

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>1a. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)</p> <p>Predlaže se produljenje javnog savjetovanja za Metodologiju za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije (dalje u tekstu: Metodologija) na najmanje 30 dana, prema preporukama i pozitivnoj regulatornoj praksi u većini država članica EU, posebno kada se radi o korekciji regulatorne metode, odnosno regulatornog razdoblja te novoj strukturi tarifa i tarifnih elemenata, konkretno uvođenjem „G“ komponente i posljedično obveze plaćanja naknade za korištenje mreže proizvođača električne energije. Naime, ključna primjedba na Prijedlog Metodologije prije svega je izostanak izračuna utjecaja nove Metodologije na poslovanje društva, a što je trebalo biti sastavni dio popratnog dokumenta s obrazloženjem navedene promjene metodologije.</p> <p>Nadalje zahtjeva se održavanje radionice sa svim zainteresiranim stranama na tržištu električne energije, posebice s proizvođačima električne energije za koje se uvodi nova kategorija s tarifnim elementom obračunske vršne snage, sa simulacijom i izračunima koji su bili podloga za donošenje nove metodologije, a sve u skladu s Člankom 59. stavak 9. Direktive EU 2019/944 od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU (dalje u tekstu: Direktiva), prema kojoj „Regulatorna tijela čine dostupnom javnosti detaljnu metodologiju i povezano troškove nastale pri izračunu odgovarajućih mrežnih tarifa kako bi se time povećala transparentnost na tržištu i kako bi svim zainteresiranim stranama pružile sve potrebne informacije, odluke ili prijedlozi odluka o tarifama prijenosa i distribucije iz Članka 60. stavka 3., čuvajući pritom povjerljivost komercijalno osjetljivih informacija“ te u skladu s točkom 89. preambule „Prilikom provođenja tih zadataka regulatorna tijela trebala bi osigurati da tarife za prijenos i distribuciju budu nediskriminacijske i da odražavaju troškove te bi trebala uzimati u obzir dugoročne, granične,</p>	<p>Smatramo da je HEP d.d., u dijelu koji se tiče naknade za korištenje mreže za proizvođače, imao dovoljno vlastitih i javno dostupnih podataka za okvirnu procjenu učinka predmetnog Prijedloga na proizvođače u okviru HEP-a d.d. Naime, maksimalni iznos koji se u tome dijelu može prikupiti iznosi 0,5 € po isporučenom MWh u prijenosnu mrežu, kako je i navedeno u Popratnom dokumentu uz Prijedlog (https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-08.pdf). Nadalje, HERA je definirala način izračuna maksimalnoga iznosa naknade za korištenje mreže za proizvođače, što znači da se njome može prikupiti samo iznos manji od 0,5 € po MWh-u isporučenom u prijenosnu mrežu, ali ne za pojedinu elektranu nego za prijenosnu mrežu kao cjelinu. Za pojedinu elektranu taj iznos će ovisiti o odnosu obračunske vršne radne snage i količini isporučene električne energije u mrežu.</p> <p>Što se tiče utjecaja naknade za korištenje prijenosne mreže na poslovanje HOPS-a, isti ima sve potrebne podatke za procjenu njezinog učinka na vlastito poslovanje. Stoga je HOPS u mogućnosti procjenjivati učinak na vlastito poslovanje te ne vidimo što bi ga sprječavalo da procjenu učinka podijeli s javnošću, pa tako i s HEP-om d.d. Maksimalni iznos naknade za korištenje mreže za proizvođače na prijenosnoj mreži će ovisiti o povijesnim podacima te bi prema povijesnim podacima od uključivo 2016. do uključivo 2020. iznosio manje od 110 € po MW obračunske vršne radne snage u pojedinom mjesecu, iako će taj iznos u narednim godinama ovisiti o ostvarenim podacima u trenutku izračuna tako da će se ostvareni iznos razlikovati od navedenog iznosa. Preliminarni izračun na temelju podataka od uključivo 2018. do uključivo 2021. s procjenom o instaliranim snagama u 2023. iznosi 129 €/MW.