вредности за VoLL и LOLE со добиените резултати од пазарните симулации претставува основа за утврдување дали националниот електроенергетски систем обезбедува ниво на сигурност усогласено со европската практика. Надминувањето на референтната граница кај индикаторите на адекватност сигнализира зголемен ризик за сигурноста на снабдувањето и упатува на потреба од дополнителни производни капацитети, зголемена флексибилност или зголемување на прекугранични капацитети за размена. Наспроти тоа, резултати кои се значително под прагот покажуваат дека сигурноста на снабдувањето е одржлива во анализираните сценарија, но воедно може да упатуваат и на постоење на вишок капацитет во системот.

2.2. КОНВЕРГЕНТНОСТ

Монте Карло (MC) симулациите се дефинираат како комбинации на климатски сценарија од PECD (WS) и испади на термоцентралите (FO). Испадите на термоцентралите можат да влијаат на резултатите од поединечни MC години во зависност од условите на побарувачката и понудата. На пример, испад на голема термоцентрала може да предизвика значителен ризик за адекватност во

периоди на висока побарувачка и ниско производство од обновливи извори, додека истиот испад може да има минимално влијание при поволни системски услови.

За да се обезбедат статистички робусни резултати, влијанието на дополнителни MC симулации се следи врз клучните индикатори, како што е Energy Not Served (ENS). Конвергенцијата се оценува преку релативната промена на коефициентот на варијација, α , пресметан од ENS вредностите низ сите извршени MC симулации.

$$\alpha_N = \frac{\sqrt{\text{Var}[EENS_N]}}{EENS_N}$$

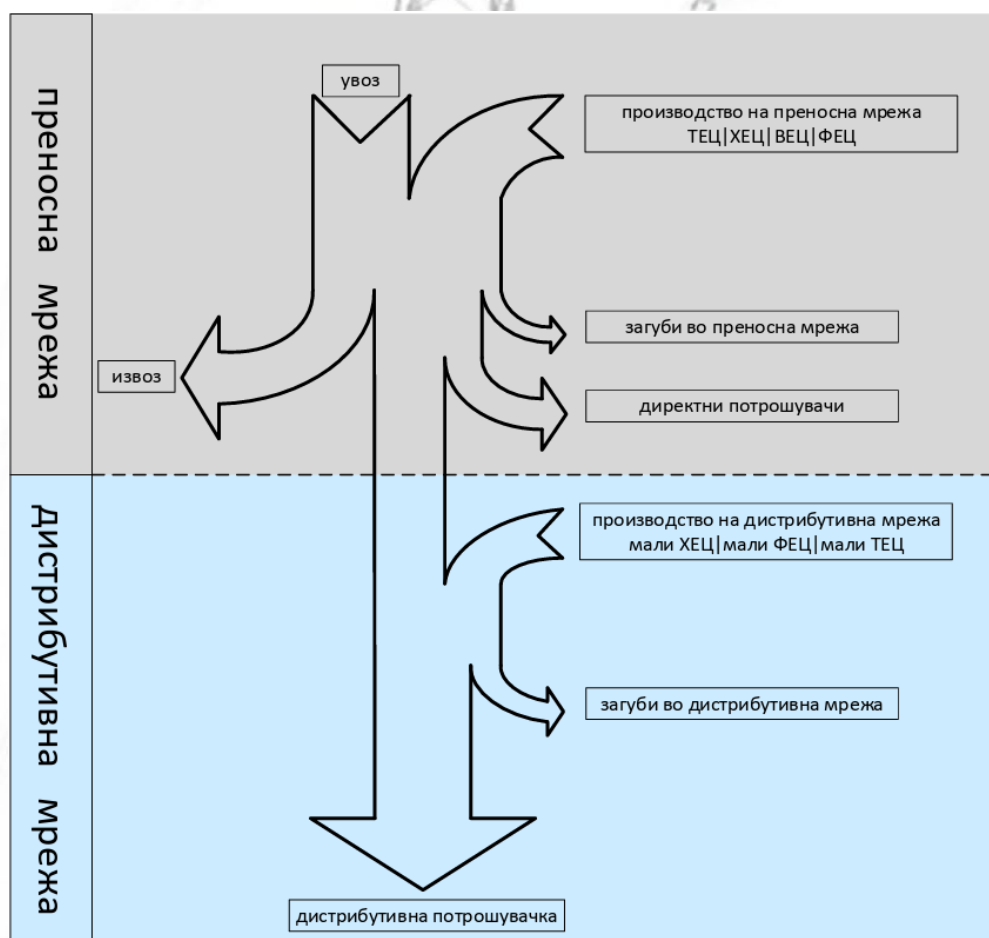
Откако коефициентот на варијација α ќе се стабилизира и покажува минимални промени, моделот се смета за конвергентен, и понатамошни симулации генерално не се потребни. Доколку конвергенцијата не е постигната, се додаваат дополнителни серии на испади на термоцентралите (FO), со што се зголемува бројот на Монте Карло (MC) симулации додека не се постигне стабилност на коефициентот на варијација.

Оценувањето на конвергенцијата е неопходна поради големиот пресметковен период и потребен пресметковен капацитет за извршување на вакви математички сложени пазарни симулации. Овој пристап обезбедува рамнотежа помеѓу релевантноста на резултатите и пресметковниот капацитет на хардверот.

3. СТАТИСТИЧКИ ПОДАТОЦИ

Електроенергетските системи се комплексни системи кои во себе интегрираат повеќе делови, Слика 2. Во ова поглавје прикажани се поединечните категории за билансот на моќности и енергија на македонскиот електроенергетски систем.

- Преносна мрежа:
 - производство на ТЕЦ приклучени на преносната мрежа,
 - производство на ХЕЦ приклучени на преносната мрежа,
 - производство на ОИЕ (ВЕЦ+ФЕЦ) приклучени на преносната мрежа,
 - потрошувачка на директни потрошувачи приклучени на преносната мрежа,
 - загуби во преносната мрежа,
 - нето потрошувачка на дистрибутивните мрежи.
- Дистрибутивна мрежа:
 - нето инјектирана ЕЕ и моќност од преносна мрежа,
 - производство на ЕЕ од електрични центри приклучени на дистрибутивната мрежа,
 - потрошувачка на дистрибутивниот систем,
 - загуби во дистрибутивната мрежа.
- Интерконекции со соседни ЕЕС-и:
 - увоз на ЕЕ и моќност од соседните ЕЕС-и,
 - извоз на ЕЕ и моќност кон соседните ЕЕС-и.



Слика 2. Компоненти на електроенергетскиот систем

3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

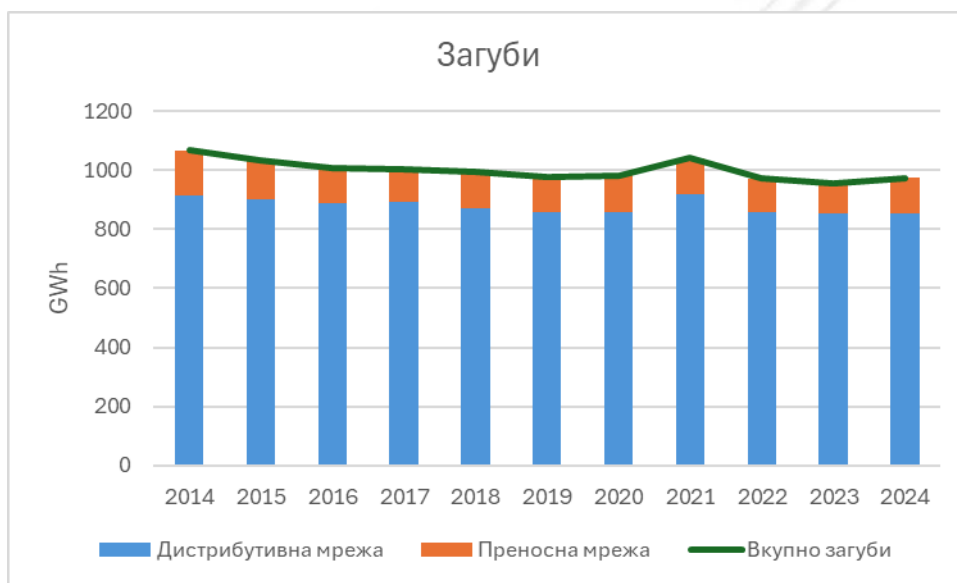
Во ова поглавје се прикажани статистичките податоци поврзани со потрошувачката на електрична енергија во државата, со посебен осврт на историскиот развој и карактеристиките на потрошувачката во изминатиот период. Анализата на податоците овозможува согледување на трендовите во вкупната потрошувачка, сезонските и дневните варијации, како и распределбата по сектори и категории на потрошувачи. Овие информации претставуваат основа за предвидување на идните потреби од електрична енергија и за планирање на соодветен развој на електроенергетскиот систем.

На Слика 3 е дадена вкупната потрошувачка на електрична енергија за изминатиот десет годишен период измерена на преносна мрежа. Вкупната потрошувачка на електрична енергија континуирано опаѓа од 2014 година. Поради намалената потрошувачка на електрична енергија, од една страна, како и поради инвестиции во мрежите од друга страна, се намалуваат загубите во преносната и дистрибутивната мрежа од 1,06 TWh во 2014 година до 0,972 TWh во 2024 година. Потрошувачката на електрична енергија бележи значително намалување од страна на директно приклучените потрошувачи од 1.98 TWh во 2014 година до 0.65 TWh во 2024 година. Потрошувачката на електрична енергија кај корисниците приклучени на дистрибутивната мрежа бележи раст во периодот 2014-2021 со 5,67 TWh, но во периодот 2021-2024 е забележан значителен пад на потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивната мрежа со вкупна потрошувачка од 4.8 TWh во 2024 година што се должи пред се на дистрибуираното производство од малите фотонапонски електрични централи.



Слика 3. Вкупна потрошувачка на ЕЕ

На Слика 4 е прикажан трендот на загубите во преносната и дистрибутивната мрежа во периодот 2014–2024 година. Вкупните загуби се движат околу 950–1050 GWh годишно, со забележливо намалување во последните години. Најголем дел од загубите се јавуваат во дистрибутивната мрежа, додека преносната има релативно мал удел. Сепак, по малото зголемување во 2021 година, се забележува стабилизирање и благо опаѓање на вкупните загуби, што укажува на подобрување на ефикасноста на мрежата.



Слика 4. Загуби на ЕЕ во преносна и дистрибутивна мрежа

На слика 5 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија поделена на:

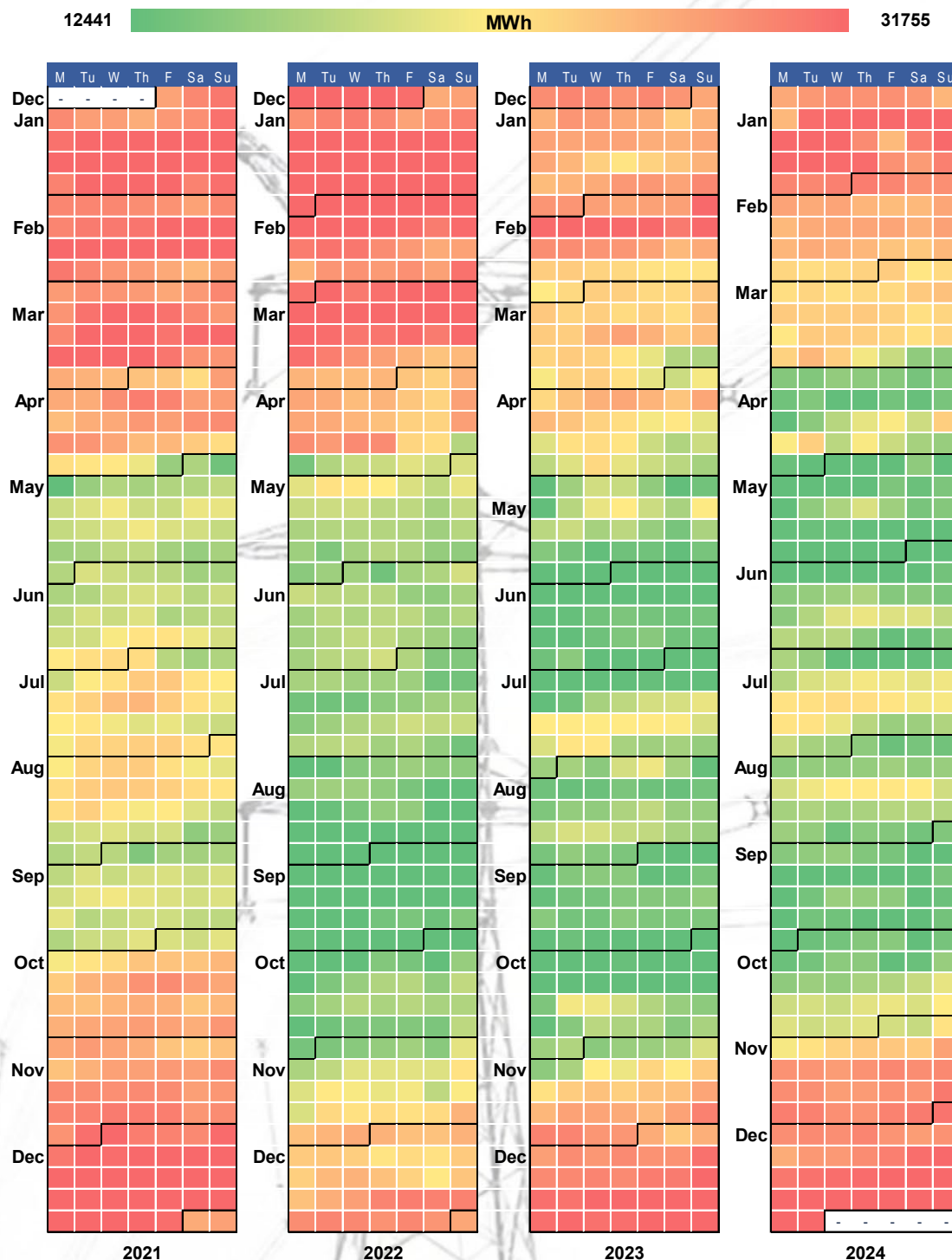
- Дистрибутивна потрошувачка (домаќинства и мали потрошувачи), и
- Директни потрошувачи (индустрија приклучена на преносна мрежа).

Се забележува дека учеството на дистрибутивната потрошувачка расте, додека потрошувачката на директните потрошувачи постепено опаѓа, особено по 2021 година. Овој тренд укажува на слабеење на индустриската активност или зголемена енергетска ефикасност кај големите потрошувачи, додека побарувачката во дистрибуцијата останува стабилна.



Слика 5. Потрошувачка на преносна и дистрибутивна мрежа

Вкупната потрошувачката на електрична енергија измерена на преносна мрежа по денови за периодот 2021-2024 е прикажана на Слика 6.

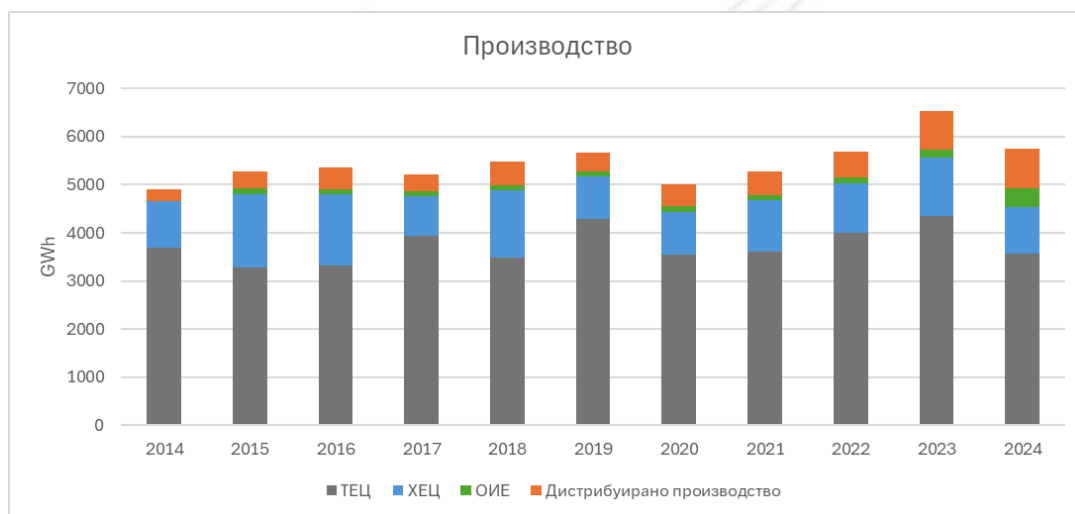


Слика 6. Потрошувачка на ЕЕ по денови

3.2. ПОДАТОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во периодот 2014–2024 година, производството и потрошувачката на електрична енергија во Република Македонија го одразуваат процесот на постепена енергетска трансформација. Анализата ги опфаќа основните трендови на домашното производство, потрошувачката по сектори и промените во структурата на изворите на енергија. Во текот на овој десетгодишен период се забележува постепено намалување на вкупната потрошувачка, стабилизација на производството од

термоелектрани, изразени флукутации кај хидроенергијата и постојан раст на обновливите извори, особено по 2020 година.



