

Akcioni plan dekarbonizacije Elektroprivrede Srbije

- Rezime -

1. Uvod

Akcionim planom za dekarbonizaciju definisana je sveobuhvatna mapa puta za tranziciju Elektroprivrede Srbije (EPS), ka klimatskoj neutralnosti do 2050. godine. Plan je usklađen sa Integriranim nacionalnim energetske i klimatskim planom (INEKP) Republike Srbije, Zelenom agendom EU i širim globalnim obavezama iz Pariskog sporazuma. S obzirom da EPS trenutno pokriva preko 90% proizvodnje električne energije u Srbiji i približno 42% nacionalnih emisija gasova sa efektom staklene bašte (GHG), transformacija proizvodnog portfolija predstavlja ključni preduslov za postizanje klimatskih i energetske ciljeva zemlje.

Usvajanje zakonodavstva EU (European Commission, 2025b), što je jedan od uslova u procesu pridruživanja, donosi i obavezu uvođenja Sistema za trgovinu emisijama (EU ETS). Energetski sektor, prerađivačka industrija, vazduhoplovstvo i pomorski saobraćaj biće obavezni da plate svoje emisije gasova sa efektom staklene bašte.

Pored toga, rešavanje problema „curenja“ ugljenika, EU planira uvođenjem Mehanizma za prekogranično prilagođavanje ugljenika (CBAM) (European Commission, 2025a). CBAM ima za cilj da uvede uvozne tarife za treće zemlje na cement, gvožđe i čelik, aluminijum, đubriva, električnu energiju i vodonik kako bi se izjednačili uslovi sa proizvođačima iz EU. Time se dodatno naglašava potreba za dekarbonizacijom proizvodnog portfolija, kako bi EPS (Elektroprivreda Srbije), ostao konkurentan trgovinski partner sa EU.

Sa druge strane, EPS, kao dominantan energetski subjekt za proizvodnju i snabdevanje električnom energijom, odgovoran je za obezbeđivanje sigurnosti snabdevanja električnom energijom u Srbiji (EPS, 2025).

U proizvodnom portfoliju EPS-a dominiraju termoelektrane na domaći lignit sa oko 55% ukupnih kapaciteta, zatim oko 35% hidro kapaciteta i manjim udelom kapaciteta na prirodni gas. Ovakva struktura postepeno postaje neodrživa kako u ekološkom tako i u ekonomskom smislu jer se očekuje da će u Srbiji početi da se naplaćuju takse za emisije ugljen dioksida, uz povećanje sa 4 €/tCO₂ na 160 €/tCO₂ do 2050. Troškovi proizvodnje EPS-a bi se mogli utrostručiti, što bi ozbiljno ugrozilo održivost kompanije, ukoliko se ne izvrše blagovremene i adekvatne pripreme.

Kako bi se identifikovala optimalna strategija tranzicije, sprovedeno je detaljno energetsko i finansijsko modelovanje korišćenjem alata LEAP (Low Emissions Analysis Platform), zasnovano na principu najnižih ukupnih troškova, uz poštovanje zahteva energetske sigurnosti, ekoloških standarda i ciljeva INEKP-a.

Razvijeno je više putanja dekarbonizacije, od kojih su najoptimalnija dugoročna sagledavanja data u scenarijima:

- **LT dominantni scenariou kome - EPS zadržava vodeću ulogu, sa preko 85% tržišnog udela u proizvodnji kroz uvođenje solarne, energije vetra i hidroenergije, uz podršku reverzibilnih hidroelektrana**
- **LT decentralizovani scenario - tržišni udeo samo EPS-a pada na oko 65% u proizvodnji, sa značajnijim udelom EPS-a u partnerskim odnosima na tržištu čime bi se trgovinom koja nije zasnovana u potpunosti na sopstvenim kapacitetima značajno doprinosilo nacionalnom snabdevanju električnom energijom u kojoj se povećava uloga tržišta, ali i obezbeđivanje električne energije i drugih proizvođača.**

Kako bi se obezbedila dugoročna vizija, sa efektivnim rezultatima za blisku budućnost, odabrana je jedinstvena mapa puta do 2035. godine sa dve dugoročne opcije uvedene nakon 2035. godine. Period do 2035. godine, isti za oba scenarija, je modelovan sa pretpostavkama „dominantnog centralizovanog scenarija“ a nakon 2035. godine, modelovana su dva scenarija,

sa različitim mehanizmima postizanja agende za dekarbonizaciju. Prva dugoročna opcija nastavlja da prati putanju „dominantnog centralizovanog scenarija“, a druga ima za cilj uvođenje većeg udela privatnog sektora u partnerskim odnosima sa EPS-om i novih tržišnih mehanizama, tj. praćenje putanje scenarija „decentralizovanog scenarija“. Oba scenarija obezbeđuju dekarbonizaciju, ali se razlikuju po ulozi EPS-a na tržištu, potrebama u pogledu ulaganja, zavisnosti od uvoza i izloženosti finansijskim rizicima.