</p> <p>Poticaji su bili definirani u Prijedlogu a i bili su pojašnjeni u Popratnome dokumentu. Što se tiče noviteta glede gubitaka, povijesni podaci koji su bili potrebni za analizu toga dijela su bile cijene s mađarske burze HUDEX koje su javno dostupne (https://hudex.hu/en/market-data/power/daily-data), kao i satna krivulja gubitaka koja je dostupna Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava d.d. (dalje: HOPS) na kojega se odražava novi model tretiranja troškova gubitaka u prijenosnoj mreži. Stoga je i u tome</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>izbjegnute troškove mreže zbog distribuirane proizvodnje i mjera za upravljanje potrošnjom.“</p> <p>U skladu s Uredbom EU 2019/943 od 5. lipnja 2019. o unutarnjem tržištu električne energije (dalje u tekstu: Uredba), člankom 18.“ Tarifne metodologije odražavaju fiksne troškove operatora prijenosnih i distribucijskih sustava te operatorima prijenosnih i distribucijskih sustava pružaju odgovarajuće kratkoročne i dugoročne poticaje, kako bi se povećala učinkovitost, uključujući energetska učinkovitost, poticala integracija tržišta, sigurnost opskrbe i podupirala učinkovita ulaganja, podupirale povezane aktivnosti istraživanja i olakšale inovacije u interesu kupaca u područjima kao što su digitalizacija, usluge fleksibilnosti i interkonekcije.“ Nadalje ...“metodom primijenjenom za određivanje naknada za mrežu mora se neutralno cjenovnim signalima upućenima kupcima i proizvođačima poduprijeti cjelokupna dugoročna učinkovitost sustava te se ona posebice mora primjenjivati na način kojim se proizvodnja priključena na distribucijskoj razini niti pozitivno niti negativno ne diskriminira u odnosu na proizvodnju priključenu na prijenosnoj razini. Naknadama za mrežu ne smije se diskriminirati, bilo pozitivno bilo negativno, skladištenje ili agregacija energije i ne smije se odvracati od vlastite proizvodnje, vlastite potrošnje energije ili sudjelovanja u upravljanju potražnjom...“</p> <p>Nastavno na navedeno iz predložene Metodologije nije razvidno što je od navedenih troškova prepoznato i uključeno u istu. Nije vidljivo i obrazloženo kako će uvođenje G komponente utjecati na prihode/troškove operatora, i koji je omjer tarifa koje se primjenjuju na proizvođače i tarifa koje se primjenjuju na krajnje kupce. Nije ujednačena razina i način priznavanja različitih troškova, za neke preopćeniti i nedefinirani pragovi, a za neke penalizacija/nagrađivanje. Kako će operator znati do koje razine planirati troškove i njima upravljati, ako se ne zna do koje razine će biti priznati, jer regulator može proizvoljno odrediti neopravdanost troškova? Koji su</p>	<p>slučaju HOPS u mogućnosti procjenjivati učinak na vlastito poslovanje te ne vidimo što bi ga sprječavalo da procjenu učinka podijeli s javnošću, pa tako i s HEP-om d.d. Naime, HERA ne definira HOPS-u kako će kupovati energiju za gubitke električne energije. Iznos poticaja ovisit će o odnosu ostvarene cijene gubitaka prema referentnoj cijeni izračunatoj prema Metodologiji, a taj odnos će ovisit o HOPS-ovim poslovnim odlukama kod kupnje gubitaka.</p> <p>Kada je riječ planiranim troškovima gubitaka električne energije koji ulaze u izračun tarifnih stavki za sljedeću regulacijsku godinu, njihova cijena je predodređena (€/MWh) a količinu gubitaka (MWh) procjenjuje HOPS. Shodno tome nije predodređen iznos planiranih troškova gubitaka električne energije koje HERA priznaje. Dio troškova gubitaka odnosi se na kratkoročnu nabavu koja ovisi o cijenama koje nisu poznate u trenutku izračuna tarifa, stoga bi eventualni „price cap“ mogao biti bitno viši ili niži prema procjeni kratkoročne tržišne cijene na koju HOPS niti ne može utjecati, stoga bi u tome slučaju „price cap“ koji predlažete mogao dovesti do neopravdanih gubitaka ili neopravdanih dobitaka za HOPS.</p> <p>Glavnina troškova HOPS-a pokriva se kroz radnu energiju a ne kroz radnu snagu, tako je 2021. udio prihoda od radne energije iznosio 74,5%.