Слика 7. Производство на ЕЕ

Производството од термоелектраните останува доминантен извор, но со тенденција на опаѓање, главно поради намалување на производството во РЕК Битола и ограничената улога на ТЕЦ Неготино. Иако комбинираната гасна централа ТЕ-ТО ја демонстрира својата флексибилност и сигурност, севкупното производство од фосилни горива бележи пад од над 10% во споредба со почетокот на периодот, што укажува на постепен поместувачки тренд кон поодржливи извори на енергија.

Хидроенергијата останува клучен, но силно варијабилен сегмент на производството, подложен на хидролошките услови и управувањето со акумулациите. Во најповолни години, како 2015 и 2023, хидроцентралите оствариле значително повисок придонес, додека во сушни години нивното учество се намалува за повеќе од половина.

Паралелно, производството од обновливи извори бележи константен раст – со приклучување на нови ветерни и соларни центри на преносно ниво, како и експанзија на дистрибуираното производство (DG) од помали фотоволтаични системи и биогаз постројки.

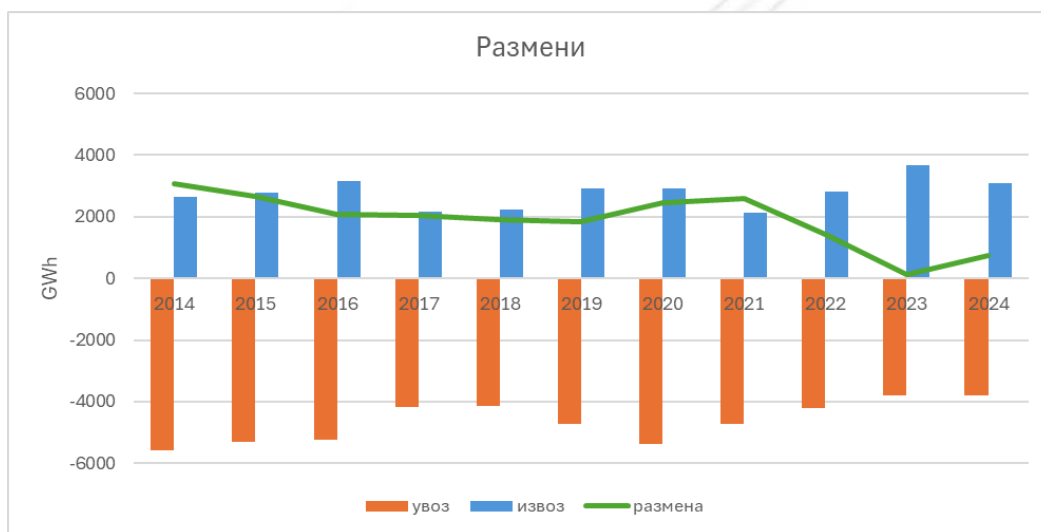
Вкупниот тренд укажува на постепено намалување на зависноста од јаглен и зголемено учество на флексибилни и обновливи извори, што го менува енергетскиот микс на земјата и го зголемува степенот на енергетска одржливост. Овие промени, придружени со раст на енергетската ефикасност и нови инвестициски иницијативи, ја поставуваат Македонија на пат кон стабилна и нискојаглеродна енергетска иднина.

3.3. ПОДАТОЦИ ЗА РАЗМЕНА СО СОСЕДНИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во изминатата деценија, енергетската рамнотежа на Република Македонија укажува на постепена транзиција на електроенергетскиот систем, обележана со намалување на вкупната потрошувачка на електрична енергија, зголемено учество на обновливите извори и промената динамика на прекуграничната размена. Во периодот 2014–2024 година се забележува континуиран пад на потрошувачката – од околу 8.000 GWh на приближно 6.500 GWh, што е резултат на намалена индустриска активност, подобрување на енергетската ефикасност и зголемено користење на дистрибуирани фотоволтаични системи, особено по 2021 година.

Домашното производство се движи во опсег од 5.000 до 6.500 GWh годишно, со изразена зависност од хидролошките услови и снабдувањето со горива. Зголемената интеграција на ОИЕ во

изминативе години придонесе за значително намалување на потребата од увоз и постигнување речиси енергетска независност во 2023 година.



Слика 8. Увоз, извоз и нето размени со соседните ЕЕС

Во однос на прекуграничната размена, обемот на нето размени со соседните ЕЕС бележи постепен пад од над 3.000 GWh во 2014 година на околу 730 GWh во 2024 година. Од 2022 година натаму, нето-размените значително се намалуваат, паралелно со опаѓањето на индустриската потрошувачка и растот на локалното производство од сончеви центри. Во 2023 година се забележува зголемен извоз – над 3.600 GWh – како резултат на поволни услови за производство од обновливи извори и намалена домашна побарувачка. Овие трендови ја потврдуваат сè поголемата улога на домашните капацитети од обновливи извори.

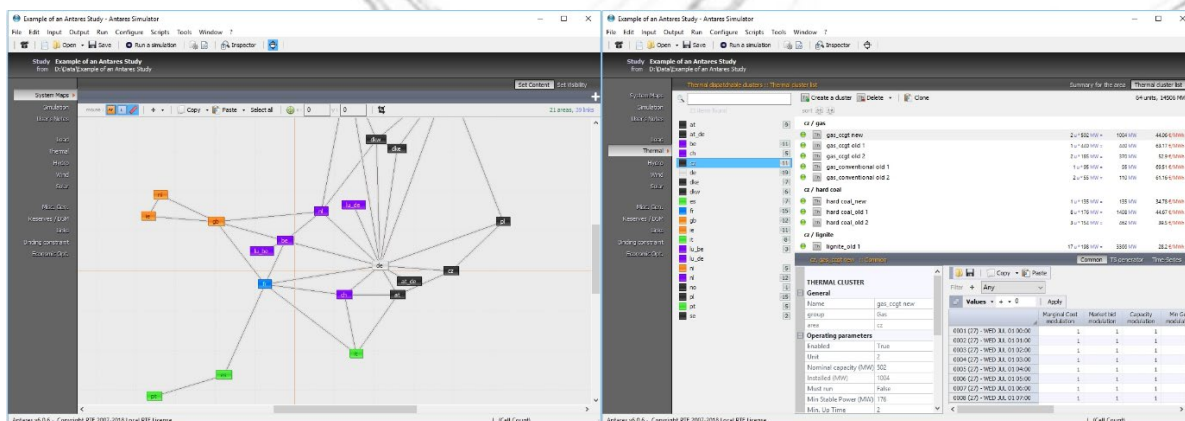


Слика 9. Биланс на ЕЕС

4. ПАЗАРЕН СИМУЛАТОР, ГЕОГРАФСКИ ОПФАТ И ВРЕМЕНСКИ ХОРИЗОНТ

4.1. ANTARES – СИМУЛАТОР ЗА ПАЗАРНО МОДЕЛИРАЊЕ

Пазарните анализи ќе се изведуваат со помош на софтверот ANTARES, развиен од RTE, наменет за анализа на електроенергетскиот пазар, адекватноста и функционирањето на електроенергетскиот систем.



Слика 10. Графички интерфејс на ANTARES

Antares-Simulator претставува напреден, open-source софтвер развиен од францускиот оператор на преносен систем RTE, наменет за симулација и анализа на електроенергетски системи. Софтверот овозможува детална проценка на адекватноста на снабдувањето и економската ефикасност на електроенергетскиот пазар, преку моделирање на производството, потрошувачката и преносните капацитети на регионално и национално ниво. Благодарение на својата достапност и флексибилност, Antares-Simulator се користи од оператори на системи, истражувачки институции и консултанти во повеќе европски земји.

Основната цел на софтверот е да изврши оптимизација на економскиот диспечинг врз принципот на максимизација на општествената благосостојба, земајќи ги предвид техничките и економските ограничувања на производните единици и преносната мрежа. Во рамки на симулациите, се анализираат параметри како хидролошки приливи и карактеристики на хидроелектраните, оперативни податоци за термоелектраните, варијабилноста на ветерната и сончевата енергија, хронолошки профили на оптоварување и расположливите прекугранични капацитети за размена.

Процесот за креирање на пазарниот модел за оваа анализа беше поддржан од RTE International (RTEi), како консултанти, ангажирани преку грант од Француската развојна банка (AFD). Со нивната експертиза, моделот беше прилагоден на националните специфики и обезбеди прецизни резултати за анализа на пазарот, адекватноста и влијанието на обновливите извори во електроенергетскиот систем.

Antares-Simulator користи Монте Карло методологија, која овозможува анализа на голем број сценарија со различни временски и пазарни услови, вклучувајќи промени во хидролошките параметри, потрошувачката или цените на горивата. Со временска резолуција од еден час (8760 часови годишно), софтверот може реалистично да ја претстави динамиката на пазарот и да ја процени сигурноста на снабдувањето во различни услови. Поради својата прецизност и отвореност, тој претставува стандардна алатка за анализа на адекватност и интеграција на обновливи извори, како и основа за стратешко планирање и развој на енергетски политики.

4.2. ГЕОГРАФСКИ ПЕРИМЕТАР НА ПАЗАРНИОТ МОДЕЛ

Географскиот периметар на оваа студија за адекватност на ресурсите е усогласен со географскиот периметар на ERAA. Рамката на ERAA ја оценува адекватноста на системот на пан-европско ниво.



Слика 11: Периметар на моделирање (извор: ERAA)

Оваа студија експлицитно моделира вкупно 35 земји и прекуграничните поврзувања меѓу зоните. Некои од земјите се дополнително поделени на повеќе зони со цел да се одразат нивните специфични пазарни структури и регулаторни рамки. Ваквата грануларност му овозможува на моделот попрецизно да ги долови регионалните разлики во карактеристиките на системот, пазарното однесување и ограничувањата во преносот.

4.3. ВРЕМЕНСКИ ХОРИЗОНТ

Оваа студија ќе анализира три временски хоризонти: краткорочен, среднорочен и долгорочен планирачки хоризонт. Краткорочниот планирачки хоризонт овозможува проценка на непосредните предизвици во адекватноста на ресурсите, како што се промени во побарувачката и достапноста на производствените капацитети. Среднорочниот и долгорочниот планирачки хоризонт овозможува анализа на подолгорочни трендови, вклучително транзицијата кон обновливи извори и намалувањето на емисиите на јаглерод диоксид, економската одржливост на инвестициите и интеграцијата на нови технологии како што се складирањето на енергија и паметните мрежи. Овие хоризонти се усогласени со методологијата на ERAA, која проценува адекватност на ресурсите на пан-европско ниво.

5. СЦЕНАРИЈА

За проценка на адекватноста на ресурсите во електроенергетскиот систем на Република Македонија во различни временски хоризонти, дефинирани се национални сценарија кои ги одразуваат можните идни развојни патишта на производните капацитети и на потрошувачката на електрична енергија. Овие сценарија се засновани на официјални стратешки документи, вклучувајќи ја Националната стратегија за развој на енергетиката до 2040 година, NECP, TYNDP и ERAA на ENTSO-E.

Во рамките на студијата се разгледуваат две сценарија за генераторски профил (Сценарио А и Сценарио Б), кои се разликуваат по структурата, обемот и динамиката на интеграцијата на нови производствени капацитети, особено во делот на обновливите извори на енергија (ОИЕ) и транзицијата од фосилни горива. И двете сценарија претпоставуваат постепено пензионирање на постојните термоелектрани на јаглен согласно националните планови за декарбонизација, но се разликуваат во брзината и обемот на интеграција на сончеви, ветерни и хидро капацитети, како и во развојот на гасни постројки за флексибилност.

За потрошувачката е дефинирано едно референтно сценарио, кое е директно усогласено со податоците од ERAA и TYNDP на ENTSO-E. Со ова се обезбедува целосна хармонизација со пан-европската методологија за проценка на адекватност и овозможува споредливост на резултатите со соседните земји.

Комбинацијата на двете сценарија за развој на производните капацитети со сценарио за потрошувачка резултира со два симулациски случаи, кои се анализираат во ANTARES за сите планирачки хоризонти. Во продолжение се детално опишани карактеристиките на секое сценарио.

5.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПРОИЗВОДСТВО

Во оваа студија за проценка на адекватноста на ресурсите, дефинирани се две сценарија за развој на производствените капацитети за двата планирачки хоризонти. Овие сценарија се засноваат на различни претпоставки за еволуцијата на производствениот микс, пуштањето во погон на нови капацитети, степенот на интеграција на обновливите извори на енергија и нивото на декарбонизација. Секое сценарио претставува внатрешно конзистентен развоен пат на електроенергетскиот сектор, усогласен со националните енергетски и климатски цели, како и со релевантните регионални трендови и политики.

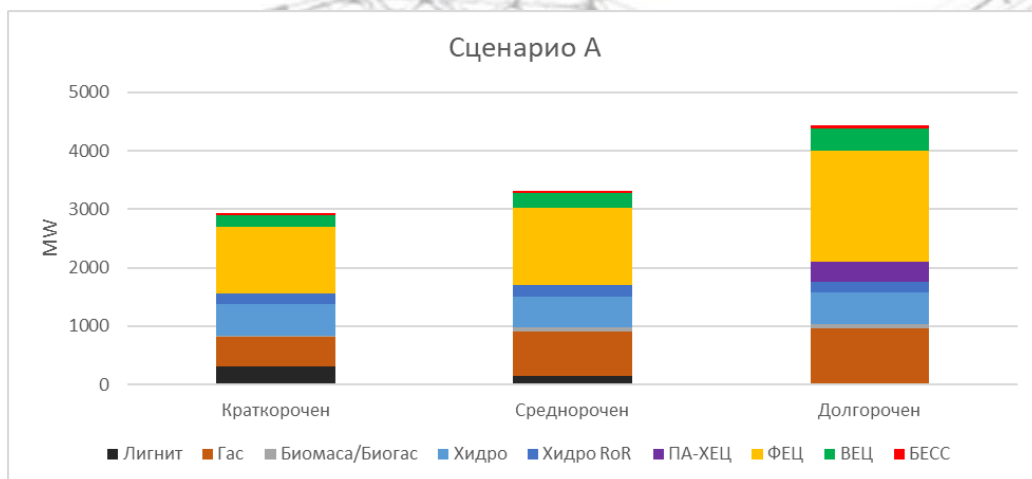
5.1.1. СЦЕНАРИО А

Сценарио А претставува референтно развојно сценарио на производните капацитети во македонскиот електроенергетски систем, целосно усогласено со националните политики и стратегии. Ова сценарио ги зема предвид тековните национални планови за декарбонизација, интеграција на обновливите извори и обезбедување на системска сигурност преку балансираните инвестиции во флексибилни капацитети. Во него се предвидува постепено пензионирање на термоелектраните на јаглен и нивна замена со нови гасни електрани како и паралелна интеграција на сончеви и ветерни централи.

Генераторскиот микс за Сценарио А е претставен на следната табела и Слика 12.

Табела 1. Инсталирани капацитети – Сценарио А

| | Хоризонт [MW] | | |
|----------------|---------------|-------------|------------|
| | Краткорочен | Среднорочен | Долгорочен |
| Лигнит | 300 | 150 | 0 |
| Гас | 509 | 759 | 959 |
| Биомаса/Биогас | 31 | 61 | 71 |
| Хидро | 539 | 539 | 539 |
| Хидро RoR | 180 | 189 | 189 |
| ПА-ХЕЦ | 0 | 0 | 333 |
| ФЕЦ | 1146 | 1316 | 1916 |
| ВЕЦ | 200 | 256 | 376 |
| БЕСС | 30 | 50 | 50 |



Слика 12. Генераторски мик – Сценарио А

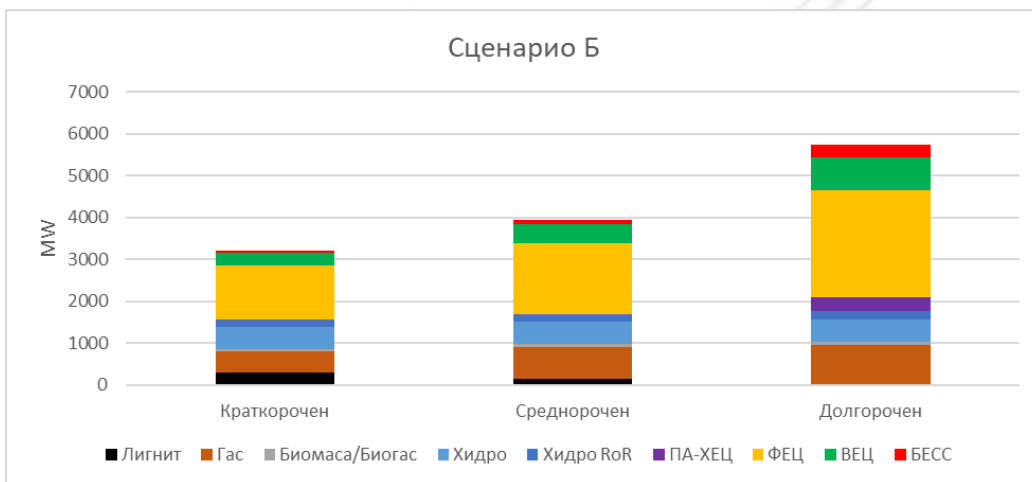
5.1.2. СЦЕНАРИО Б

Сценарио Б претставува амбициозно сценарио за развој на производствените капацитети, со акцент на зголемена интеграција на обновливи извори на електрична енергија. Развојот на конвенционалните производни капацитети во ова сценарио ги следи националните политики и стратегии но со значително поголем обем на сончеви и ветерни центри, проследено со батериски системи за складирање на електрична енергија.