Ključni rezultati pokazuju da su oba scenarija tehnički izvodljiva i omogućavaju gotovo potpunu dekarbonizaciju EPS-a do 2050. godine gde:

Do 2050. godine, u oba scenarija, EPS dostiže 99% proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, uz gašenje proizvodnje na lignit kao i proizvodnje lignita, dok se 0,7 GW kapaciteta u Kostolcu (B2 i B3) zadržava kao strateška hladna rezerva, u skladu sa preporukama ENTSO-E.

Ukupni instalisani kapacitet EPS-a raste sa 7,9 GW (2025) na: 25,8 GW u LT dominantnom scenariju, odnosno 18,2 GW u LT decentralizovanom scenariju do 2050. godine - Rast je prvenstveno vođen solarnom i energijom vetra, koje čine 61–72% ukupnog kapaciteta u 2050, uz značajno proširenje hidro i reverzibilnih hidroelektrana radi balansiranja sistema.

Emisije CO₂ se smanjuju za približno 99% do 2050. godine u oba scenarija u odnosu na baznu godinu.

EPS, u 2050. godini zadržava 88% tržišnog udela i neto izvozu poziciju od 1,9 TWh u LT dominantnom scenariju dok u LT decentralizovanom scenariju taj udeo pada na 63% tržišnog udela, uz značajan oslonac kroz nabavku električne energije na tržištu i proizvodnju ostalih proizvođača (do 37% nacionalne potražnje).

Period 2030–2039. godine predstavlja najintenzivniju fazu investicionog ulaganja u oba scenarija.

Nakon 2040. godine, sa potpunim ukidanjem proizvodnje iz uglja i rastućim udelom OIE, troškovi proizvodnje opadaju na 45 EUR/MWh (LT dominantni) i 52 EUR/MWh (LT decentralizovani) do 2050. godine, čime se obezbeđuje dugoročna profitabilnost i konkurentnost.

Ukupne investicije se procenjuju na 27,0 milijardi EUR u LT dominantnom scenariju i 22,5 milijardi EUR u LT decentralizovanom scenariju. Kako bi se obezbedila finansijska održivost u periodu tranzicije, što je ključni preduslov uspeha dekarbonizacije EPS-a, potrebno je razmotriti primenu dugoročnih PPA ugovora, zajedničkih ulaganja, taksi na emisije CO₂ kao i podrške razvojnih partnera.

U toku realizacije Akcionog plana dekarbonizacije neophodno je permanentno upravljati pravednom tranzicijom radne snage, imajući u vidu postepeno smanjenje broja zaposlenih iz delatnosti vezanih za termo i rudarski sektor, u kojima će se postepeno optimizovati i proizvodnja sa jasnim ciljem obezbeđivanja energijske sigurnosti Srbije.

Akcioni plan jasno pokazuje da je dekarbonizacija EPS-a ne samo klimatska obaveza, već i strateška nužnost za očuvanje energetske sigurnosti i tržišne konkurentnosti. Pravovremena tranzicija omogućava EPS-u da se transformiše iz preduzeća zavisnog od uglja u regionalnog lidera u čistoj energiji, spremnog za tržište električne energije sa niskim emisijama ugljenika.

2. Ključne pretpostavke i ograničenja

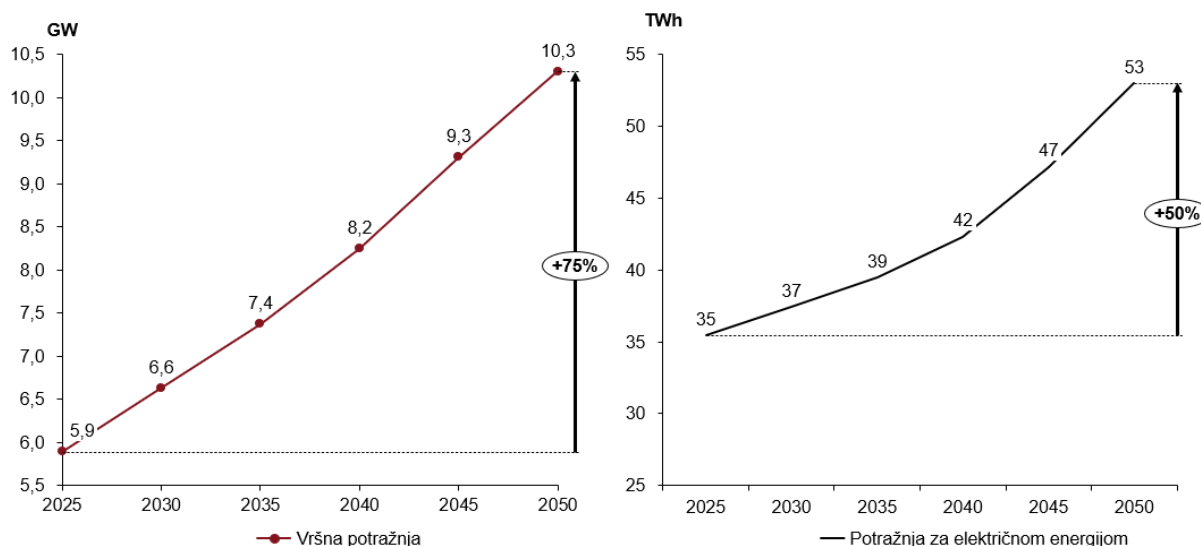
Dinamika dekarbonizacije, pretpostavke i projekcije koje na nju utiču, utvrđeni su INEKP-om i korišćeni su kao osnov za izradu Akcionog plana dekarbonizacije EPS-a, čime postignuta usklađenost sa nacionalnim ciljevima. Glavni pokretač (tzv. „drajver“), za dobijene rezultate u elektroenergetskom sektoru je projektovani porast potrošnje električne energije, koji prema INEKP-u podrazumeva značajnu elektrifikaciju u svim sektorima potrošnje i povećanu potražnju za obnovljivim izvorima energije.