</p> <p>Određivanje iznosa tarifne stavke za obračunsku priključnu radnu snagu za krajnje kupce omogućit će preusmjeravanje dijela fiksnih troškova s količine radne energije preuzete iz mreže na obračunsku priključnu radnu snagu. Naime, mreža se gradi i održava i za korisnike mreže koji imaju priključnu snagu ali ne preuzimaju radnu električnu energiju iz mreže do mjere s kojom bi oni pokrivali fiksne i varijabilne troškove koje uzrokuju. Ne smatramo opravdanim da dio korisnika mreže pokriva jako mali udio stvarnih troškova za mrežu prema ostalim korisnicima mreže, u odnosu na trošak koji uzrokuju.</p> <p>Metoda priznatih troškova uz poticaje ne podrazumijeva proizvoljno određivanje priznatih troškova, kako se navodi u primjedbi. Dio troškova koji su popisani pravilu se</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>kriteriji za takvo prikazivanje i na koji se način osigurava poticanje za poboljšanje performansi operatora sustava, gdje su mjerljivi ciljevi (smanjenje gubitaka)? Troškovi nabave gubitaka definiraju se u članku 10. kao operativni troškovi poslovanja (znači da ovise o proizvodnji jedinice proizvoda/energije), i onda je logično da se vežu uz energiju predanu u mrežu, a ne obračunsku snagu. Također nije jasno zašto se dodatno raspisuje način vrednovanja/priznavanja troškova gubitaka, umjesto da se jednostavno odredi „price cap“ (ionako je uvijek osnova izračuna tržište/burza električne energije). U Metodologiji nije definiran niti kvantificiran izraz „bespovratno dobivena sredstva“ i ne zna se koja je razina korištena u Metodologiji (do koje mjere se priznaju), osim što se ne priznaje amortizacija, što je upitno jer ukoliko se radi o znatnim iznosima, i amortizacija može biti značajna. Također se predlaže definirati poticaje. Nije jasno uvođenje novog tarifnog elementa Obračunske priključne radne snage, posebno s aspekta poticanja kupaca na upravljanje potrošnjom i povećanje energetske učinkovitosti. Hoće li i u kojoj mjeri fiksni element obračunske radne snage doprinijeti razvoju fleksibilnosti na strani potrošnje i sigurnosti sustava s druge strane? Na koji se način ovom metodologijom operator stimulira na smanjenje troškova i racionalno upravljanje njima?</p>	<p>neće priznavati (članak 9. od stavka 3. do 6.) dok će se preostali dio priznavati u ovisnosti o obrazloženjima HOPS-a povezanim s njihovom opravdanošću.</p> <p>Vezano uz opravdanost troškova, dužnost HOPS-a kao poduzetnika je voditi brigu o naplati potraživanja i ispunjavanju svojih obveza, osigurati racionalno i ekonomično poslovanje i korištenje naplaćenih prihoda od obavljanja energetske djelatnosti prijenosa električne energije te upravljati imovinom i novčanim sredstvima pažnjom dobrog gospodarstvenika.</p> <p>Što se tiče načina priznavanja različitih troškova i njihove opravdanosti i prihvatljivosti bitno je da ti troškovi predstavljaju uvjet za obavljanje i posljedicu obavljanja energetske djelatnosti prijenosa električne energije. Kako bi se smanjili troškovi potrebno je poboljšati gospodarsku aktivnost i učinkovitost korištenja imovine i drugih resursa kojima HOPS raspolaze.</p> <p>Izraz „<i>bespovratno dobivena sredstva</i>“ predstavlja financijsku pomoć ili potporu kojom se financira dio dugotrajne imovine od strane države, županije, općine, grada, Europske unije te drugih domaćih i međunarodnih fondova, organizacija i institucija.</p> <p>Glede izvještavanja javnosti o troškovima HOPS-a, HERA u svojim godišnjim izvješćima koja podnosi Hrvatskom saboru, koja su dostupna na HERA-inim mrežnim stranicama, daje takve podatke (https://www.hera.hr/hr/html/god_izv.html). Dodatni podaci mogu se tražiti od HERA-e, koja ih ovisno o povjerljivosti komercijalno osjetljivih informacija može ustupiti.</p> <p>Razdoblje za dostavu ispunjenog obrazaca za primjedbe u okviru savjetovanja sa zainteresiranom javnošću bilo je od 6. lipnja do 20. lipnja 2022., zatim je 6. srpnja 2022. održana radionica u HERA-i s dionicima koji su u razdoblju za dostavu primjedbi iste dostavili. Prema tome, od otvaranja javnog savjetovanja do radionice gdje je HEP d.d. mogao iznijeti primjedbe i tražiti dodatna pojašnjenja prošlo je 30 dana.</p>