Генераторскиот мик за Сценарио А е претставен на следната табела и Слика 13.

Табела 2. Инсталирани капацитети – Сценарио А

| | Хоризонт [MW] | | |
|----------------|---------------|-------------|------------|
| | Краткорочен | Среднорочен | Долгорочен |
| Лигнит | 300 | 150 | 0 |
| Гас | 509 | 759 | 959 |
| Биомаса/Биогас | 31 | 61 | 71 |
| Хидро | 539 | 539 | 539 |
| Хидро RoR | 180 | 189 | 189 |
| ПА-ХЕЦ | 0 | 0 | 333 |
| ФЕЦ | 1300 | 1700 | 2550 |
| ВЕЦ | 309 | 448 | 803 |
| БЕСС | 50 | 100 | 300 |



Слика 13. Генераторски микс – Сценарио А

5.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОТРОШУВАЧКА

Во студија се користи едно сценарио за потрошувачка, кое претставува референтен развоен пат за проекцијата на потрошувачката на електрична енергија. Сценариото е усогласено со методологијата и претпоставките применети во студијата ERAA 2025, што овозможува конзистентност и споредливост на резултатите со европските анализи на адекватност. Овој пристап обезбедува реалистична основа за оценка на сигурноста на снабдувањето во различни услови на развој на производствените капацитети и пазарните околности.

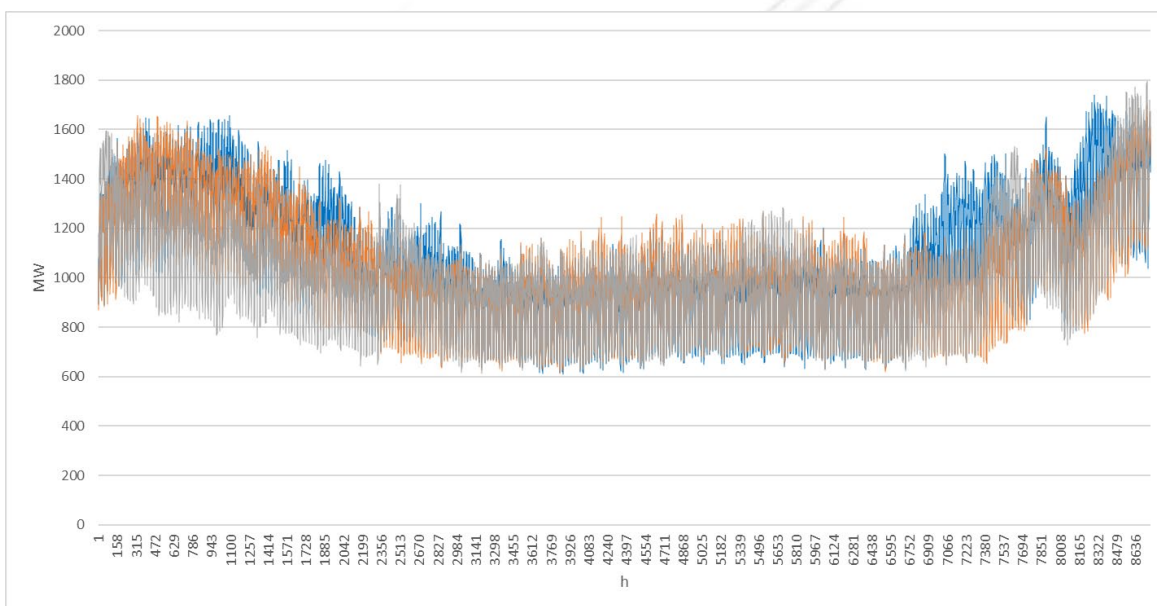
Потрошувачката на електрична енергија е зависна од климатските параметри. Во оваа студија потрошувачката е моделирана како климатски зависна варијабла, со цел да се одрази влијанието на температурните и сезонските услови врз потрошувачката. За таа цел, во студијата се опфатени вкупно 36 различни климатски години, при што секоја година има свој специфичен часовен профил на потрошувачка. Овој пристап овозможува реалистично претставување на варијациите во побарувачката и подобра проценка на сигурноста на снабдувањето под различни временски услови.



Слика 14. Вкупна потрошувачка на ЕЕ по климатска година – краткорочен хоризонт

Оваа потрошувачка претставува вкупна потрошувачка на целиот електроенергетски систем (потрошувачи приклучени на преносна и дистрибутивна мрежа) со вклучени загуби на електрична енергија и без компензација од производство од дистрибуираните електрични центри.

Часовните криви за потрошувачката на електрична енергија за неколку климатски години е дадена на следната слика.



Слика 15. Часовни криви за потрошувачка

За краткорочен планирачки хоризонт, минималната часовна потрошувачка за сите климатски години која се јавува во пролетните периоди изнесува околу 600 MW, додека пак максималната часовна потрошувачка типична за зимските месеци изнесува околу 1840 MW.

За среднорочен планирачки хоризонт, минималната часовна потрошувачка за сите климатски години која се јавува во пролетните периоди изнесува околу 640 MW, додека пак максималната часовна потрошувачка типична за зимските месеци изнесува околу 1930 MW.

За долгорочен планирачки хоризонт, минималната часовна потрошувачка за сите климатски години која се јавува во пролетните периоди изнесува околу 700 MW, додека пак максималната часовна потрошувачка типична за зимските месеци изнесува околу 2150 MW.

6. ПОДАТОЦИ

6.1. RECD – КЛИМАТСКА БАЗА НА ПОДАТОЦИ

За моделирање на сите климатски-зависни параметри во оваа студија се користи пан-европската климатска база (RECD). RECD е сеопфатна база на податоци која обезбедува климатски и енергетски променливи за историски и идни периоди со висока просторна и временска резолуција, која содржи податоци за клучни метеоролошки параметри како температура, брзина на ветер и соларна радијација за целиот европски континент.

RECD служи како основа за моделирање на часовните профили на потрошувачка и производство од обновливи извори на енергија, обезбедувајќи реалистично претставување на варијациите предизвикани од климатските услови. Во оваа студија се користат вкупно 36 различни климатски години.

Климатски податоци

Часовна резолуција

- температура на воздух на 2м (TA)
- Брзина на ветер на 10м (WS10)
- Брзина на ветер на 100м (WS100)
- Глобална соларна ирадијација (GHI)

Дневна резолуција

- Вкупно врнежи (TP)

Неделна резолуција

Енергетски податоци

Часовна резолуција

- Производство од ВЕЦ на копно (WON)
- Производство од ВЕЦ во море (WOF)
- Производство од ФЕЦ (SPV)
- Производство од концентрирани сончеви електрани (CSP)

Дневна резолуција

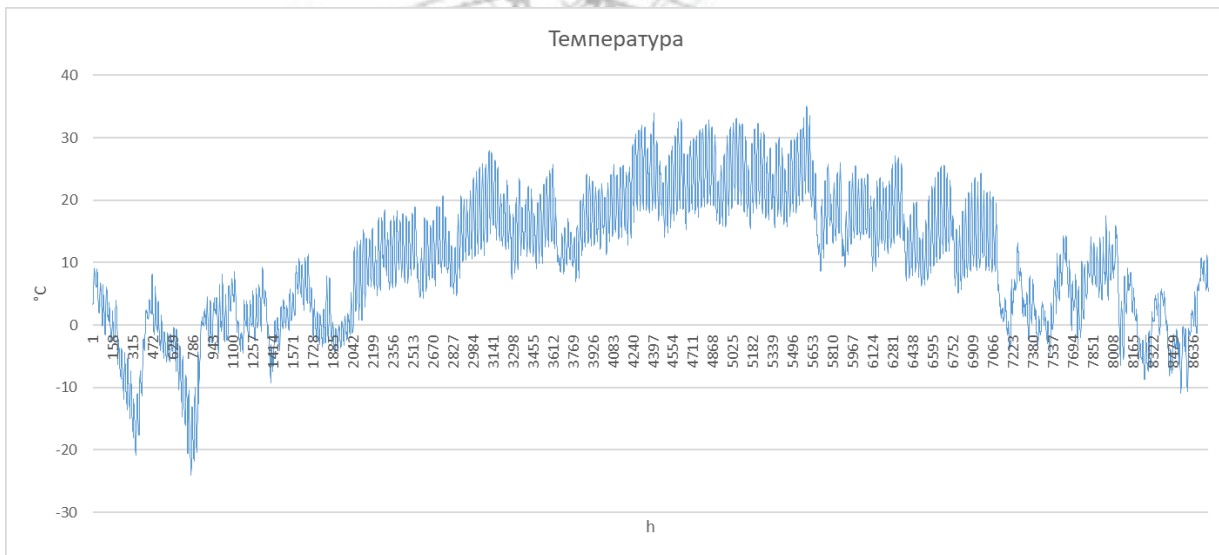
Неделна резолуција

- ХЕЦ со акумулација - производство (HRG)
- ХЕЦ со акумулација - дотоци (HRI)
- Проточни ХЕЦ - производство (HRO)
- Проточни ХЕЦ - дотоци (HRR)
- Проточни ХЕЦ со мала акумулација - производство (HPO)
- Проточни ХЕЦ со мала акумулација - дотоци (HPI)
- Пумпно-акумулациони ХЕЦ - дотоци (HOL)

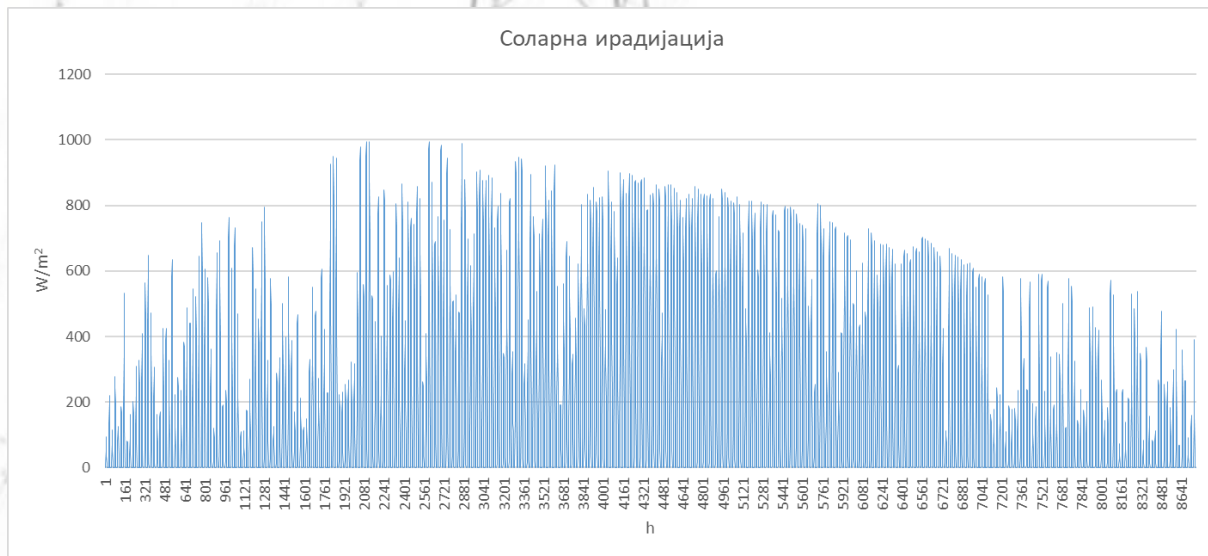
На следните слики се дадени климатските податоци за Македонија со часовна резолуција за една климатска година.



Слика 16. Брзина на ветер (PECD)



Слика 17. Температура (PECD)



Слика 18. Соларна ирадијација

6.2. PEMMDB – БАЗА НА ПОДАТОЦИ ЗА ЕВРОПСКИ ПАЗАРЕН МОДЕЛ

PEMMDB (Pan-European Market Modeling Data Base) претставува клучна алатка на ENTSO-E за моделирање на европскиот пазарен модел во рамките на ERAA. Оваа база на податоци се користи за симулација на пазарните динамики, вклучувајќи капацитети за производство, побарувачка, преносни ограничувања и прекугранични капацитети низ 34 европски земји. Во оваа студија ќе се користат податоци од последната ажурирана PEMMDB база, наменета за едицијата ERAA 25 и TYNDP 26.

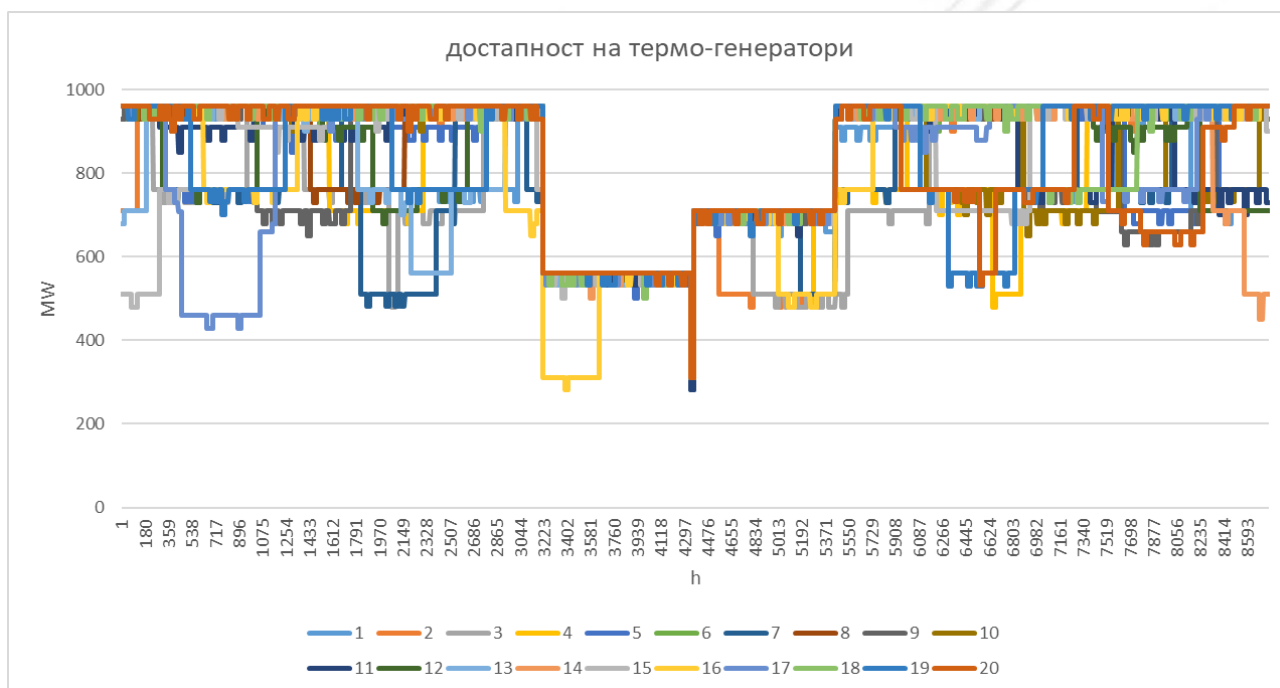
PEMMDB е базирана на National Trends сценариото на ENTSO-E, кое служи како референтна основа за проценки на среднорочни и долгорочни трендови во енергетскиот сектор. National Trends (NT) сценариото ги интегрира постоечките и очекуваните развојни планови, фокусирајќи се на транзицијата кон обновливи извори и декарбонизација. Во контекст на TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) и ERAA, ова сценарио се користи за да се симулираат пазарните услови врз основа на реални национални политики.

NT сценариото е креирано директно врз основа на Националните планови за енергија и клима (NECP) на земјите-членки на ЕУ. Овие планови, поднесени од секоја земја, ги дефинираат целите за енергија и клима, вклучувајќи мерки за емисии, обновливи извори и ефикасност. PEMMDB ги собира и хармонизира овие податоци од NECP за да создаде кохерентен пан-европски модел. Користењето на оваа податочна база обезбедува усогласеност во моделирањето во ANTARES со националните приоритети и европските цели за климатска неутралност.

Податочната база PEMMDB има модуларна структура и е составена од повеќе категории со датотеки за секоја земја:

- Производни капацитети – датотеки со технички и економски податоци за термо-генераторите
- Производни капацитети – датотеки со технички и економски податоци за хидроцентралите и резервоарите
- Производни капацитети – датотеки со технички и економски податоци за ОИЕ
- Преносни капацитети - датотеки со технички податоци за интерконекциите
- Складишта – датотеки со технички и економски податоци за батериски систем, DSR, водород итн.

Производните капацитети, особено термо-генераторите, се моделирани со сите свои технички и економски параметри. Дополнително, со користење на ANTARES симулаторот, креирани се 20 различни временски серии за случајни испади. Достапноста на термо-генераторите е прикажана на следната слика.



Слика 19. Достапност на термо-генераторите – долгорочен хоризонт

NTC претставува нето преносен капацитет меѓу две пазарни зони и е клучен параметар во ANTARES за симулација на прекуграничните размени. Во оваа студија, NTC вредностите се преземени од PEMMDB. За секоја интерконекција се дефинирани часовни профили, земајќи ги предвид планираните исклучувања и техничките ограничувања.