U skladu sa projekcijama u INEKP-u, pretpostavljen je porast potrošnje električne energije od oko 50% do 2050. godine, u odnosu na sadašnji nivo, odnosno sa približno 35 TWh u 2025.

godini na 53,2 TWh do 2050. godine. Od toga je 45,9 TWh finalna potrošnja, 0,7 TWh potrošnja u energetske sektoru, 4,8 TWh potrošnja za proizvodnju vodonika i oko 1,8 TWh predstavlja neto izvoz.

Pored toga, za određivanje potrebnog kapaciteta i pouzdanosti sistema, analizirana je vršna potrošnja, gde se očekuje porast od oko 75%, sa 5,9 GW u 2025. na 10,3 GW u 2050. godini. Dinamika potražnje za električnom energijom i vršna opterećenja prikazani su na sledećem dijagramu:

Potražnja za električnom energijom (GW, TWh)



Trenutno, fosilna goriva čine 45% finalne potrošnje energije (uključuje sve sektore), dok će se 2050. godine njihov udeo smanjiti na 36%. Planirano je da se razlika u strukturi finalne potrošnje energije nadoknadi kako dodatnim OIE, tako i električnom energijom raspolživom iz EPS proizvodnih kapaciteta i na tržištu. Trenutno, električna energija predstavlja 28% finalne potrošnje dok je predviđeno da u 2050. godini dostigne nivo od oko 41% (Vlada Republike Srbije, 2023).

Pored projekcije potrošnje električne enegije, za sve scenarije, uniformno su primenjene i sledeće pretpostavke:

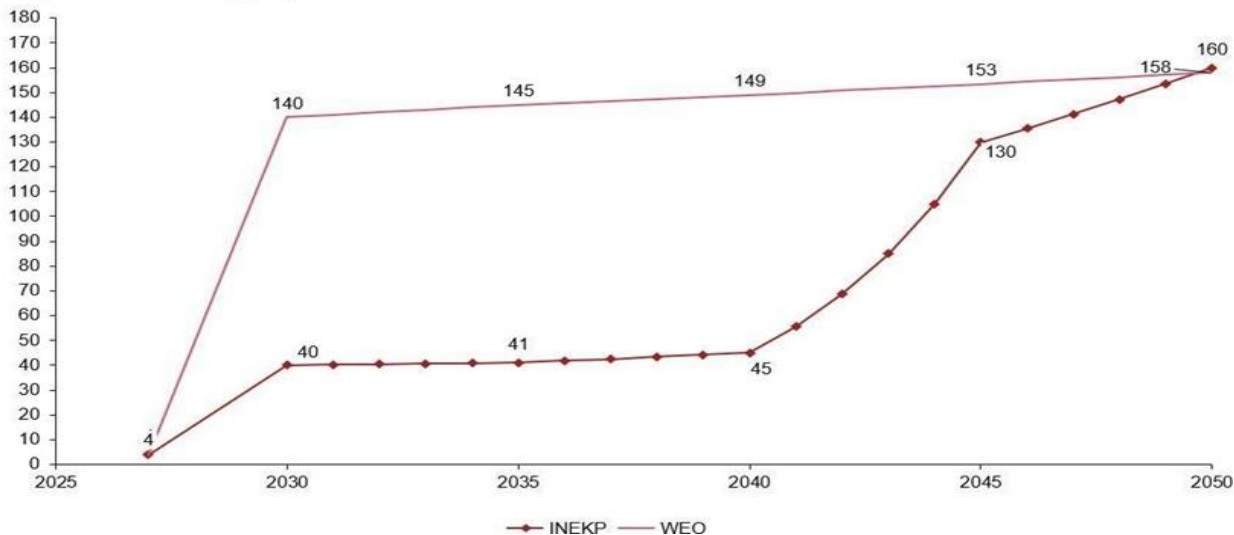
- potražnja za toplotnom energijom i projekcije energetske efikasnosti, usklađene sa trenutnim potrebama, očekivanim rastom i trendovima energetske efikasnosti iz INEKP-a
- projekcija veleprodajne cene električne energije u skladu sa prognozom ICIS (Independent Commodity Intelligence Services), od jula 2024. godine
- cene za emisije ugljen dioksida – projekcije u skladu sa INEKP-om
- proračuni cena za prirodni gas za kombinovane termoelektrane su bazirani na TTF (Title Transfer Facility) do 2029. godine, pri čemu je prognoza WEO (World Energy Outlook) primenjena za period do 2050
- cene uglja i ulaganja u rudarske resurse u skladu sa projekcijama i planovima EPS- a
- projektovana efikasnost postojećih termoelektrana
- prenosni kapacitet u svim scenarijima podržava integraciju svih novih priključaka za obnovljivu energiju.