1b. Načelna primjedba	<p>1. U stavku 16. članka 46. Zakona o tržištu električne energije (NN111/21) jasno i nedvosmisleno je propisano da „Proizvođač energije, MWh / h, MW) i tip energije koja se razmjenjuje (prividna snaga/energija,</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>na Metodologiju (HEP d.d.)</p> <p>električne energije koji ima dozvolu za proizvodnju električne energije dužan je plaćati tarifu za korištenje mreže za energiju koju predaje u prijenosnu odnosno distribucijsku mrežu...“ U ovoj metodologiji, kod određivanja tarifnih elementa za proizvođača, suprotno zakonom propisanoj obvezi za proizvođača, umjesto koncepta „za energiju koju predaje u mrežu“, primijenjen je koncept obračunske vršne radne snage što je apsolutno izvan prakse većine Europskih zemlja koje imaju uvedenu G komponentu. Prema nama raspoloživim informacijama, obračun mrežarine za proizvođača prema vršnoj snazi primjenjuju samo otočne zemlje Velika Britanija i Irska uz jedinstveni slučaj Slovačke iz zemalja kontinentalne Europe. Mišljenja smo da Hrvatska ne treba ići u eksperimentalnu Metodologiju temeljenu na kriteriju obračunske vršne snage, već primijeniti kriterij za proizvođača temeljem „predane energije u mrežu“ kao što koristi većina s G komponentom iz nama bližih europskih zemalja (Austrija, Francuska, Španjolska, Portugal). Također izbor koncepta snage i energije prema skandinavskom modelu, znatno je prihvatljiviji od u ovoj metodologiji predloženog koncepta obračunske vršne radne snage neovisno o razdoblju više ili niže tarife.</p> <p>Predlažemo da se u ovoj metodologiji za proizvođača primijenjeni koncept „obračunske vršne snage“ zamijeni konceptom „predane energije u mrežu“. Primjenom koncepta iz metodologije s elementom „obračunske radne snage“ mogući je nepovoljan troškovni utjecaj na proizvođača, jer je trošak za proizvođača neovisan o količini proizvedene električne energije. Praktički trošak proizvođača radi naknade za korištenje mreže nije utemeljen na je</p>	<p>radna snaga/energija i jalova snaga/energija). Ne smatramo da je zakonodavac odredio tarifni element količine radne energije za proizvođače, nego obvezu plaćanja naknade za korištenje mreže za energiju koja se predaje u mrežu.</p> <p>Agencija za suradnju energetskih regulatora (dalje: ACER) se u svojem Mišljenju iz 2014. godine (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf)² osvrnula na različite načine kojima se može naplaćivati naknada za korištenje mreže proizvođačima, a s kojim je HERA suglasna. ACER je razmotrio tri klase načina naplate mrežarine za proizvođače: preko energije (<i>Energy-based G-charges</i>, €/MWh), preko snage (<i>Power-based G-charges</i>, €/MW) i preko iznosa koji je nepromjenjiv tijekom obračunskog razdoblja jer po definiciji ne ovisi o isporučenoj količini energije ni postignutoj snazi (<i>Lump-sum G-charges</i>).</p> <p>Predlažete da se umjesto korištenja obračunske vršne radne snage kao tarifnog elementa za isporuku energije u mrežu, uvede tarifni element količine radne energije. Prednost korištenja vršne snage kao tarifnog elementa je što se njime ne utječe na kratkoročne tržišne cijene (npr. na CROPEX-u), a umjesto čega se izravno povećavaju troškovi proizvođača. U slučaju da je previsok iznos tarifne stavke za snagu on može obeshrabriti investitore u izgradnju proizvodnih postrojenja ili dovesti do njihovoga odlaska s tržišta (<i>mothball existing capacity</i>), a o čemu HERA vodi računa. Ideja uvođenja naknade za korištenje mreže za proizvođače je da proizvođači snose dio troškova za prijenosnu mrežu, a ne da dovede do povećanja veleprodajnih cijena što bi pak za posljedak imalo povećanje troškova nabave za opskrbljivače koji se onda preslikaju na potrošače.