Моделирањето на NTC е двосмерно – во секој час, текот може да биде во било која насока, оптимизиран според маргиналните цени во двете зони.

Просечните вредности на интерконективните капацитети на Македонија со соседните електроенергетски системи се прикажани на следната табела.

Табела 3. Просечни NTC капацитети

| Насока | | Хоризонт [MW] | | |
|--------|-----|---------------|-------------|------------|
| Од: | До: | краткорочен | среднорочен | долгорочен |
| BG | MK | 500 | 500 | 500 |
| MK | BG | 400 | 400 | 400 |
| MK | GR | 650 | 850 | 850 |
| GR | MK | 650 | 1100 | 1100 |
| MK | AL | 0 | 500 | 500 |
| AL | MK | 0 | 500 | 500 |
| MK | RS | 800 | 800 | 800 |
| RS | MK | 600 | 600 | 600 |

6.3. ПРЕТПОСТАВКИ

За потребите на пазарното моделирање неопходно е дефинирање на соодветни влезни претпоставки кои обезбедуваат реална основа за симулација на функционирањето на електроенергетскиот систем. Меѓу најзначајните од нив се цените на горивата и CO₂, кои имаат директно влијание врз маргиналните трошоци на производните капацитети. Овие трошоци ја определуваат позицијата на секоја единица во merit order-от, кој го диктира редоследот на активирање на електраните за задоволување на побарувачката за електрична енергија. На тој начин, merit order-от е клучен фактор за оперативните стратегии на термоцентралите, нивната ефикасност и

остварените приходи на пазарот. Во табелата подолу се прикажани избрани вредности за цените на горивата и CO₂, согласно ERAA.

Табела 4. Цена на горива и CO₂

| Параметар | Eur/ton | | |
|--|-------------|-------------|------------|
| | краткорочен | среднорочен | долгорочен |
| CO ₂ | 105 | 136 | 157 |
| Hydrogen | 22.18 | 23.47 | 21.69 |
| Light oil | 15.73 | 16.33 | 15.55 |
| Heavy oil | 12.9 | 13.39 | 12.76 |
| Shale oil | 2.16 | 2.16 | 2.65 |
| Natural Gas | 6.77 | 6.22 | 5.95 |
| Hard coal | 2.59 | 2.34 | 2.21 |
| Lignite G1 (BG - MK - CZ) | 1.63 | 1.63 | 1.63 |
| Lignite G2 (SK - DE - RS - PL - ME - UKNI - BA - IE) | 2.09 | 2.09 | 2.09 |
| Lignite G3 (SL - RO - HU) | 2.75 | 2.75 | 2.75 |
| Lignite G4 (GR - TR) | 3.6 | 3.6 | 3.6 |
| Nuclear | 1.95 | 1.95 | 1.95 |

Во недостиг на Критериум за доверливост за Македонија треба да се претпостави вредност на параметарот VoLL. VoLL е параметарот за Вредност на неиспорачана електрична енергија и претставува клучна вредност за спроведување на пазарни симулации. Во оваа студија се претпоставува вредност за параметарот VoLL = 3000 €/MWh за секоја моделирана зона. Користењето на различни вредности за VoLL меѓу зоните може да резултира со различна економска вредност на неиспорачана енергија во пазарниот модел: зоните со повисока вредност на VoLL имаат повисоки цени при недостиг на енергија и со тоа привлекуваат повеќе увоз на електрична енергија и нови инвестиции и остваруваат повисока сигурност, додека зоните со понизок VoLL “прифаќаат” релативно повеќе неиспорачана енергија по пониска економска цена.

Вредностите на параметарот LOLE за европските земји со официјално објавени Критериуми за доверливост (RS) се дадени во следната табела.

Табела 5. Критериум за доверливост – ЕУ земји

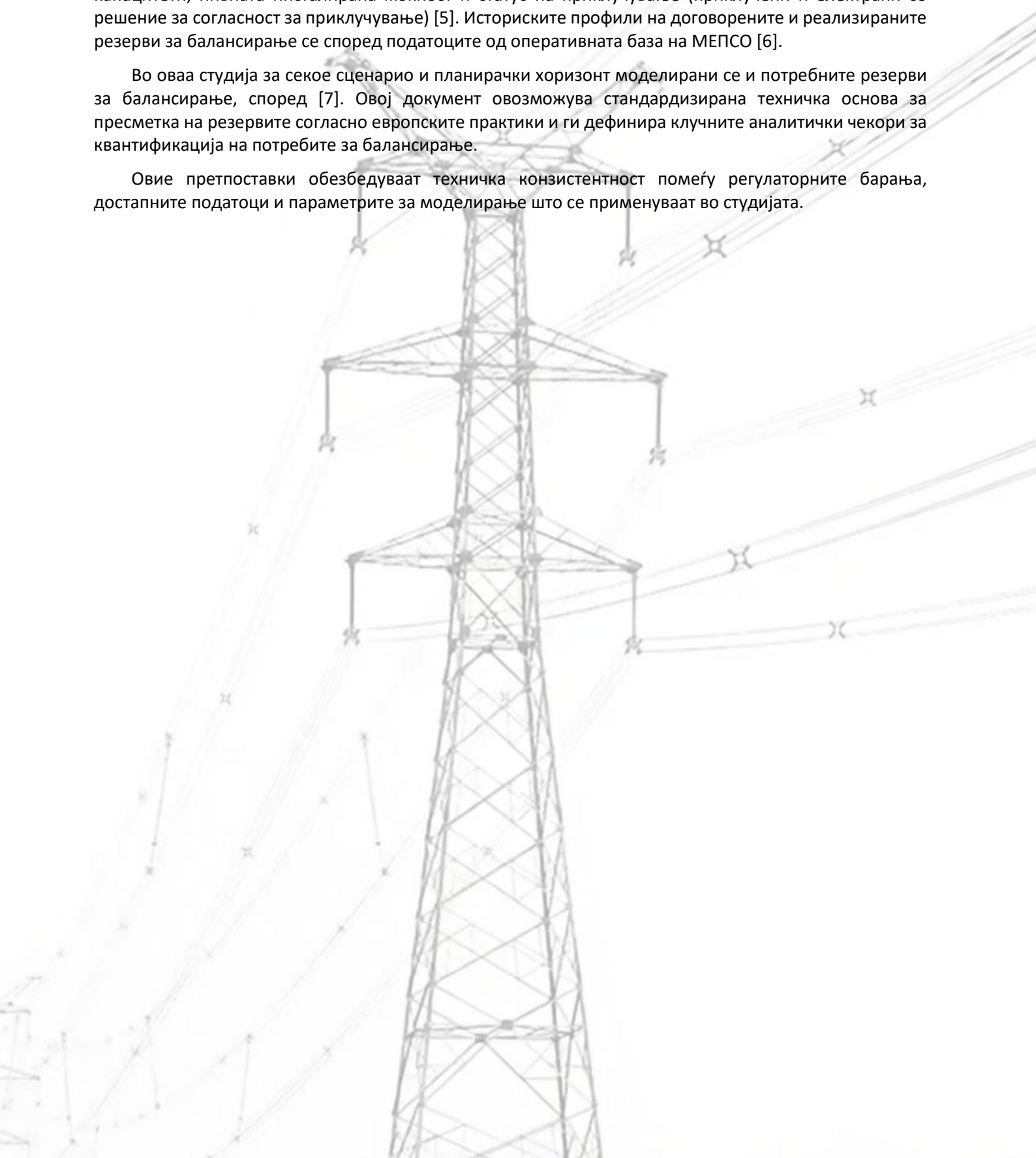
| Земја | Индикатор | Вредност |
|-----------------|---------------------|-----------|
| Белгија | LOLE (часа/годишно) | 3.0 |
| Кипар | LOLE (часа/годишно) | 15.0 |
| Чешка Република | LOLE (часа/годишно) | 6.7 |
| Естонија | LOLE (часа/годишно) | 8.0 |
| Финска | LOLE (часа/годишно) | 2.1 |
| Франција | LOLE (часа/годишно) | 2.0 |
| Германија | LOLE (часа/годишно) | 2.8 |
| Грција | LOLE (часа/годишно) | 3.0 |
| Ирска | LOLE (часа/годишно) | 3.0 |
| Италија | LOLE (часа/годишно) | 3.0 |
| Луксембург | LOLE (часа/годишно) | 2.8 |
| Холандија | LOLE (часа/годишно) | 4.0 |
| Северна Ирска | LOLE (часа/годишно) | 4.9 |
| Полска | LOLE (часа/годишно) | 3.0 |
| Португалија | LOLE (часа/годишно) | 5.0 |
| Шведска | LOLE (часа/годишно) | 1.0 |
| Шпанија | LOLE (часа/годишно) | 0.94-1.82 |

Во недостиг на Критериум за доверливост за Македонија, се претпоставува вредност за параметарот LOLE ≤ 3 часа/годишно—кој е добиен како медијана на досега објавените RS од земјите членки на Европската Унија. Оваа вредност на LOLE се користи како референтна граница. LOLE од 3 часа одговара на доверливост на системот од приближно 99,965%, што значи дека снабдувањето со електрична енергија би било обезбедено за поголемиот дел од времето, со многу ограничен очекуван дефицит.

Претпоставките во моделите се дефинирани врз основа на податоци и методолошки извори кои ги опфаќаат барањата од Законот за енергетика, при што земени се предвид производните капацитети, нивната инсталирана моќност и статус на приклучување (приклучени и електрани со решение за согласност за приклучување) [5]. Историските профили на договорените и реализираните резерви за балансирање се според податоците од оперативната база на МЕРСО [6].

Во оваа студија за секое сценарио и планирачки хоризонт моделирани се и потребните резерви за балансирање, според [7]. Овој документ овозможува стандардизирана техничка основа за пресметка на резервите согласно европските практики и ги дефинира клучните аналитички чекори за квантификација на потребите за балансирање.

Овие претпоставки обезбедуваат техничка конзистентност помеѓу регулаторните барања, достапните податоци и параметрите за моделирање што се применуваат во студијата.



7. ПАЗАРЕН МОДЕЛ

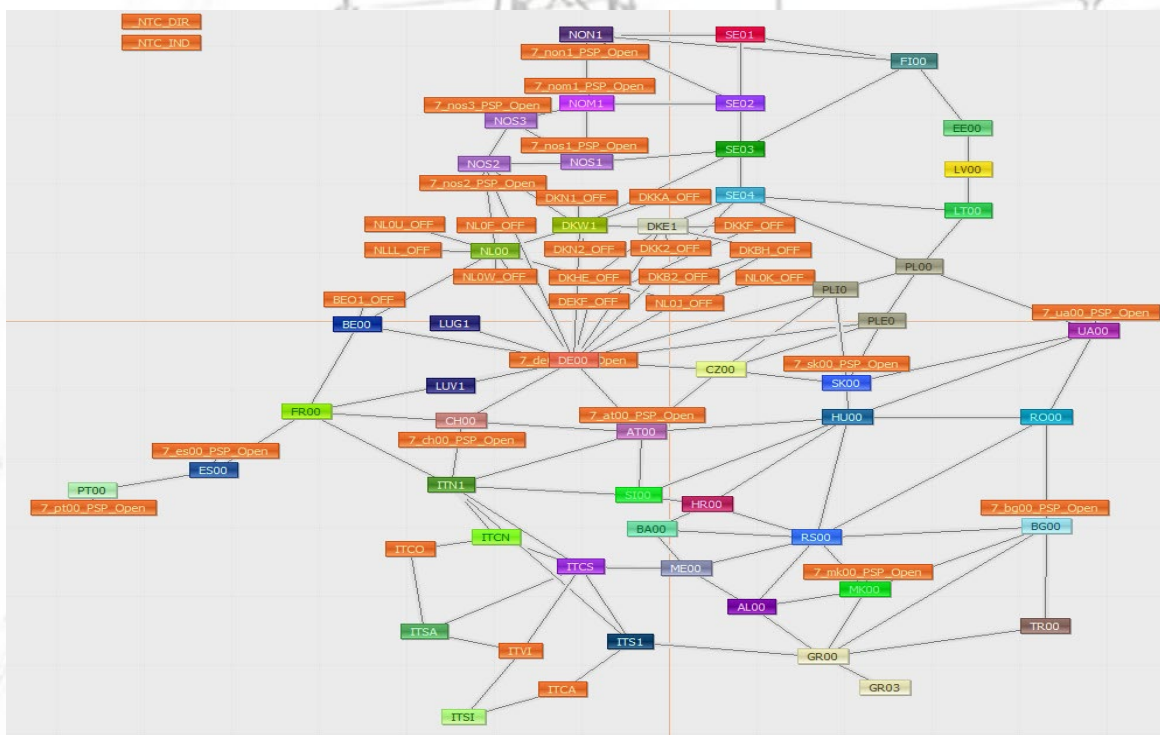
Во оваа студија креирани се пазарни модели во ANTARES за секое сценарио и временски хоризонт, овозможувајќи детална симулација на електроенергетските услови во Македонија и пошироко во Европа. Европскиот пазарен модел е целосно усогласен со ENTSO-E податочните бази PECD (Pan-European Climate Database) и PEMMDB (Pan-European Market Database), кои обезбедуваат сеопфатни климатски, технички и економски податоци, вклучувајќи часовни криви за 36 климатски години и детални технички и економски за капацитетите за производство, потрошувачка и интерконекции. Со интегрирање на податоци од PEMMDB и PECD, моделот ги опфаќа сите релевантни фактори – од климатски варијации до технички ограничувања на центри и интерконекции – и овозможува пробабилистичка проценка на идните состојби на системот. Националниот пазарен модел, од друга страна, развиен според сценаријата опишани во Поглавје 5 е интегриран во европскиот пазарен модел. Графичкиот приказ на пазарниот модел во Antares е прикажан на следната слика.

Пазарниот модел во Antares ги вклучува сите европски земји, од кои некои се поделени на повеќе пазарни зони со цел да се доловат внатрешните преносни ограничувања и пазарните разлики. Македонија е моделирана како единствена пазарна зона (МК), целосно поврзана со соседите преку дефинирани NTC капацитети. Оваа структура овозможува реално прикажување на прекуграничните текови, особено во критични зимски периоди кога побарувачката е висока, а производството од ОИЕ ниско.

Потрошувачката е моделирана како климатски зависна променлива, со 36 различни часовни профили базирани на историски метео-податоци (PECD), што овозможува реално прикажување на зимските максимуми и летните минимуми.

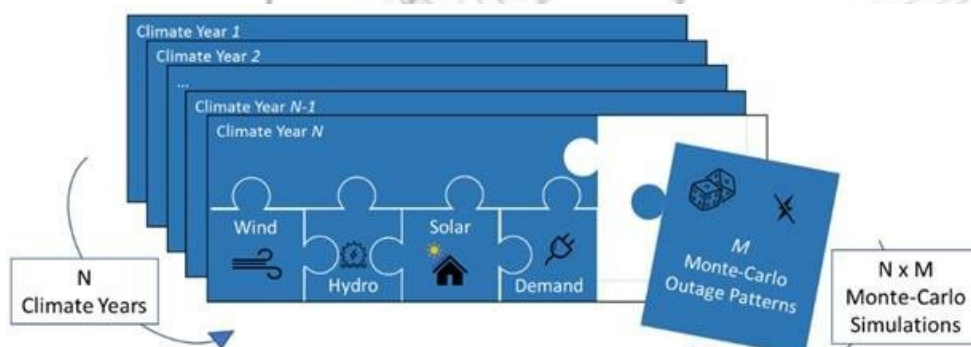
Термоелектраните се моделирани со целосен сет технички и економски параметри: номинална и минимална моќност, трошоци за старт, веројатност за присилни испади и планирани одржувања.

Хидроелектраните се поделени на акумулациски (со резервоари и сезонско управување) и проточни, со профили засновани на PECD хидролошките серии. ОИЕ профилите (сонце и ветер) се моделирани со податоци од PECD базата, обезбедувајќи висока географска точност.



Слика 20. Пазарен модел во Antares – долгорочен планирачки хоризонт

Пробабилитичката димензија на моделот се постигнува преку Монте Карло методологија со 720 симулации по сценарио и хоризонт. Секоја симулација комбинира една од 36-те климатски години со една од 20-те стохастички серии на испади на термоцентрали, создавајќи широк спектар на можни идни состојби – од екстремно сушни зимски периоди со испади на клучни централи, до поволни години со високо производство од ОИЕ. Овој пристап овозможува квантитативна проценка на ризикот и идентификување на критични комбинации кои би можеле да предизвикаат недостиг. Со ваквиот пристап на моделирање со Монте Карло симулации се добиваат робусни резултати кои ги отсликуваат сите можни екстремните сценарија и ризици. Комбинациите на Монте Карло симулациите се прикажани на следната слика.



Слика 21. Монте Карло симулации

Симулациите се базирани на часовен економски диспечинг, каде ANTARES секој час одлучува која централа ќе работи врз основа на маргиналните трошоци, техничките ограничувања и пазарните сигнали. Во периодите на дефицит се активира VoLL што симулира прекин во снабдувањето.

8. КОНВЕРГЕНТНОСТ НА МОДЕЛОТ И EENS ПАРАМЕТАРОТ

Анализата на конвергентноста на моделот и EENS параметарот е клучен чекор во пробабилистичката проценка на адекватноста на ресурсите.