Počev od 2027. godine, prema INEKP-u, troškovi za emisije ugljen dioksida će od predviđenih 4 EUR/tCO₂- ekv u 2027. godini, sa projektovanim povećanjem na 40 EUR/tCO₂-ekv do 2030. godine, dostići 160 EUR/tCO₂-ekv do 2050. godine (dijagram u nastavku). Uz prikazanu eskalaciju cena (prema novijim projekcijama), za očekivati je da će troškovi za emisije ugljen dioksida, već do 2030. godine, predstavljati trećinu ukupnih troškova proizvodnje električne

energije, što predstavlja značajan konkurentski rizik za postojeći proizvodni portfolio.

Kada se testira osetljivost sa novijim predviđanjem cene za CO₂ iz WEO, razlika je trostruka u poređenju sa projekcijom INEKP za period 2035–2040, značajno veća do 2045. da bi se izjednačile tek u 2050. godini – razlike u predviđenim dinamikama povećanja cena emisija ugljen dioksida, dodatno povećavaju rizik za finansijsku održivost EPS-a:

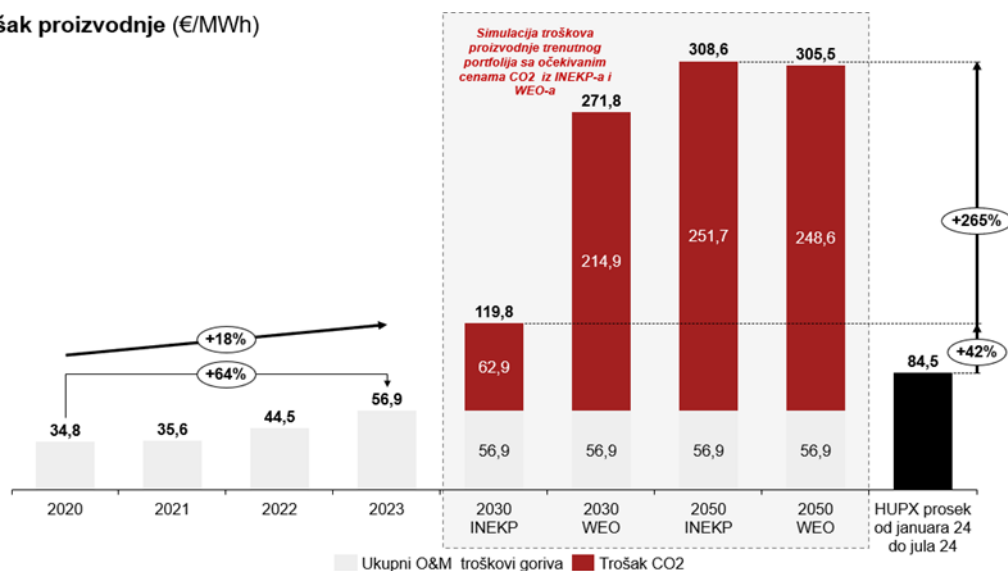
Prognoza cene CO₂ (€/t)



U projekcijama gde je zadržana postojeća struktura proizvodnog miksa, troškovi proizvodnje za EPS bi se udvostručili do 2030. godine, a odatle utrostručili do 2050. godine, što se može uočiti na narednom dijagramu. Povećanje troškova, uzrokovano povećanjem cena za emisije ugljen dioksida, daleko prevazilazi trenutni HUPX i prevazilazi predviđene veleprodajne cene električne energije (ICIS iz 2024, za period od 2025. do 2050. godine). Takav scenario naglašava hitnu potrebu za strateškim prilagođavanjem portfolija kako bi se upravljalo rastućim troškovima i održala konkurentnost na tržištu.

Ako EPS zadrži sličan profil proizvodnje kao i danas, trošak za emisije ugljen dioksida će snažno povećati troškove proizvodnje električne energije na preko 300 €/MWh do 2050. godine, znatno iznad predviđene veleprodajne cene.

Trošak proizvodnje (€/MWh)



Izvor: EPS, INEKP, WEO (Scenario prijavljenih politika)

Da bi se izbegli rizici nekonkurentnosti na tržištu, neophodno je odrediti portfolio, koji se oslanja na obnovljive izvore energije, uz maksimiziranje postojeće infrastrukture i minimiziranje troškova za EPS.