</p> <p>Naime, povećanje veleprodajnih cijena uvećalo bi prihode tržišnih proizvođača čime bi dio koji su platili za mrežu bio za njih u cijelosti ili djelomično s troškovnog aspekta neutraliziran („<i>Still, SRMC³ and therefore also the spot market price is increased by the level of the applied G-charge</i>“), a s druge strane bi se onda kroz izravno povećanje veleprodajne cijene trošak ponovno preusmjerio na potrošače, što bi dovelo u pitanje</p>

¹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

² https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

³ „*short-run marginal costs*”

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>godišnjim prihodima, odnosno količini proizvodnje proizvođača. Zaključno, koncept vršne radne snage bio je davno uveden s namjerom smanjenja vršnog opterećenja tj. peglanja dnevnog dijagrama opterećenja kupaca, tako da koncept iz metodologije nije opravdan za proizvođača. Konceptijski veću naknadu za korištenje mreže treba platiti proizvođač koji je više energije isporučio u mrežu, uz moguće proširenje metodologije s obzirom na naponske razine priključka.</p>	<p>svrsishodnost uvođenja takve naknade. Efekt povećanja veleprodajnih cijena na teritoriju Republike Hrvatske mogao bi dovesti do manje konkurentnosti proizvodnje električne energije u usporedbi sa susjednim državama, što bi dovelo do većeg uvoza električne energije u odnosu na korištenje obračunske vršne radne snage kao tarifnog elementa.</p> <p>Dodatno, što se tiče naknade preko količine radne energije, ona osim što bi povećala kratkoročne veleprodajne cijene, ujedno ju ACER ne preporuča za namirenje infrastrukturnih troškova. Budući da se mreža dimenzionira na snagu a ne na količinu isporučene energije, i da je ideja nadoknaditi upravo infrastrukturne troškove (koji ne uključuju fizička sredstva koja su potrebna za povezivanje sa sustavom ili nadogradnju veze), odabrana je po tome kriteriju upravo vršna radna snaga kao tarifni element. Na taj će način elektrane koje svojom snagom više optereće elektroenergetsku mrežu uz manje isporučene električne energije, platiti veći iznos po isporučenom MWh u mrežu a isti iznos po MW postignute vršne snage.</p> <p>Iako ACER sugerira da ne treba postavljati ograničenje na iznos tarifne stavke za radnu snagu za proizvođače, kao što su ona trenutačno propisana za prijenosnu mrežu, HERA je uvažavajući potrebu vođenja računa da tarifna stavka treba odražavati troškove, uvažavajući potrebu da se ne obeshrabri investitore i uvažavajući uvjet da Republika Hrvatska ne smije prekoračiti iznos od 0,5 €/MWh iz <i>UREDBE KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa</i>, shodno tome je konzervativno odredila maksimalni iznos tarifne stavke od kojega HERA može odrediti niži. Ograničenje iz navedene Uredbe odnosi se na „G charge“, dok je moguće prikupiti i veći iznos od proizvođača u okviru pojma „Injection charge“, o čemu se može više pročitati u ACER-ovom Izvješću o naknadama za</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>korištenje mreže iz 2019. (<i>ACER Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe⁴</i>).</p> <p>Po maksimalno dozvoljenom iznosu tarifne stavke za proizvođače, uz povijesne podatke, prihod HOPS-a bi iznosio manje od 30 milijuna kuna što bi bilo manje od 2,1% u prihodima HOPS-a za 2021. Smatramo da snošenje 2,1% troškova HOPS-a od strane proizvođača neće obeshrabriti investitore niti dovesti do njihovog odlaska s mreže (<i>mothball existing capacity</i>), a poslat će se signal da i oni koriste prijenosnu mrežu te da bi trebali snositi dio troškova, što je mogla biti namjera zakonodavca koji je propisao uvođenje naknade za korištenje mreže za proizvođače.</p> <p>Obračunska vršna radna snaga za proizvođača i obračunska vršna radna snaga za krajnje kupce nisu jednako definirane. Pogledati članak 75. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22) gdje je definirano da je ona za preuzimanje iz mreže određena prema „<i>razdoblju primjene više dnevne tarife</i>“ a za isporuku u mrežu nije ograničena na razdoblje primjene više dnevne tarife.</p>