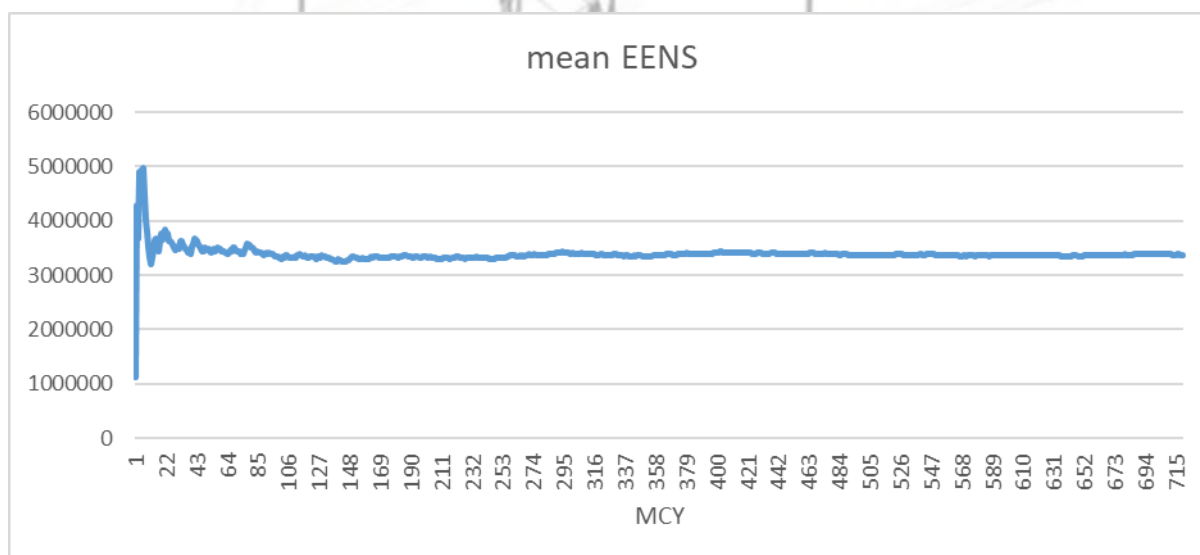
Оценувањето на конвергенцијата е неопходна поради големиот пресметковен период и капацитет за извршување на вакви математички сложени пазарни симулации. Овој пристап обезбедува рамнотежа помеѓу релевантноста на резултатите и пресметковниот капацитет на хардверот.

Направена е анализа на конвергентноста на моделот и EENS параметарот за вкупно 720 Монте Карло симулации.

Резултатите од анализата покажуваат дека моделот е конвергентен за сите 720 симулации.

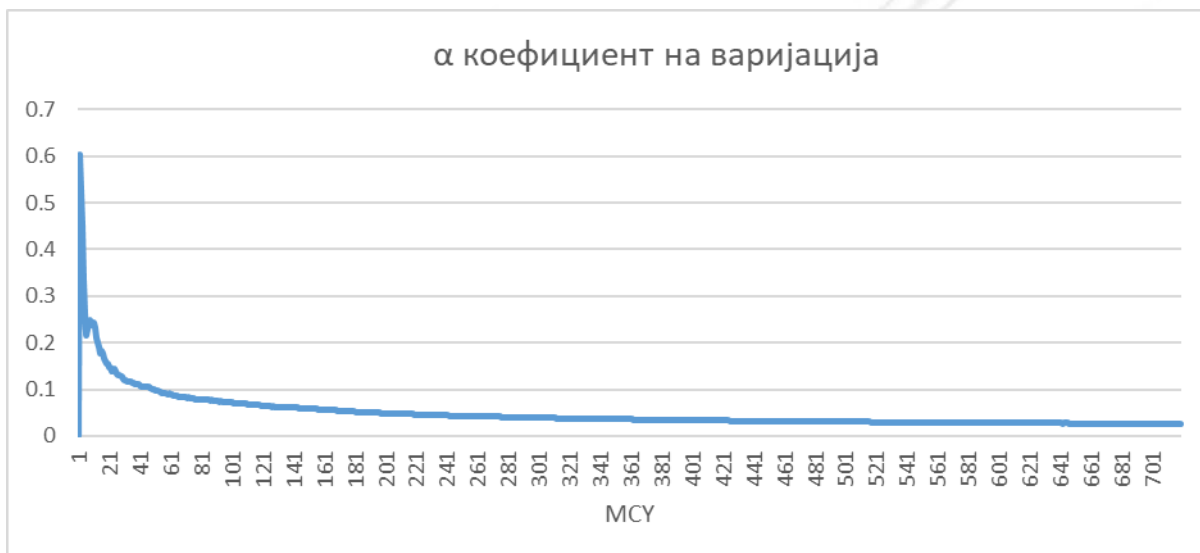
Оваа анализа се фокусира на стабилноста на клучниот индикатор за адекватност –EENS (Expected Energy Not Served) – во Монте Карло симулациите извршени во софтверот ANTARES. Целта е да се утврди дали просечните вредности на овој индикатор се стабилизираат со зголемување на бројот на Монте Карло симулации (MC години), обезбедувајќи доверливи резултати за сценаријата на краткорочен и среднорочен планирачки хоризонт.

Анализата за конвергентноста на параметарот EENS според методологијата на ENTSO-E покажува дека моделот има висока стабилност. Средната вредност на параметарот EENS за сите земји за сите 720 Монте Карло симулации е прикажана на следната слика.



Слика 22. Средна вредност на EENS

Коефициентот на варијација α покажува дека моделот својата стабилност ја постигнува и при 540 Монте Карло симулации. Добиените резултати за стабилноста на коефициентот на варијација α имаат висока сличност со резултатите од ERAA.



Слика 23. Коефициент на варијација α



Слика 24. Релативна промена на коефициентот α

Резултатите од анализата за конвергентност на EENS покажуваат висока стабилност низ сите анализирани сценарија, со 720 Монте Карло симулации како доволна големина на примерок за да се постигне статистичка сигурност. Дополнително, со цел оптимизирање на пресметковниот капацитет и времето на извршување на симулациите, се препорачува намалување на бројот на MCY на 540.

Овие наоди гарантираат дека моделот е робустен и дека резултатите од EENS се репрезентативни за македонскиот систем. Оваа анализа не само што ја поткрепува валидноста на студијата, туку и служи како основа за идните итерации за проценка на адекватност на ресурсите.

9. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА РЕСУРСИТЕ

Адекватноста претставува способност на електроенергетскиот систем да ја задоволи вкупната побарувачка за електрична енергија и моќност во секое време, земајќи ги предвид расположливите домашни производствени капацитети, можностите за прекугранична размена и очекуваните услови на потрошувачката и производството.

Во ова поглавје се прикажани резултатите од пробабилистичката анализа извршена со 720 Монте Карло симулации по сценарио и хоризонт, според ERAA методологијата на ENTSO-E. Сите симулации се извршени со софтверот ANTARES.

Во оваа студија за проценка на адекватноста на ресурсите се следеа два клучни индикатори:

- **LOLE [h]:** Очекуваниот број часови во кои ресурсите се недоволни за задоволување на потрошувачката, пресметан преку повеќе Монте Карло симулации.
- **EENS [GWh]:** Очекуваната количина електрична енергија која нема да може да се испорача поради недоволни ресурси.

Резултатите од анализата за проценка на адекватноста на ресурсите за македонскиот електроенергетски систем се прикажани на следната табела.

Табела 6. Резултати EENS и LOLE за Македонија

| Сценарио | Индикатор | Хоризонт | | |
|----------|------------|-------------|-------------|------------|
| | | Краткорочен | Среднорочен | Долгорочен |
| А | EENS [GWh] | 0 | 0 | 0.012 |
| | LOLE [h] | 0 | 0 | 0.04 |
| Б | EENS [GWh] | 0 | 0 | 0.009 |
| | LOLE [h] | 0 | 0 | 0.01 |

Од резултатите може да се заклучи дека македонскиот електроенергетски систем за анализираните сценарија е адекватен, односно потрошувачката на електрична енергија ќе биде задоволена за сите временски хоризонти.

Клучниот фактор за ваквата сигурност е комбинацијата од три елементи. Прво, одличната интерконектираност со соседите – вкупниот расположив прекуграничен капацитет овозможува Македонија во секој момент да увезе или извезува речиси 150 % од своето максимално оптоварување. Второ, флексибилниот генераторски микс – гасните централи (ТЕ-ТО и планираните гасни електрани) и акумулациските хидроелектрани делуваат како совршен „бетонски штит“ во критични зимски часови кога ОИЕ производството е ниско. Трето, регионалната пазарна интеграција – кога би се појавил локален дефицит, тој би се покрил со моментален увоз од соседните системи пред да дојде до активирање на VoLL.

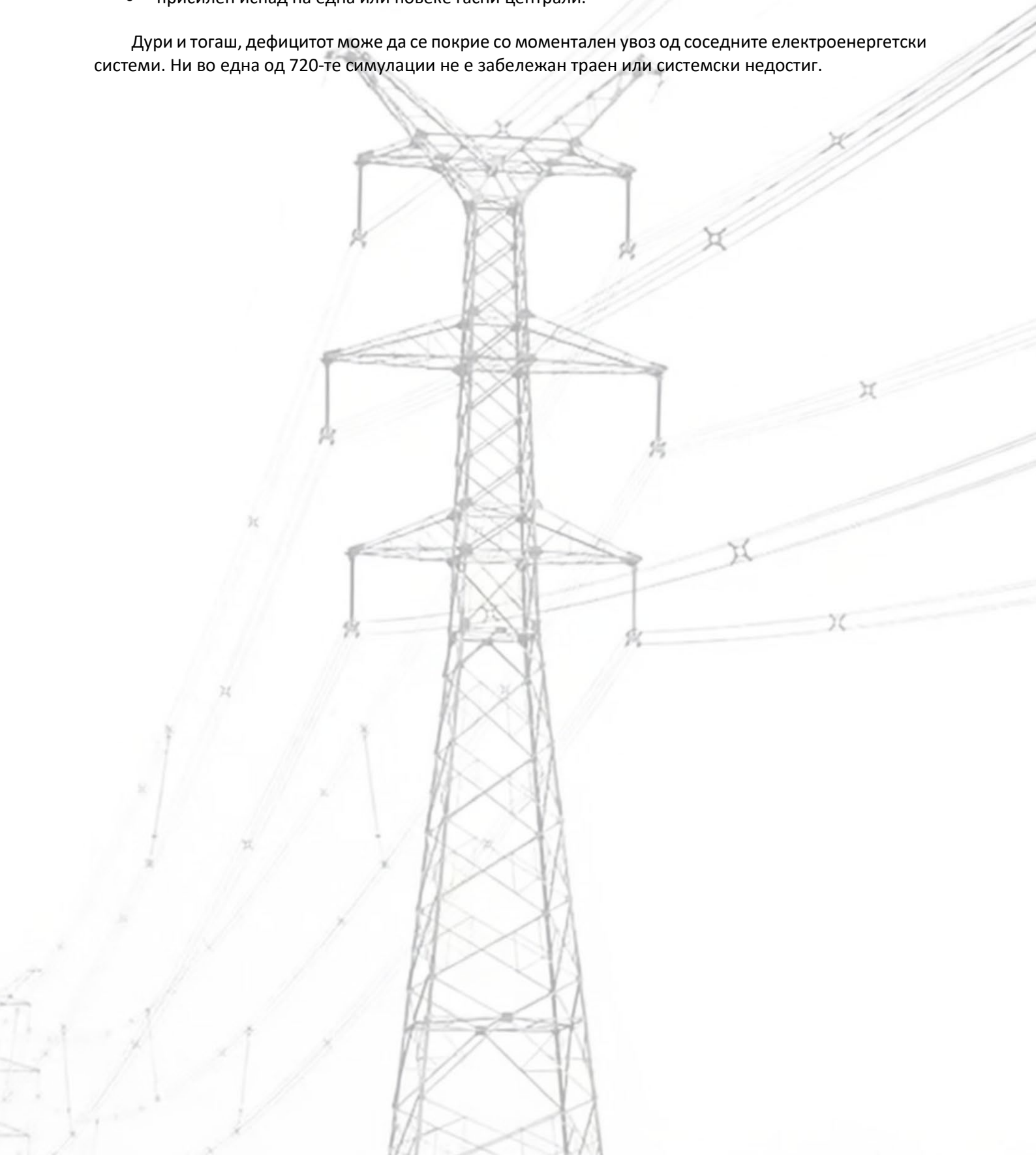
Интересно е што дури и во Сценарио Б – амбициозното сценарио со зголемена интеграција на ОИЕ – LOLE останува под претпоставената вредност од 3h/годишно. Ова докажува дека масовната интеграција на обновливи извори не ја загрозува сигурноста на снабдувањето во македонскиот електроенергетски систем, благодарение на постојните интерконекции и флексибилноста на хидро и гасните капацитети.

Споредбата со европските резултати е крајно поволна за Македонија. Додека западноевропските развиени земји покажуваат недостиг на ресурси во одредени Монте Карло симулации, македонскиот систем останува практично недопирлив од ризикот од недостиг. Оваа разлика не произлегува од големината на домашните капацитети, туку од синергијата со регионот – Балканот функционира како единствен, добро поврзан регион кој ги амортизира локалните шокови и релативно ниската потрошувачка во споредба со развиените земји.

Деталната анализа на критичните часови покажува дека потенцијалниот ризик може да се појави исклучиво во екстремно студени зимски денови со комбинација од:

- ниски температури ($-15\text{ }^{\circ}\text{C}$),
- сушна хидрологија и
- присилен испад на една или повеќе гасни централи.

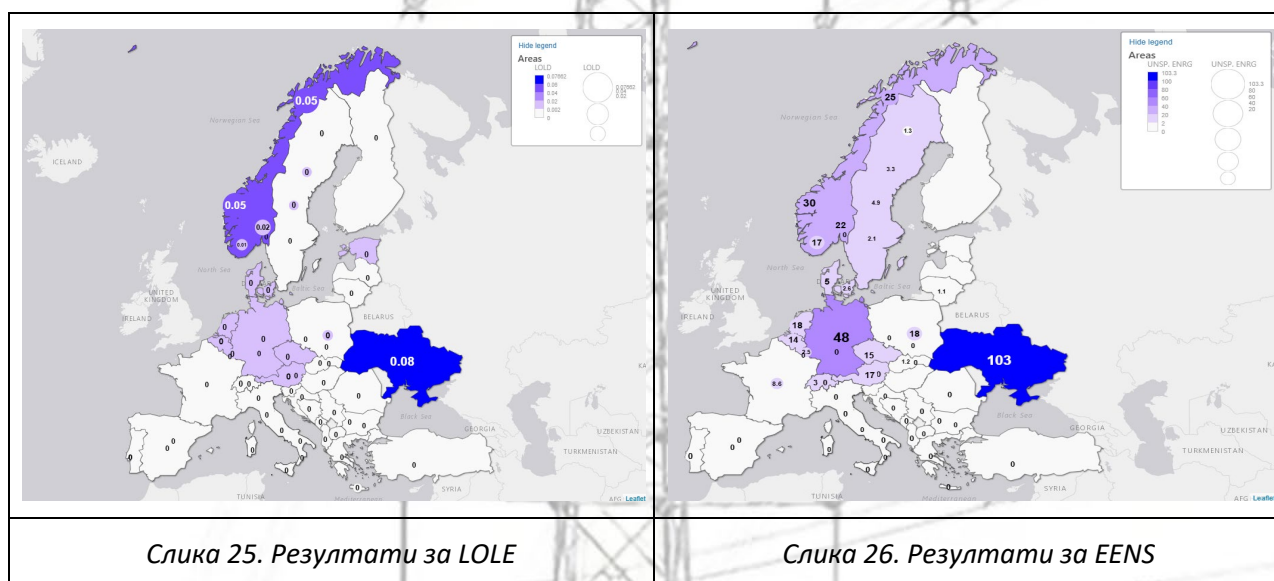
Дури и тогаш, дефицитот може да се покрие со моментален увоз од соседните електроенергетски системи. Ни во една од 720-те симулации не е забележан траен или системски недостиг.



10. АНАЛИЗА ЗА СРЕДНОРОЧЕН ПЛАНИРАЧКИ ХОРИЗОНТ

Среднорочниот планирачки хоризонт претставува клучна фаза во енергетската транзиција на Република Македонија, каде се очекува целосно пензионирање на најстарите термоцентрали на лигнит, значителен пораст на ОИЕ и првите поголеми батериски системи. Ова поглавје се фокусира на Сценарио А и ги анализира резултатите од ANTARES за тој хоризонт, со посебен акцент на регионалниот контекст и неискористената енергија од ОИЕ (spilled energy).

Симулациите за 2030 година потврдуваат дека македонскиот систем останува целосно адекватен и во среднорочниот планирачки хоризонт. LOLE изнесува 0,00 часа низ сите 720 Монте Карло симулации, додека EENS е 0,00 GWh – резултат кој укажува на апсолутна сигурност дури и во најтешките комбинации од сушни зими, ниски ОИЕ профили и испади на термоцентрали. Оваа стабилност не е изненадување бидејќи на среден рок, вкупниот расположив капацитет (домашни централи + NTC) изнесува над 5.900 MW, наспроти максимална побарувачка од 1.930 MW.