Takođe, da bi se obezbedila uporedivost scenarija, neophodne pretpostavke bazirane su na sledećim osnovnim principima:

1. Svi modelovani scenariji su usklađeni sa INEKP-om, energetsom strategijom i ugljeničnom neutralnošću do 2050. godine, sa maksimalnim odstupanjem od 10% od ciljeva dekarbonizacije nakon 2040. godine,
2. Termoelektrane koje ostaju u pogonu nakon 2030. godine uključuju ulaganja u opremu za odsumporavanje i denitrifikaciju,
3. Proizvodni portfolio EPS-a usklađen sa ekološkim standardima,
4. Uzeti u obzir strateški nacionalni ciljevi prilikom modelovanja sigurnosti snabdevanja (npr. ciljevi i zahtevi u pogledu uvoza/izvoza),
5. Analizirani su rezultati koji nude najniže ukupne troškove u periodu modelovanja (uključujući strateška ograničenja) u svakom scenariju,
6. Energija kojom EPS raspolaže može da obuhvata i energiju koja nije proizvedena iz sopstvenih kapaciteta (trgovanje, PPA, partnerski odnosi, itd.),
7. Konkurentni portfolio podrazumeva integraciju i povezivanje sa evropskim tržištem.

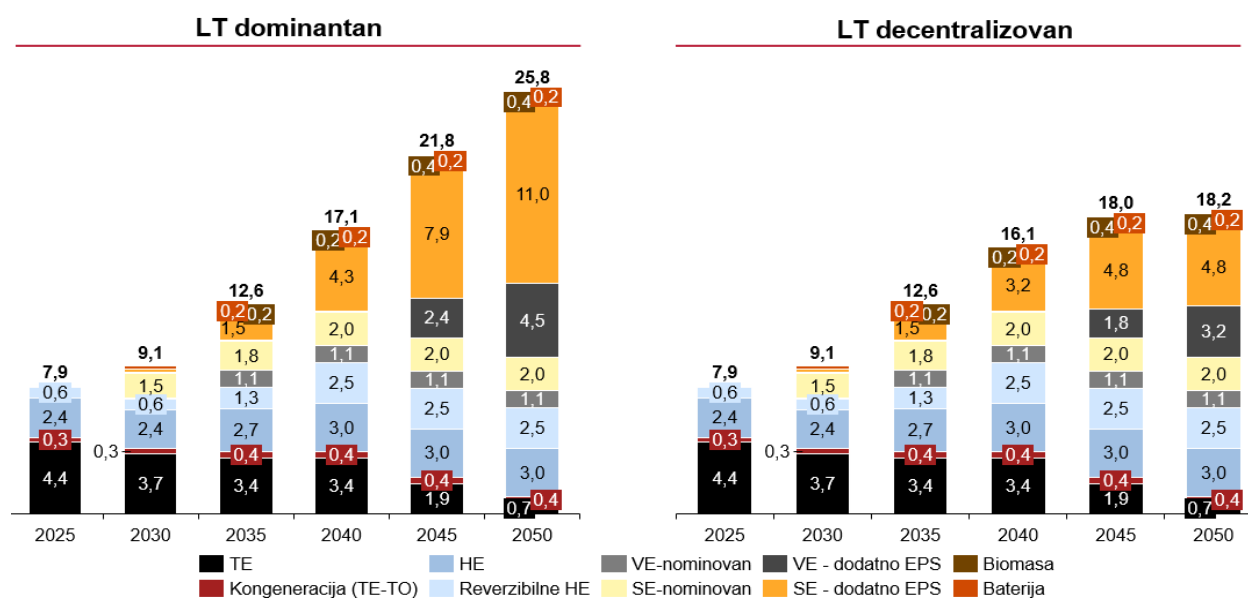
Kako bi se scenariji približili realnim uslovima uključena su pojedina ograničenja usled nacionalnih politika:

- Ograničenja trgovine – do 2035. godine i tokom celog horizonta modelovanja za dominantni scenario – pretpostavljeno je da će EPS zadržati neto izvoznju poziciju (u skladu sa nacionalnim strategijama), iako troškovi proizvodnje premašuju projektovane veleprodajne cene električne energije tokom perioda 2030– 2040. Usled takvog ograničenja dolazi do izvesnog odstupanja od kriterijuma „najmanji trošak“ ali se pojačavaju nacionalni ciljevi energetske sigurnosti.
- Obaveza daljinskog grejanja – u svim scenarijima, EPS nastavlja da obezbeđuje daljinsko grejanje, u skladu sa trenutnom praksom. Ova obaveza zahteva nastavak rada određenih postrojenja na ugalj, čime se odlaže njihov prestanak rada uprkos njihovoj ekonomskoj nekonkurentnosti u kratkoročnom i srednjoročnom periodu.
- Ograničenja primene biomase – TE-TO na biomasu nisu uvedene pre 2035. godine zbog tehničkih ograničenja i nedovoljno razvijenih logističkih i lanaca snabdevanja. Shodno tome, ugalj ostaje primarni izvor goriva za daljinsko grejanje u srednjoročnom periodu, utičući na vreme povlačenja elektrana na ugalj iz rada.

3. Osnovni rezultati modelovanja

Kako bi se obezbedila buduća potražnja za električnom energijom, EPS mora značajno proširiti kapacitete za proizvodnju električne energije, sa sadašnjih 7,9 GW na 12,6 GW do 2035. godine, a od 2035. godine u LT Dominantnom scenariju potrebno je povećanje na 25,8 GW, dok se u LT Decentralizovanom scenariju predviđa porast na 18,2 GW do 2050. godine. Ovakav razvoj zahteva ne samo premošćavanje razlike između trenutnog i budućeg kapaciteta, već i kompenzaciju za termoelektrane, od kojih će samo 0,7 GW biti zadržano kao hladna rezerva.