<p>1c. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)</p> <p>2. Prema predloženoj metodologiji reverzibilne hidroelektrane bi trebale plaćati naknadu za korištenje mreže za oba smjera obračunske snage, tj. prema obračunskoj vršnoj snazi (ostvarenoj neovisno o razdoblju više ili niže tarife) za proizvodnju odnosno za smjer predaje u mrežu, ali i prema obračunskoj vršnoj snazi (ostvarenoj u razdoblju više tarife) za smjer preuzimanja iz mreže. Predlažemo jasno definirati da reverzibilne hidroelektrane kao i ostala skladišta energije treba izuzeti iz naplate obračunske vršne snage za smjer preuzimanja energije iz mreže. Podzakonski akti i metodologije moraju biti usklađene sa strategijom koja se temelji na povećanju</p>	<p>Donesenom Metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije („Narodne novine“, broj 84/22) nije definirano izuzeće u vidu tarifnog modela za električnu energiju predanu u mrežu ovisno o podrijetlu energije koja je pretvorena u električnu energiju (potencijalna energija vode u skladištu dobivena pumpanjem vode s niže nadmorske razine na višu nadmorsku razinu korištenjem električne energije preuzete iz mreže, hidroenergija dobivena iz kiše, vjetroenergija, ugljen, sunčana energija i sl.).</p> <p>U tarifnim modelima za preuzimanje električne energije iz mreže, koji imaju iste tarifne elemente, iznos tarifnih stavki trenutačno je isti za preuzimanje iz mreže na istoj</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>udjela OIE, odnosno nužnom povećanju fleksibilnosti pogona i skladištenju energije. Primjena reverzibilnih hidroelektrana s regulacijom je pogonski nužna, tehnološki rješiva i ekonomski opravdana s obzirom na energetske značajke EES-a RH, stečeno iskustvo te izraziti visinskim potencijal (nadmorska visina G. Kotar, Velebit, Dinaridi prema moru) diljem teritorija RH.</p>	<p>naponskoj razini, što je vidljivo u Odluci o iznosu tarifnih stavki za prijenos električne energije („Narodne novine“, broj 138/21).</p> <p>Tako primjerice tarifni model Bijeli na niskom naponu za poduzetništvo i tarifni model Bijeli na niskom naponu za kućanstva imaju iste iznose tarifnih stavki (0,11 kn/kWh za energiju u višoj dnevnoj tarifi i 0,05 kn/kWh u nižoj dnevnoj tarifi). Jednako se odnosi na tarifni model Crveni za poduzetništvo na niskom naponu i za tarifni model Crveni za kućanstva na niskom naponu, a koji imaju tarifni element obračunske vršne radne snage, kojima su određeni isti iznosi tarifnih stavki po tarifnim elementima (0,05 kn/kWh za energiju u višoj dnevnoj tarifi, 0,02 kn/kWh u nižoj dnevnoj tarifi i 14,50 kn/kWh za obračunsku vršnu radnu snagu). Različiti su iznosi tarifnih stavki za tarifni model Bijeli na srednjem naponu i za tarifni model Bijeli s istim tarifnim elementima na niskom naponu, a tu je tehnički gledano riječ o isporuci električne energije na različitim naponskim razinama stoga bi interes mreže mogao biti različit na različitim naponskim razinama.</p> <p>Poseban je tarifni model Žuti za javnu rasvjetu na niskom naponu, gdje se tehnički gledano preuzima električna energija iz mreže tijekom noćnih sati kada je mreža manje opterećena. Taj model ima niži iznos tarifne stavke od 0,06 kn/kWh u odnosu na tarifni model Plavi na niskom naponu za kućanstva koji ima isti tarifni element za radnu energiju koji iznosi 0,09 kn/kWh.