Од резултатите за LOLE и EENS индикаторите за европските електроенергетски системи се открива јасна поделба меѓу Балканот и Западна Европа. Балканските земји – вклучувајќи ги Македонија, Србија, Бугарија, Романија и Грција – имаат задоволително ниво на адекватност, благодарение на добрата меѓусебна поврзаност и релативно ниската потрошувачка по жител. Наспроти тоа, западноевропските развиени земји бележат позитивни вредности на LOLE индикаторот во одредени MC години, пред се поради поголемата потрошувачка и ограничениот преносен капацитет.

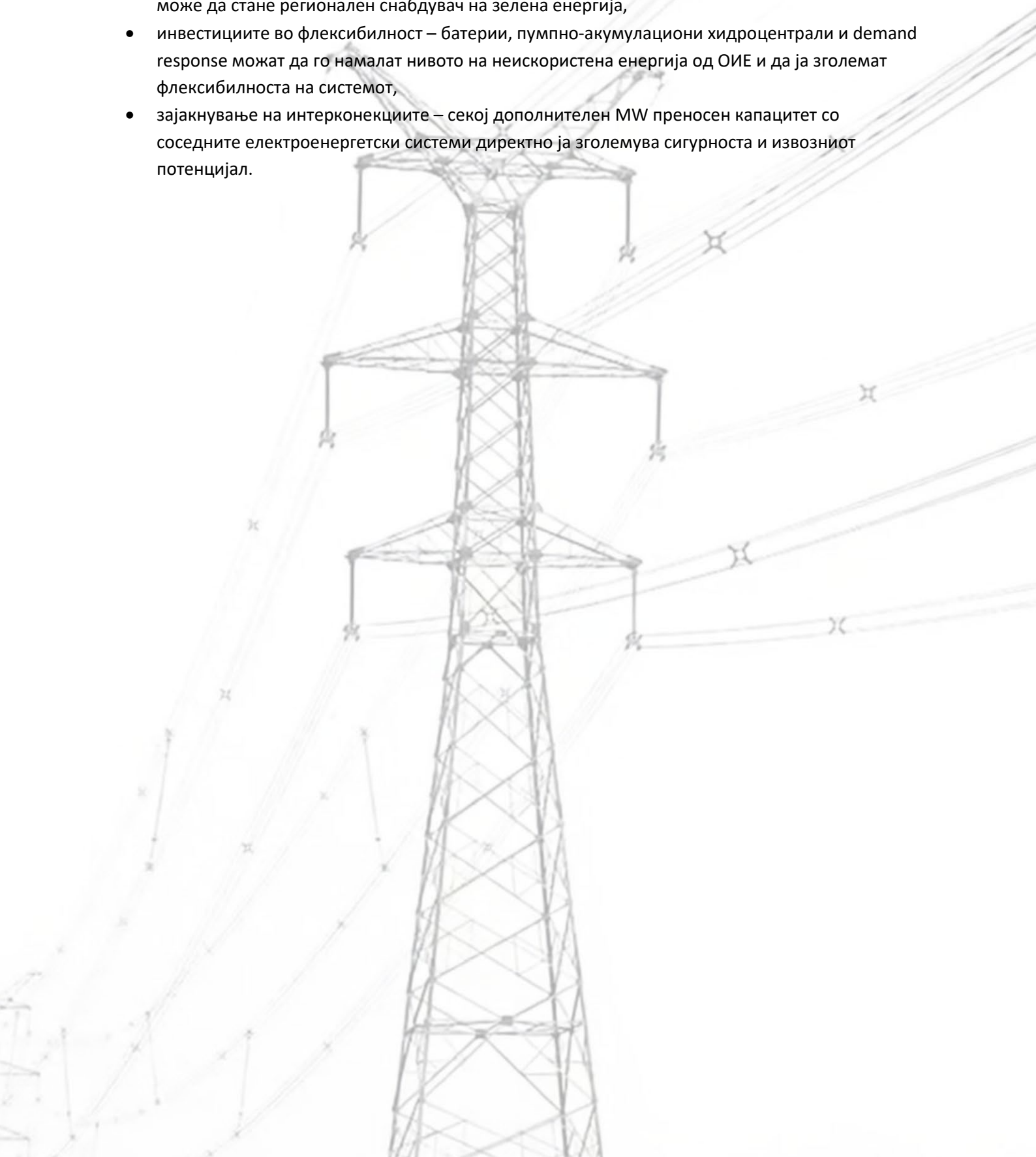
Од резултатите за LOLE и EENS индикаторите за европските електроенергетски системи може да се заклучи дека балканските земји немаат проблеми со адекватност. Тоа се должи првенствено на прекуграничните преносни капацитети но и генерално ниската потрошувачка на електрична енергија во споредба со западноевропските развиени земји.

Еден од највредните сознанија е анализата на неискористена енергија од ОИЕ (spilled energy) – феномен кој станува сè поизразен во Европа.

Резултатите за Сценарио А за среднорочен планирачки хоризонт на ниво на цела Европа се прикажани на Слика 25.

Конечно, среднорочниот хоризонт открива три стратешки можности за Македонија:

- пазарната позиција – со ниски вредности на LOLE/EENS и вишок енергија од ОИЕ, земјата може да стане регионален снабдувач на зелена енергија,
- инвестициите во флексибилност – батерии, пумпно-акумулациони хидроцентрали и demand response можат да го намалат нивото на неискористена енергија од ОИЕ и да ја зголемат флексибилноста на системот,
- зајакнување на интерконекциите – секој дополнителен MW преносен капацитет со соседните електроенергетски системи директно ја зголемува сигурноста и извозниот потенцијал.



11. ЗАКЛУЧОК

Оваа студија претставува прва сеопфатна, пробабилистичка проценка на адекватноста на ресурсите за електроенергетскиот систем на Република Македонија, изработена според методологијата на Европската проценка на адекватност на ресурси (ERAA) на ENTSO-E. Преку тесна соработка со RTE International и финансиска поддршка од Француската развојна агенција (AFD), МЕПСО за прв пат имплементираше современ пазарен симулатор ANTARES со 720 Монте Карло симулации по сценарио, интегриран во пан-европски модел базиран на PEMMDB и PECDD.

Резултатите од анализата за конвергенција покажуваат дека моделот е статистички робустен и конвергенцијата на EENS параметарот е постигната и по 540 симулации, со коефициент на варијација $\alpha < 0,05$.

Клучниот заклучок од анализата е недвосмислен и е усогласен со резултатите од ERAA: македонскиот електроенергетски систем е целосно адекватен во сите временски хоризонти без разлика на сценариото за развој на генераторскиот профил. Индикаторите LOLE и EENS се под претпоставената референтната граница од 3 часа/годишно. Овие вредности се резултат на три структурни предности: одлична интерконектираност, флексибилен генераторски микс (гас + хидро) и регионална пазарна интеграција која овозможува моментално покривање на секој локален дефицит.

Дури и во Сценарио Б – сценарио со зголемена интеграција на обновливи извори системот останува апсолутно сигурен по поглед на задоволување на потрошувачката во Македонија. Има појава на неискористена енергија од ОИЕ особено во летните месеци кога сончевото зрачење е најголемо а потрошувачката е релативно ниска, но нивото на неискористената енергија од ОИЕ е значително пониско во споредба со западноевропските развиени земји.

Анализата на резултатите од симулациите за среден рок ја откриваат можноста Македонија да се позиционира како регионален снабдувач на зелена енергија преку искористување на ниските LOLE/EENS и вишокот од ОИЕ, истовремено укажувајќи на неопходноста од инвестиции во флексибилност – батерии, пумпно-акумулациони хидроцентрали и demand response – за минимизирање на неискористената енергија, како и од зајакнување на интерконекциите со соседите, каде секој дополнителен мегават преносен капацитет директно ќе ја зголеми сигурноста и извозниот потенцијал на земјата.

12. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

- [1] Министерството за енергетика, рударство и минерални сировини, Закон за енергетика, Скопје: Министерството за енергетика, рударство и минерални сировини, 2025.
- [2] МЕПСО, Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Скопје: МЕПСО, 2015.
- [3] ENSTO-E, ERAA Methodology, 2024 Edition
- [4] МАНУ, Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2040 година, Скопје: Министерство за економија, 2019.
- [5] МЕПСО, План за развој на електропреносниот систем за период 2025-2035, Скопје: МЕПСО
- [6] <https://www.mepso.com.mk/index.php/mk/pbee/>
- [7] ЕКС, Димензионирање на системските резерви во македонскиот систем за сценарија со големи капацитети од ОИЕ, Скопје: МЕПСО
- [8] GIZ, Национален план за енергија и клима на Република Северна Македонија, Скопје: Министерство за економија

П 1. ПРИЛОГ – ДОПОЛНУВАЊА ШТО ПРОИЗЛЕГУВААТ ОД ЗАКОНОТ ЗА ЕНЕРГЕТИКА

П 1.1. ГОЛЕМОПРОДАЖНИ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

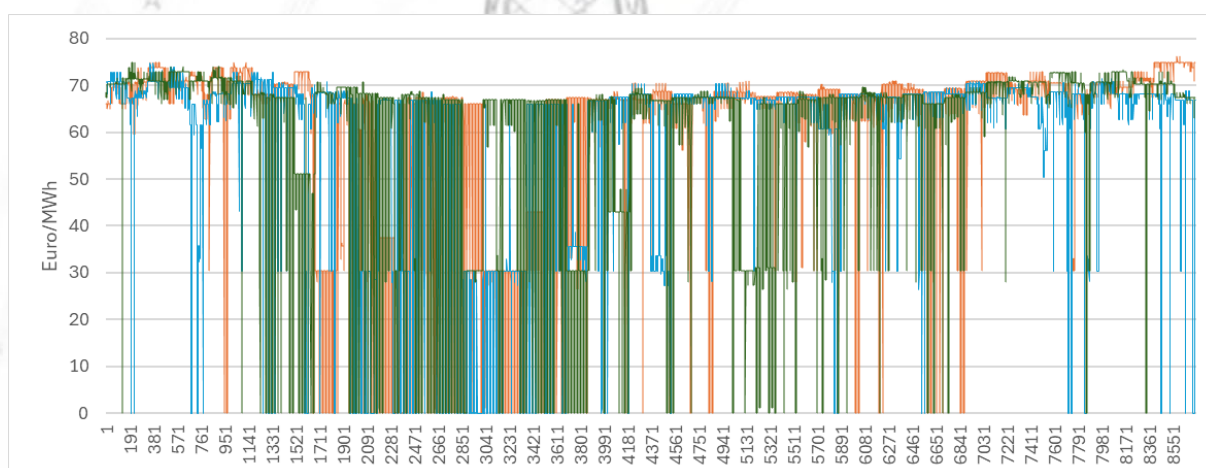
Големопродажната цена од пазарните симулации во ANTARES претставува маргинална производна цена на електрична енергија. Маргинална цена во електроенергетски пазар претставува цената на последната (маргинална) единица електрична енергија која е потребна за да се задоволи побарувачката во одреден временски период (најчесто час), односно цената по која се произведува последниот потребен мегават-час (MWh) електрична енергија за дадениот час.

Во рамки на пазарниот симулатор ANTARES, маргиналната цена се добива како резултат од оптимизација која ги минимизира вкупните системски трошоци (гориво, варијабилни O&M трошоци, трошоци за стартување, увоз/извоз, пенали за неиспорачана енергија и сл.) под дадени технички и мрежни ограничувања. Оттука, маргиналната цена одредена во моделот е функција од:

- Варијабилните производствени трошоци на маргиналната технологија (гориво, CO₂, O&M);
- Достапноста и профилот на обновливи извори (vRES) – ветерни и сончеви електроцентрали;
- Нивото и профилот на оптоварување (load);
- Мрежните ограничувања и преносните капацитети меѓу зоните;
- Достапноста на увоз/извоз и граничните цени во соседните зони;
- Хидролошките услови;
- Вредност на неиспорачаната енергија (VoLL).

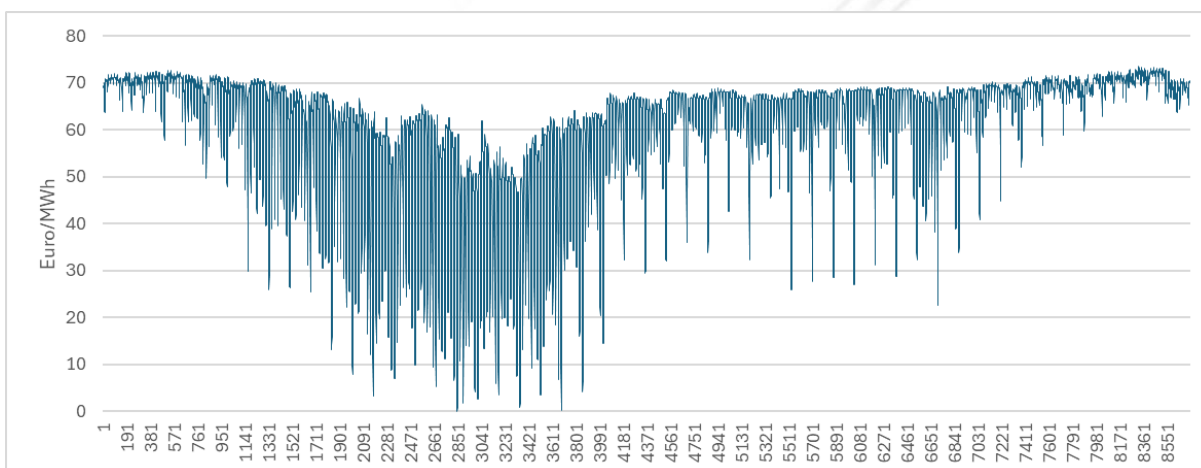
Маргиналната цена ја покажува која технологија е „на маргина“ во конкретниот час – односно која централа би го зголемила (или намалила) своето производство при маргинална промена на побарувачката. Доколку системот е ограничен од мрежни тесни грла, маргиналната цена може да биде различна по зони, што ја одразува вредноста на електричната енергија на конкретна зона.

Врз основа на пресметките во пазарниот симулатор ANTARES за сите 720 Монте-Карло симулации, големопродажните цени на електрична енергија на часовно ниво за неколку Монте-Карло симулации се дадени на следната Слика 29.



Слика 29. Просечни големопродажни цени на електрична енергија за неколку Монте-Карло симулации

Просечната големопродажна цена на електрична енергија на часовно ниво за сите 720 Монте-Карло симулации е прикажана на следната Слика 30.



Слика 30. Просечни големопродажни цени на електрична енергија за сите 720 Монте-Карло симулации

П 1.2. СПИСОК НА ПРОЕКТИ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ЗА КОИ Е ИЗДАДЕНО РЕШЕНИЕ ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

На следната Табела 7 се прикажани проектите за кои операторот на електропреносниот систем има издадено решение за приклучување на електропреносната мрежа.

Табела 7. Листа на електрани со решение за приклучок на преносна мрежа

| Проект | Номинална моќност производител [MW] |
|---------------------------|-------------------------------------|
| ФЕЦ Окта | 12.0 |
| ИГМ ТРЕЈД - Кровна | 24.8 |
| ВЕЦ Богданци | 37.0 |
| ВЕЦ Богословец | 36.0 |
| ВЕЦ Демир Капија - Дрен 2 | 44.0 |
| ВЕЦ Штип | 396.0 |
| ФЕЦ Новаци | 50.0 |
| ФЕЦ Осломеј За | 50.0 |
| ФЕЦ Осломеј Зб | 50.0 |
| ФЕЦ Ерџелија | 80.0 |

П 1.3. ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНКА НА МОЖНОСТИТЕ ЗА ТРАЈНО ИЛИ ПРИВРЕМЕНО ЗАТВОРАЊЕ НА ПОСТОЈНИТЕ И ИЗГРАДБА НА НОВИ КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Економска проценка на можностите за трајно или привремено затворање на постојните и изградба на нови капацитети за производство на електрична енергија (Economic Viability Assessment - EVA) претставува методологија за проценка на економската одржливост на производните капацитети во електроенергетскиот систем. Оваа методологија всушност претставува мост помеѓу техничката адекватност и економската „реалност“ на пазарот.

EVA методологијата анализира дали приходите што електраните ги остваруваат од пазарите на електрична енергија се доволни за покривање на нивните трошоци, како и за обезбедување соодветен поврат на инвестицијата. На овој начин, EVA ја надополнува класичната проценка на

адекватноста, бидејќи не само што проверува дали системот е технички адекватен, туку и дали постојат економски услови капацитетите реално да останат во погон или да се реализираат нови инвестиции. Главната цел на EVA методологијата е да го доближи нивото на адекватност најблиску до прифатливото ниво на ризик од недостиг на снабдување преку трајно/привремено затворање на постојните или изградба на нови капацитети за производство на електрична енергија.

Критериум за доверливост (Reliability Standard, RS) се користи за квантитативна оценка на сигурноста на снабдувањето и ги интегрира клучните параметри: Value of Lost Load (VoLL), Cost of New Entry (CONE) и Loss of Load Expectation (LOLE).