Kapaciteti (GW)

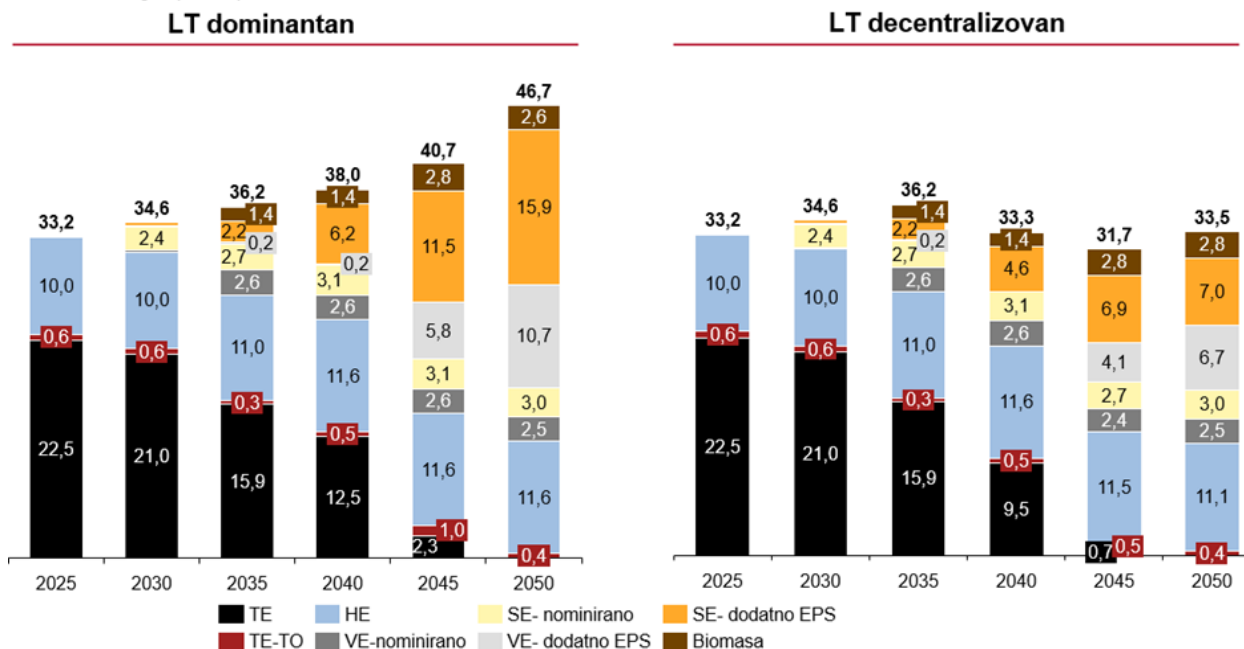


Najbrža dinamika ulaska u pogon novih kapaciteta se očekuje nakon 2035. godine, pri čemu će OIE postepeno istisnuti kapacitete termoelektrana na uglj. U LT dominantnom scenariju se predviđa nagli porast OIE nakon 2035. godine, za razliku od LT decentralizovanog scenarija gde je predviđen umereniji porast OIE i partnerski odnosi koji će doprineti daljem unapređenju EPS-ovog prisustva na tržištu. Projektovani strateški razvoj pokreće proizvodnju iz OIE (energija vetra, solarna i hidro) i omogućava EPS-u da nadmaši svoju proizvodnju iz fosilnih goriva do 2035. godine.

U LT dominantnom scenariju proširenje kapaciteta i naknadno povećanje proizvodnje, omogućava EPS-u da zadrži dominantno prisustvo na rastućem tržištu električne energije u Srbiji, snabdevajući 88% nacionalne potražnje do 2050. godine.