</p> <p>U tarifnom modelu Crni potrošnja električne energije jamči se osam sati tijekom dana, sukladno članku 47. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22), stoga je tu tehno-ekonomski gledano očito da je uvažavajući interes mreže on definiran kao poseban model.</p> <p>Pogledaju li se referentni iznosi koeficijenata omjera iznosa tarifnih stavki u prilogu 2., vidljivo je da ih je HERA postavila sukladno s iznad navedenim. Ipak, HOPS sukladno članku 23. stavku 5. može predložiti i drugačije iznose, pritom se rukovodeći interesima mreže u koju ima najbolji uvid. Odstupanja od referentnih iznosa HOPS treba obrazložiti HERA-i.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>Možebitne iznimke od plaćanja naknade za korištenje mreže, a uvažavajući čimbenike koje navodite, do sada su se kroz zakone određivale u Hrvatskom saboru. Tako je primjerice člankom 51. Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji („Narodne novine“, broj 138/21) određena iznimka od plaćanja naknade za korištenje mreže za dio preuzete električne energije iz mreže na obračunskim mjernim mjestima koja ispunje tom odredbom ispunjene uvjete, što je onda provedeno kroz članak 70. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22). Osim toga, u slučaju pružanja pomoćnih usluga predviđeno je člankom 59. stavkom 2. alinejom 4. Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) izuzeće od plaćanja naknade za korištenje mreže kod pružanja pomoćnih usluga, odnosno „pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom“ propisuje „<i>izuzetke od naplate naknade za korištenje mreže prilikom pružanja pomoćnih usluga</i>“, što je u konačnosti provedeno kroz članak 83. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22).</p> <p>Nadalje, HEP d.d. je prilikom donošenja Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) predložio odredbu kojom bi se reverzibilne hidroelektrane izuzele od plaćanja naknade za korištenje mreže, predlažući u članku 46. stavak 17. sljedeći sadržaj: „<i>[p]roizvođaču električne energije na obračunskom mjernom mjestu reverzibilne/crpne elektrane ne naplaćuje se tarifni element za ostvarenu vršnu snagu tijekom crpnog rada, unutar naknade za korištenje mreže</i>“, što zakonodavac nije prihvatio (https://esavjetovanja.gov.hr/ECon/EconReport?entityId=16312, redni broj 162.).</p> <p>U članku 46. stavku 14. Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) propisano je da se „<i>[p]roizvođač električne energije na obračunskom mjernom mjestu reverzibilne hidroelektrane za potrebe crpnog (pumpnog) rada i operator skladišta energije na mjernom mjestu postrojenja za skladištenje energije ne smatraju se krajnjim kupcima u smislu odredbi ovoga Zakona, osim u dijelu koji se odnosi na plaćanje naknade za korištenje prijenosne i/ili distribucijske mreže</i>“. Prema tome, osim što nije definirana iznimka od plaćanja naknade za korištenje mreže za proizvođača</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>električne energije, izričito je propisano da proizvođač koji na obračunskom mjernom mjestu ima reverzibilnu hidroelektrane jest krajnji kupac u dijelu koji se odnosi na plaćanje naknade za korištenje prijenosne i/ili distribucijske mreže. Člankom 48. stavkom 8. istoga zakona propisano je: „operator skladišta energije na obračunskom mjernom mjestu postrojenja za skladištenje energije ne smatra se krajnjim kupcem u smislu odredbi ovoga Zakona, osim u dijelu vlastite potrošnje“.</p> <p>Imajući u vidu iznad navedeno, kao i imajući u vidu da HOPS nije predložio posebni tarifni model za reverzibilne hidroelektrane, HERA shodno tome nije definirala poseban tarifni model za reverzibilne hidroelektrane u smislu plaćanja naknade za korištenje mreže za preuzimanje električne energije iz mreže. Naime, HOPS ima najbolji uvid u mogućnosti prijenosne mreže te je ujedno i zainteresiran za interes prijenosne mreže.