- **VoLL [€/MWh]** ја претставува економската вредност на неиспорачана електрична енергија за крајните корисници и ја дефинира цената на непокриена побарувачка во пазарните модели.
- **CONE [€/MW/год]** ја претставува инвестиционата цена за нов произведен капацитет и ја поврзува економската исплатливост на новите инвестиции со потребата за сигурност на снабдувањето.
- **LOLE [h/год]** ја мери очекуваната количина на часови во кои достапните ресурси се недоволни за задоволување на потрошувачката, претставувајќи директен индикатор за адекватноста на системот.

Клучен предуслов за примена на EVA е постоење на јасно дефиниран Критериум за доверливост. Овој стандард утврдува прифатливо ниво на ризик од недостиг на снабдување. Без ваков стандард, не постои јасен критериум дали евентуалното затворање на економски неисплатливи капацитети претставува реален ризик за системот.

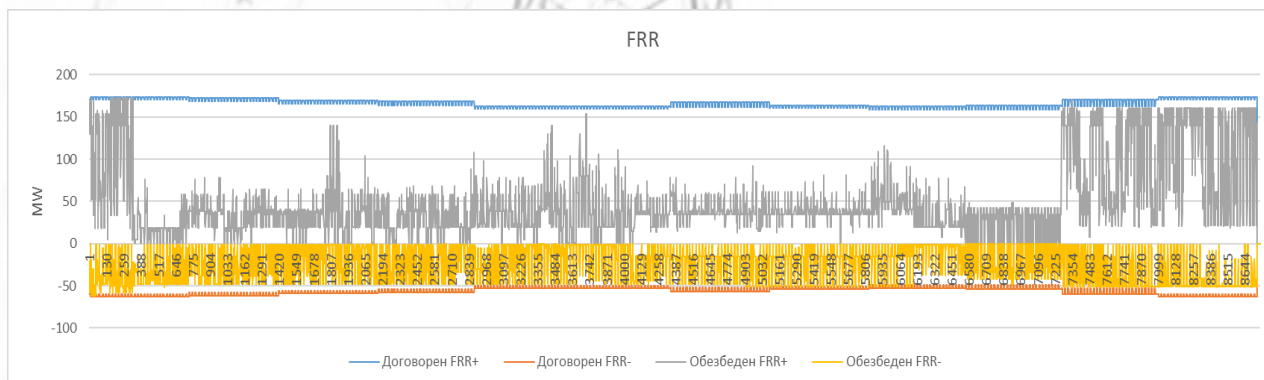
Досега, Македонија нема воведено Критериум за доверливост во кој треба да се дефинираат вредностите за “VoLL, CONE, LOLE”. Поради тоа економска проценка на можностите за трајно или привремено затворање на постојните и изградба на нови капацитети за производство на електрична енергија (EVA) **не може** да се примени.

П 1.4. РЕЗЕРВИ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ НА СИСТЕМОТ

П 1.4.1. Преглед на историски податоци за договорената и реално обезбедена резерва за балансирање на системот

Прегледот на историските податоци за договорената и реално обезбедена резерва за балансирање на системот има за цел да ја оцени ефективноста на механизмите за обезбедување на системски услуги, како и способноста на операторот на преносниот систем – АД МЕРСО – да одговори на реалните потреби за балансирање. Анализата ги опфаќа количините на договорена резерва (aFRR и mFRR, во насока нагоре и надолу), нивната временска распределба (годишно, месечно, часовно), како и споредба со реално обезбедените количини во услови на оперативна експлоатација на системот.

Годишните договорени и обезбедени капацитети за балансирање на системот за 2025 година се прикажани на Слика 31 и Слика 32.



Слика 31. Договорен и обезбеден капацитет за балансирање FRR+ и FRR- - 2025

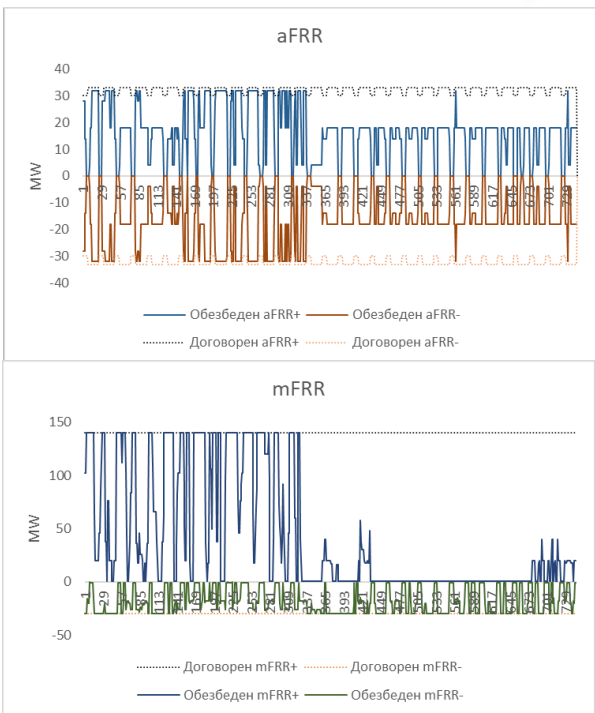


Слика 32. Договорен и обезбеден капацитет за балансирање aFRR и mFRR - 2025

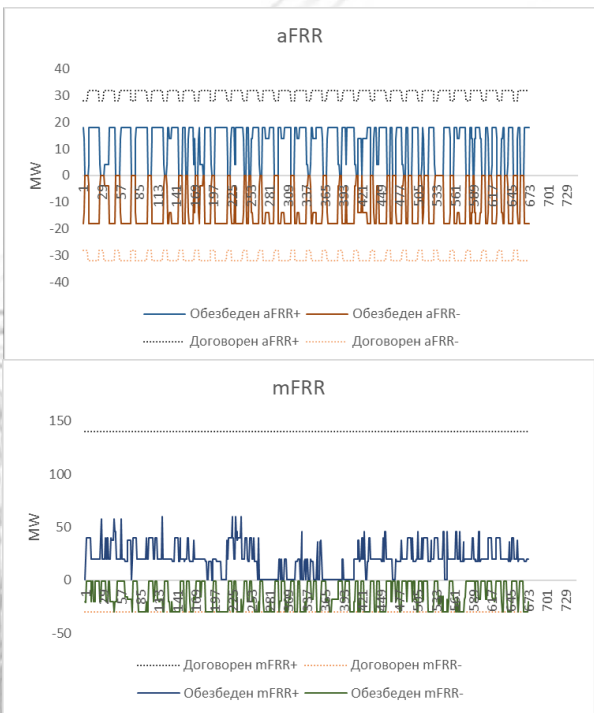
Табела 8. Договорен и обезбеден балансен капацитет и активирана балансна енергија – 2025

| Преглед на aFRR балансен капацитет и aFRR балансна енергија за 2025 | јануари | февруари | март | април | мај | јуни | јули | август | септември | октомври | ноември | декември | вкупно 2025 |
|---|---------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|----------|---------|----------|-------------|
| Договорен aFRR балансен капацитет нагоре (MW) | 23,880 | 21,460 | 20,925 | 19,320 | 16,461 | 15,930 | 19,003 | 17,205 | 15,720 | 16,771 | 20,130 | 23,901 | 230,706 |
| Договорен aFRR балансен капацитет надолу (MW) | 23,880 | 21,460 | 20,925 | 19,320 | 16,461 | 15,930 | 19,003 | 17,205 | 15,720 | 16,771 | 20,130 | 23,901 | 230,706 |
| Обезбеден aFRR балансен капацитет нагоре (MW) | 11,650 | 7,700 | 6,056 | 6,110 | 5,720 | 5,604 | 9,750 | 9,430 | 4,207 | 8,010 | 10,419 | 13,115 | 97,771 |
| Обезбеден aFRR балансен капацитет надолу (MW) | 11,650 | 7,700 | 6,056 | 6,110 | 5,720 | 5,604 | 9,750 | 9,430 | 4,207 | 8,010 | 10,419 | 13,115 | 97,771 |
| Активирана aFRR балансна енергија нагоре (MWh) | 3,745 | 2,388 | 1,345 | 2,397 | 1,849 | 1,628 | 3,938 | 2,010 | 970 | 3,069 | 2,621 | 4,922 | 30,881 |
| Активирана aFRR балансна енергија надолу (MWh) | 3,472 | 2,177 | 2,183 | 1,344 | 1,266 | 1,358 | 1,811 | 3,090 | 1,374 | 1,463 | 2,630 | 2,684 | 24,852 |

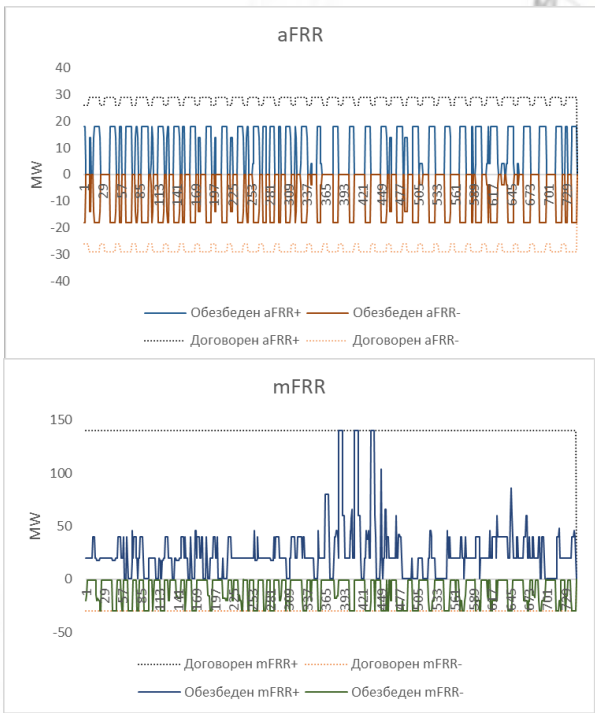
| Преглед на mFRR балансен капацитет и mFRR балансна енергија за 2025 | јануари | февруари | март | април | мај | јуни | јули | август | септември | октомври | ноември | декември | вкупно 2025 |
|---|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|----------|---------|----------|-------------|
| Договорен mFRR балансен капацитет нагоре (MW) | 104,160 | 97,440 | 104,160 | 100,800 | 104,160 | 100,800 | 104,160 | 104,160 | 100,800 | 104,160 | 100,800 | 104,160 | 1,229,760 |
| Договорен mFRR балансен капацитет надолу (MW) | 22,320 | 20,880 | 22,320 | 21,600 | 22,320 | 21,600 | 22,320 | 22,320 | 21,600 | 22,320 | 21,600 | 22,320 | 263,520 |
| Обезбеден mFRR балансен капацитет нагоре (MW) | 31,004 | 13,945 | 18,493 | 12,910 | 21,065 | 19,946 | 18,590 | 17,780 | 22,842 | 50,913 | 58,828 | 66,194 | 352,510 |
| Обезбеден mFRR балансен капацитет надолу (MW) | 13,332 | 9,575 | 8,314 | 10,259 | 9,151 | 7,123 | 7,321 | 5,246 | 4,558 | 10,245 | 12,962 | 17,141 | 115,227 |
| Активирана mFRR балансна енергија нагоре (MWh) | 4,044 | 2,740 | 2,623 | 3,096 | 3,654 | 2,855 | 4,910 | 1,791 | 3,228 | 10,094 | 4,176 | 8,721 | 51,931 |
| Активирана mFRR балансна енергија надолу (MWh) | 13,592 | 12,952 | 6,532 | 4,486 | 4,008 | 2,515 | 4,886 | 5,112 | 2,909 | 5,128 | 10,651 | 11,063 | 83,834 |