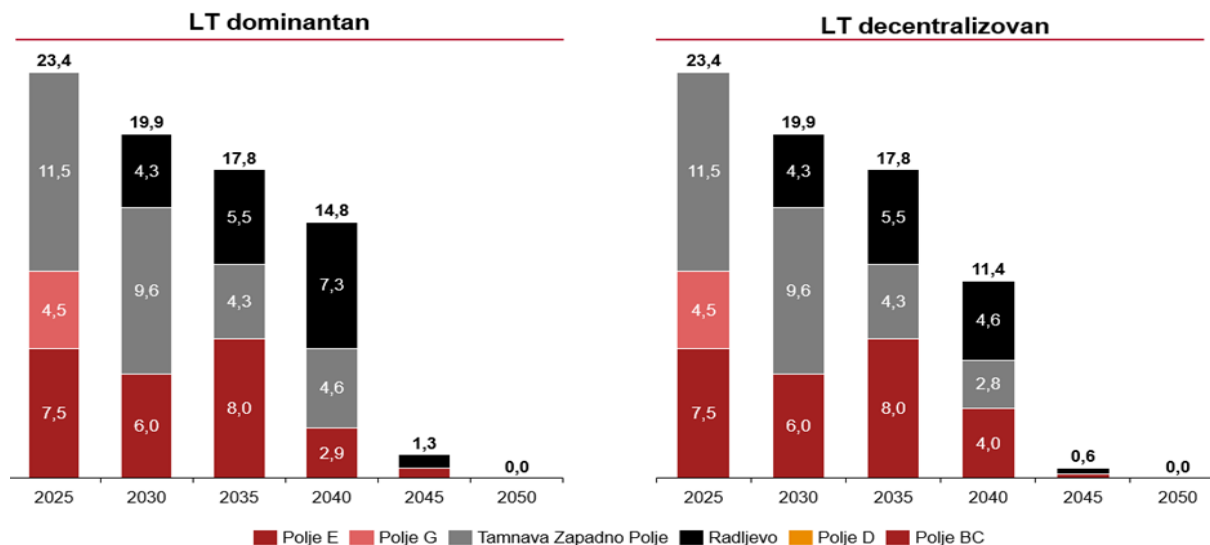
U LT decentralizovanom scenariju, očekuje se da će EPS pokriti 63% nacionalne potražnje, dok će se preostalih 37% snabdevati od strane ostalih, nezavisnih proizvođača (privatni sektor u partnerskom odnosu sa EPS) i povećanja uvoza električne energije. Do 2050. godine, u oba LT scenarija, očekuje se da će OIE doprineti 99% proizvodnje električne energije EPS-a. Sve termoelektrane treba da budu stavljene van pogona najkasnije u periodu 2046–2049. godine, a blokovi Kostolac B2 i B3 se zadržavaju kao hladna rezerva.

Proizvodnja (TWh)



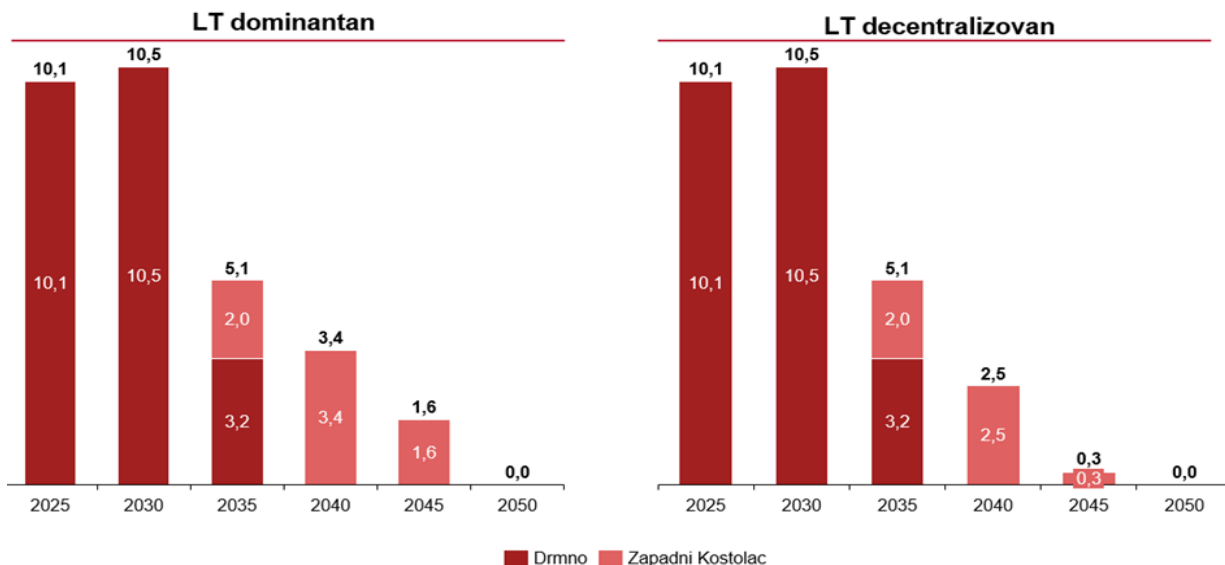
Potrebna proizvodnja lignita iz rudnika Kolubara je modelovana da prestane do 2050. godine, u skladu sa stavljanjem termo blokova koje snabdeva van pogona.

Proizvodnja u rudnicima basena Kolubara (mil. t)



S obzirom da su blokovi B2 i B3 u TE Kostolac predviđeni da budu u hladnoj rezervi, rudnik Kostolac se ne može potpuno zatvoriti, pa je potrebno predvideti deo osoblja i opreme koji ostaje u slučaju njene aktivacije. U skladu sa tim, naknadno će biti analizirana potreba za otvaranjem kopa Zapadni Kostolac.

Proizvodnja uglja (mil. t)



Kao što je navedeno, osnovni princip modelovanja koji se primenjuje je optimizacija koja obezbeđuje najniže troškove proizvodnje električne energije, istovremeno zadovoljavajući pouzdanost sistema. U kontekstu proširenja kapaciteta, to se prevodi u davanje prioriteta tehnologijama koje nude najisplativiji doprinos energetsom miksu tokom vremena.