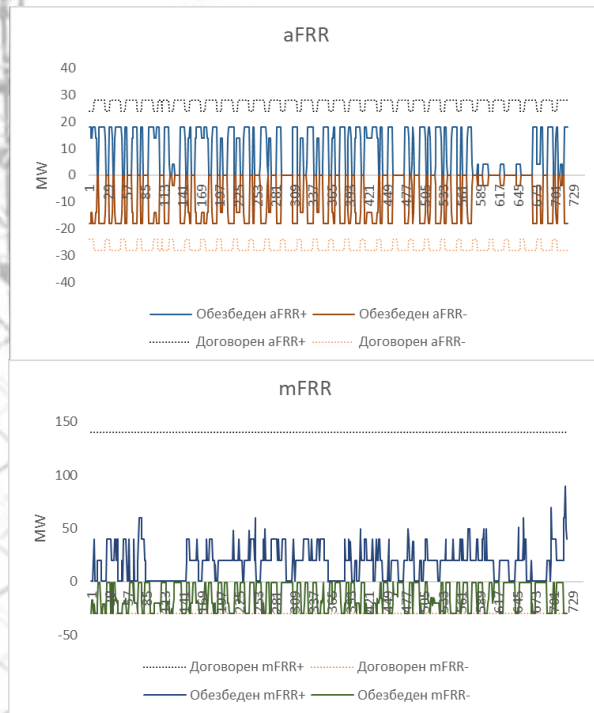
Јануари 2025



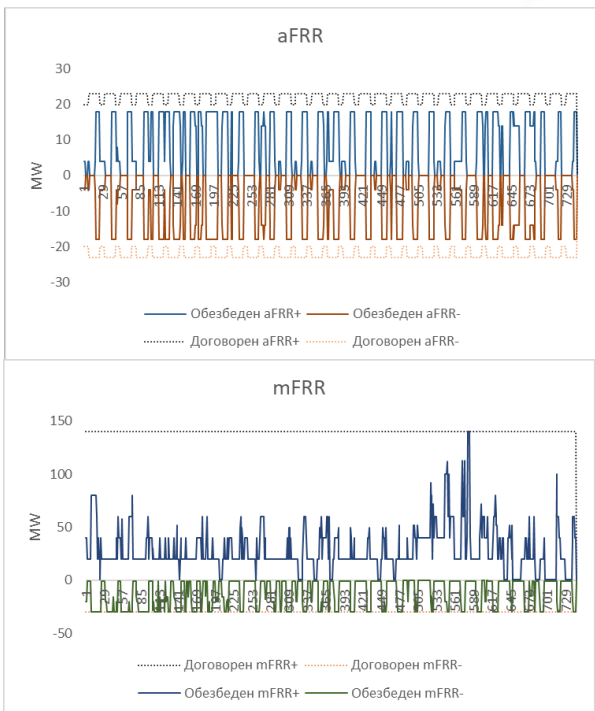
Февруари 2025



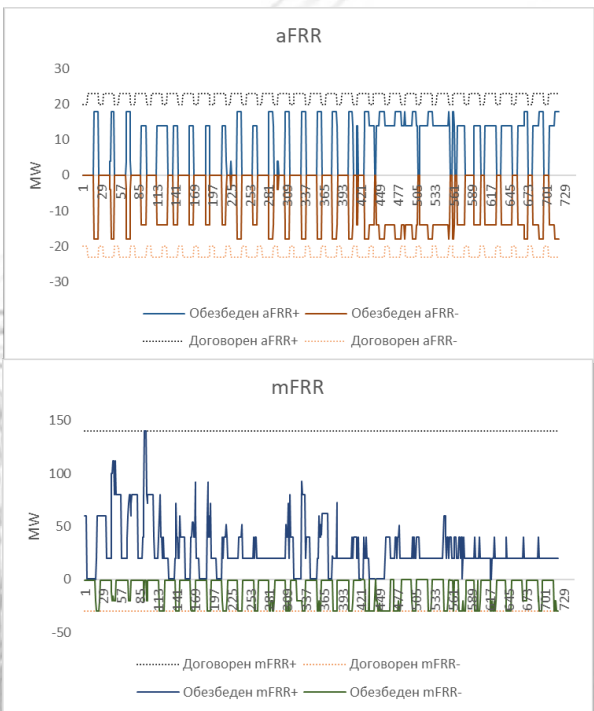
Март 2025



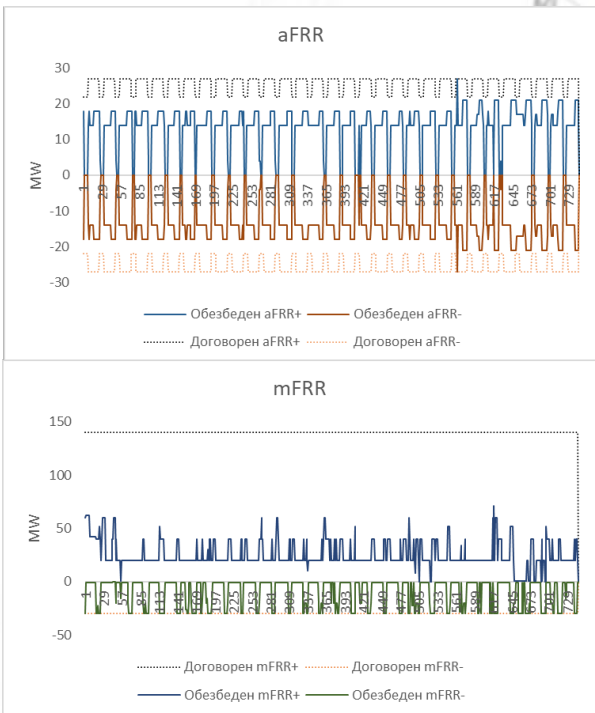
Април 2025



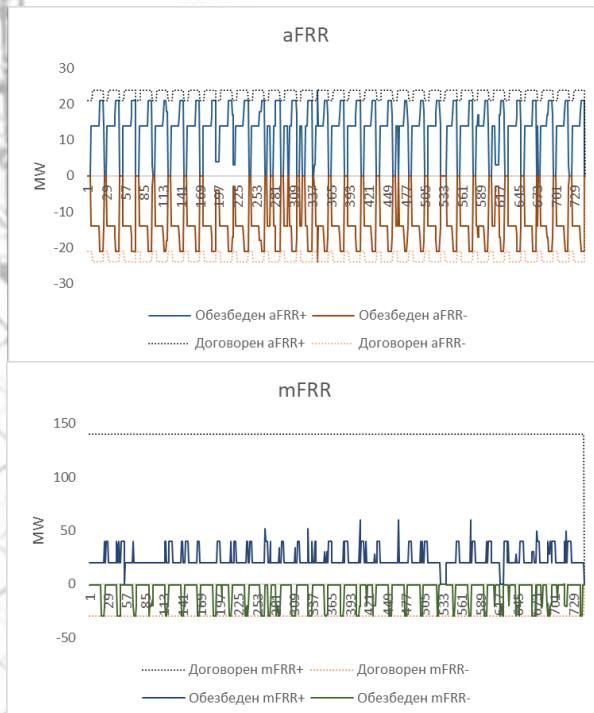
Мај 2025



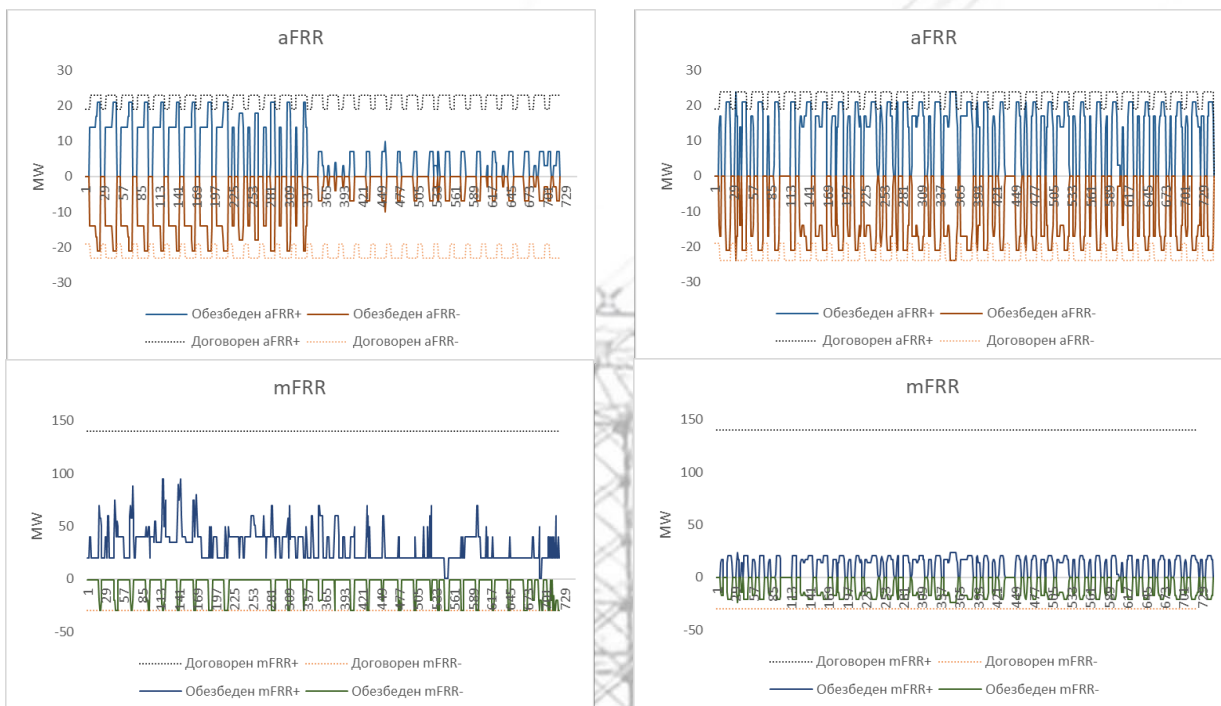
Јуни 2025



Јули 2025

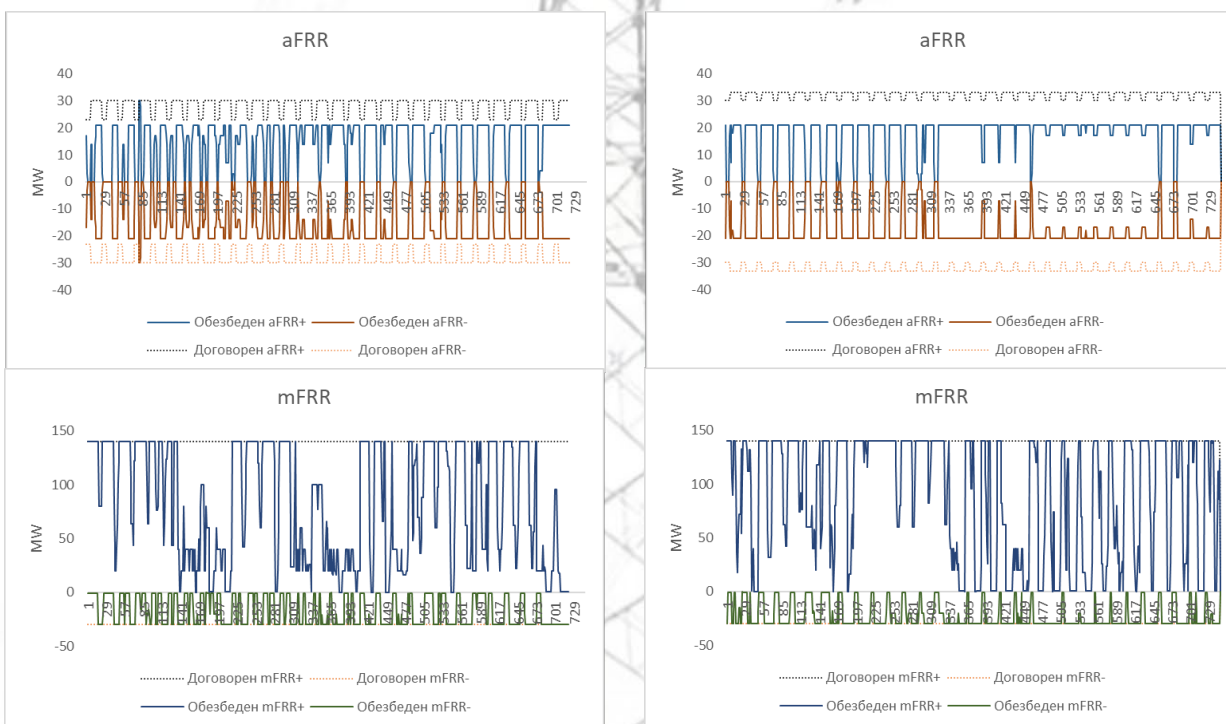


Август 2025



Септември 2025

Октомври 2025



Ноември 2025

Декември 2025

Слика 33. Договорен и обезбеден капацитет aFRR и mFRR по месеци – 2025

Споредбата помеѓу договорената и реално обезбедената резерва овозможува увид во оперативните перформанси и степенот на исполнување на обврските од страна на давателот на услугата. Од друга страна, обемот на активирана балансна енергија дава дополнителни информации за начинот на ангажирање на резервите, функционирањето на балансниот механизам и управувањето

со системот во реални услови. Дополнително, овозможува проценка на искористеноста на обезбедените капацитети и идентификација на евентуални отстапувања помеѓу планираните и реалните потреби, со цел унапредување на процесите на планирање и оперативно управување.

П 1.4.2. Методологија за проценка на расположливите и потребните резерви за балансирање на системот

Методологијата за проценка на резервите за балансирање се базира на квантитативна проценка на очекуваните дебаланси во електроенергетскиот систем, при што се применува статистичко и сценарио-базирано моделирање на производството и потрошувачката. Анализата опфаќа историски временски серии за оптоварување, производство од обновливи извори, како и испади на конвенционални единици, со цел идентификација и раздвојување на изворите на дебаланс по физичко потекло (оптоварување, ОИЕ, испади).

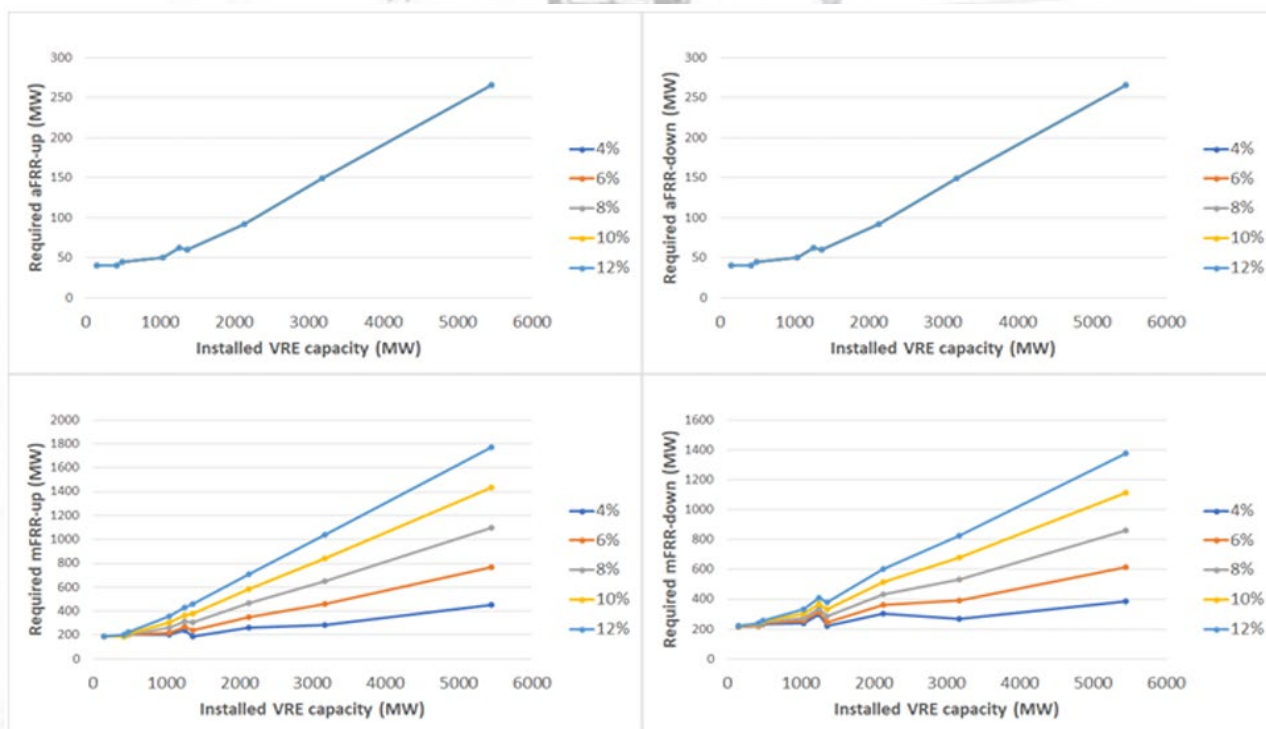
Проценката на потребните резервите (aFRR и mFRR) се врши преку определување на потребната моќност која обезбедува покривање на дебалансиите со дефинирано ниво на сигурност (99ти перцентил на распределба), при што се земаат предвид корелациите меѓу варијабилноста на производството и потрошувачката.

Во таа насока, МЕПСО има изработено студија [7] за димензионирање на резервите за балансирање на електроенергетскиот систем, со цел утврдување на потребите од aFRR и mFRR. Студијата е изработена со поддршка на консултантската куќа ЕКЦ Белград, во согласност со релевантната европска регулаторна рамка.

П 1.4.3. Проценка на потребната резерва, расположливите резерви и потенцијалниот недостиг на резерви за балансирање при висока интеграција на ОИЕ

Студијата за проценка на потребната резерва за балансирање на системот [7] обезбедува детална квантитативна анализа на потребите од секундарна (aFRR) и терциерна резерва (mFRR), со јасна дистинкција помеѓу нагорната и надолната компонента, за различно ниво на интегрирани ОИЕ во системот со различно ниво на грешка во прогнозите.

Резултатите се прикажани на Слика 34.



Слика 34. Потребната резерва за балансирање на системот за различно ниво на ОИЕ

Резултатите од студијата покажуваат дека:

- Потребите од резерви за балансирање се доминантно условени од варијабилноста и грешки во прогнозата на производството од ОИЕ.
- Нагорната резерва е во најголем дел детерминирана од ризикот од испад на најголема производна единица и од негативни грешки во прогнозата кај ОИЕ.
- Надолната резерва значително расте во сценарија со висока пенетрација на ОИЕ

За да се овозможи интеграција на 5500 MW ОИЕ (сонце и ветер), според [7], потребно е зголемување на резервите за балансирање. Зголемувањето на резервите во зависност од грешката на прогноза на производството од ОИЕ е прикажано на следната табела.

Табела 9. Резерви за балансирање за 5500 MW ОИЕ

| nRMSE | FRR+ | FRR- |
|-------|------|------|
| 0% | 350 | 417 |
| 4% | 719 | 653 |
| 6% | 1035 | 880 |
| 8% | 1363 | 1125 |
| 10% | 1696 | 1379 |
| 12% | 2033 | 1638 |

Електроенергетскиот систем на Македонија, благодарение на разновидното производствено портфолио, располага со солидни предуслови за интеграција на значителен удел на обновливи извори на енергија. Меѓутоа, со растот на учеството на варијабилните ОИЕ се зголемуваат и потребите од резерви за балансирање на системот, како резултат на поголемата варијабилност и неизвесност во производството.

Анализата на моментално расположливите капацитети за балансирање укажува дека, во техничка смисла, електроенергетскиот систем располага со доволно инсталиран капацитет за обезбедување нагорна и надолна резерва. Меѓутоа, иако постои физички капацитет за обезбедување на потребните услуги, тој не е секогаш целосно достапен во оперативна и пазарна смисла.

Достапноста на резервите е условена од повеќе фактори, како што се тековниот режим на работа на производните единици, хидролошките услови, ограничувањата поврзани со минимална техничка моќност, планираните исклучувања и непланираните испади, како и нивото на ангажираност на генераторските единици на пазарите на електрична енергија. Особено кај хидроелектраните, иако тие располагаат со висока флексибилност и брз одзив, нивната реална расположливост за обезбедување резерва може да варира во зависност од акумулациониот режим и управувањето со водните ресурси.

Оттука, може да се констатира дека постои разлика помеѓу техничкиот потенцијал за обезбедување резерва и реално достапната резерва во одреден временски интервал. Оваа разлика е од клучно значење, особено во услови на зголемена интеграција на варијабилни обновливи извори, кога сигурноста на расположливоста станува подеднакво важна како и самото ниво на инсталиран капацитет.

Дополнителните потребни резерви кои се неопходни за интеграција на ОИЕ можат да се обезбедат преку ангажирање на расположливите флексибилни капацитети, вклучително хидроелектраните, термоелектраните и батериските системи за складирање на енергија, со соодветна техничка и пазарна активација во рамки на системските услуги и пазарот за балансирање.

П 1.4.4. Заклучок за ризиците за безбедното работење на електроенергетскиот систем и потребата од примена на мерки за обезбедување резерви за балансирање од страна на производителите кои користат променливи обновливи извори на енергија, согласно посебниот закон

Зголеменото учество на производители кои користат променливи обновливи извори на енергија (ветер и сонце) носи значајни придобивки во однос на декарбонизацијата и намалувањето на зависноста од увоз на фосилни горива, но истовремено генерира и дополнителни оперативни ризици за безбедното работење на електроенергетскиот систем. Основниот извор на ризик произлегува од неизвесноста и варијабилноста на нивното производство, што директно се рефлектира врз зголемени дебаланси, потреба од почеста активација на резерви за балансирање и повисоки трошоци за системот.

Историските податоци покажуваат дека значаен дел од отстапувањата се поврзани со недоволна точност на краткорочните прогнози и со недоволна дисциплина во пријавувањето и ажурирањето на дневните возни редови. Овие отстапувања ја зголемуваат потребата од ангажирање на секундарна и терциерна резерва, го оптоваруваат работењето на операторот на преносниот систем – АД МЕПСО – и можат да доведат до состојби на зголемен оперативен ризик, особено во часови со висока производство на енергија од ОИЕ и ниско системско оптоварување.

Оттука, заклучокот е дека, покрај обезбедувањето соодветно ниво на системски резерви на ниво на систем, неопходно е да се воспостави поголема пазарна и оперативна дисциплина кај производителите со променливо производство. Клучна мерка во таа насока е значително подобрување на методологиите и алатките за прогнозирање (користење напредни метеоролошки модели, пократки временски интервали на ажурирање, агрегирано прогнозирање), како и построга одговорност за отстапувањата преку механизмот за балансирање.

Со намалување на дебалансите преку попрецизни прогнози и навремено ажурирање на дневните возни редови, директно ќе се намали потребата од активација на резерви за балансирање, ќе се оптимизираат трошоците на системот и ќе се зголеми сигурноста и стабилноста на електроенергетскиот систем. Ваквиот пристап претставува предуслов за одржлива интеграција на нови капацитети од променливи обновливи извори без нарушување на безбедното работење на системот.