Na početku analiziranog perioda, kao najisplativija tehnologija proizvodnje je hidroenergija a zatim energija vetra, dok je proizvodnja na gas najskuplja opcija, što se ogleda u njenoj ograničenoj ulozi u okviru trenutnog i projektovanog portfolija. Vremenom, solarna energija postaje konkurentna zbog tehnološke zrelosti, da bi postala opcija proizvodnje sa najnižim troškovima do 2050. godine. Kako je energija vetra već komercijalno zrela tehnologija, njeni troškovi ostaju relativno stabilni tokom čitavog perioda modelovanja. Uzimajući u obzir troškove proizvodnje električne energije iz pojedinih izvora, na sledećem dijagramu su prikazani projektovani proizvodni troškovi EPS za oba scenarija.

Da bi se procenila osetljivost troškova proizvodnje na pretpostavke o cenama emisija CO₂, određena su dva granična slučaja tokom ovog kritičnog perioda:

- Cena emisije CO₂ za nultu profitabilnosti: Portfolio proizvodnje EPS-a postao bi troškovno konkurentan po ceni CO₂ od približno 15 EUR/t u 2030. i 27 EUR/t u 2035. godini, pod pretpostavkom da sve ostale varijable i pretpostavke ostanu konstantne kao i nepromenjeni proizvodni portfolio
- Bez cene emisija CO₂: Zbog nepostojanja troškova za emisije CO₂, portfolio proizvodnje ostao bi potpuno konkurentan, sa prosečnim troškovima ispod projektovane veleprodajne tržišne cene

4. Dekarbonizacija EPS-a – ključne mere

Uspešna implementacija ovog Akcionog Plana podleže nizu strateških, finansijskih, tehničkih, regulatornih i socijalnih rizika. Obim potrebnih promena je takav da EPS treba da izgradi do 21,7 GW novih kapaciteta i povuče iz pogona termo kapacitete, dok istovremeno upravlja potrebom za finansiranjem.

U isto vreme, dinamika tržišta se brzo menja. Uvođenjem Sistema za trgovinu emisijama (ETS) i Mehanizma za prekogranično prilagođavanje ugljenika (CBAM) – pored sve većeg značaja lanaca snabdevanja usklađenih sa klimom – industrijski i komercijalni kupci sve manje su voljni da kupuju električnu energiju sa velikom količinom emisije ugljenika, bez obzira na njenu

cenu. Ova rastuća preferenca može ograničiti sposobnost EPS-a da plasira svoju električnu energiju na tržište, dodatno jačajući potrebu za dekarbonizacijom portfolija kako bi se osigurala dugoročna komercijalna održivost

Ključne mere za dekarbonizaciju proizvodnog portfolija EPS-a do 2050. godine:

- Instalirati 21,7 GW obnovljivog kapaciteta u slučaju LT dominantnog scenarija odnosno 14,1 GW u slučaju LT decentralizovanog scenarija,
- Proširiti kapacitete reverzibilnih hidroelektrana (RHE Bistrica, i Đerdap 3) na 2,5 GW i dodati 200 MW baterijskog kapaciteta da bi se povećala fleksibilnost i pouzdanost,
- Postepeno povlačiti iz pogona termokapacitete uz održavanje strateške rezerve skladu sa ENTSO-E standardima
- Obezbediti snabdevanje daljinskom toplotnom energijom (iznad 10% nacionalne potražnje za daljinskim grejanjem, ako ostane na trenutnom nivou) putem novog postrojenja TE-TO na gas u Novom Sadu i alternativno TE-TO na biomasu nakon 2035. godine
- Upravljati pravednom tranzicijom radne snage: ~optimizacija radnih mesta vezanih za termo i rudarski sektor, kao i nova radna mesta koja se očekuju u sektoru OIE, poslovima u vezi sa prenosnom i distributivnom mrežom i trgovanju (Inicijative za sticanje novih veština i prekvalifikaciju su od suštinskog značaja)
- Da bi se premostio jaz u dekarbonizaciji uz obezbeđivanje pravedne tranzicije za radnu snagu, moraju se razviti koordinisane strategije između EPS-a i relevantnih državnih institucija kako bi se podržali širi ciljevi energetske tranzicije Srbije
- Saradnja sa Vladom i razvojnim partnerima radi ublažavanja ekoloških i društvenih posledica smanjene eksploatacije uglja iz rudnika, uključujući rekultivaciju zemljišta i podršku pogođenim rudarskim zajednicama, zasnovano na najboljim praksama inicijative EU „Coal Regions in Transition“
- Obezbediti finansijsku održivost EPS-a, ali i adekvatne izvore finansiranja (grantovi, povoljne kamatne stope, i ostali uslovi) kao ključni preduslov za investiranje 27,0 milijardi EUR procenjenog CAPEX-a u okviru LT Dominantnog scenarija odnosno 22,5 milijardi evra u okviru LT Decentralizovanog scenarija
- Iskoristiti mogućnost da EPS, kroz dugoročne ugovore o otkupu električne energije, zajednička ulaganja sa razvojnim partnerima i drugim akterima na tržištu, podršku zasnovanu na CO₂ taksi kao i drugim raspoloživim mehanizmima, dodatno obezbedi procenjena investiciona sredstva i smanji finansijske rizike poslovanja.