</p> <p>Osim toga, izuzeće od plaćanja naknade za korištenje mreže za pojedine kategorije korisnika mreže, kao i način utvrđivanja količine tarifnog elementa (npr. prekomjerne jalove energije) nije predmet metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije. Iznad smo naveli kako se takve iznimke u praksi uvode i gdje se definira način izračuna količine tarifnog elementa, naime kroz zakonski okvir koji se detaljnije propisuje u podzakonskom aktu „pravilniku o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom“.</p>
<p>1d. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)</p>	<p>3. U elektranama u pravilu više obračunskih mjernih mjesta proizvodnih jedinica povezano je na zajedničke sabirnice rasklopišta elektrane, odnosno pojedinu naponsku razinu, u pravilu zajedničku za sve ili većinu agregata. Predmetna metodologija nije prepoznala nužnost istodobnog određivanja obračunske vršne radne snage proizvođača na jedinstvenoj lokaciji, zajedničkim sabirnicama elektrane pa predlažemo da se za proizvođača jasno definira (kao što je definirano za elektrovučna postrojenja - HŽ kupac) da se radi o jedinstvenoj tehnološkoj cjelini proizvođača i zajedničkoj naponskoj razini proizvođača na lokaciji, da se primjenjuje za obračun, najveća istodobna vršna snaga u razdoblju više dnevne tarife.</p>
	<p>Načelno se metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije ne određuje način utvrđivanja količine tarifnog elementa koji je, uz iznos tarifne stavke koji se određuje na temelju te metodologije, temelj za obračun naknade za korištenje prijenosne mreže.</p> <p>Naime, isto je predmet <i>pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom</i>. Tako su:</p> <ul style="list-style-type: none"> - člankom 56. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22) definirana razdoblja primjene jedinstvene dnevne tarife, više dnevne tarife i niže dnevne tarife,

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<ul style="list-style-type: none"> - člankom 66. stavkom 3. te člancima od 75. do 77. primjena tarifnog elementa obračunske vršne radne snage, - člankom 70. poseban način obračuna naknade za korištenje mreže za korisnika postrojenja za samoopskrbu, - člankom 74. stavkom 4. i 5. plaćanje naknade za korištenje mreže za proizvođače s dozvolom za proizvodnju električne energije, - člankom 76. stavkom 3. način obračuna naknade za korištenje mreže u slučaju kad je ugovor o korištenju mreže vrijedio kraće od mjesec dana, - člankom 76. način obračuna naknade za korištenje mreže u slučaju više sile ili kada je proglašen prestanak više sile ili ako je tijekom obračunskog razdoblja nastao iznimni događaj ili je prestao iznimni događaj, - člankom 78. određena su u kontekstu količine tarifnih elementa pravila u slučaju postojanja više obračunskih mjernih mjesta, - člankom 80. obračunska priključna radna snaga za krajnjeg kupca, - člankom 81. određena je količina prekomjerne jalove energije za mjesečno obračunsko razdoblje za obračunsko mjerno mjesto, - člankom 82. i člankom 76. stavkom 3. naknada za obračunsko mjerno mjesto, - izuzetci vezani uz naknadu za korištenje mreže kod pružanja pomoćnih usluga propisani su u članku 83. <p>Imajući u vidu iznad navedeno te imajući u vidu da je pitanje o kojemu govorite uređeno člankom 78. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22), koji upravo uređuje pitanje pravila u slučaju postojanja više obračunskih mjernih mjesta, smatramo da je to pitanje riješeno prethodno navedenom odredbom.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
1e. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	4. Koncept vršne snage dovodi u proizvođača iz RH nepovoljniji tržišni položaj u odnosu na proizvođača iz okruženja, osobito na konkurentnost generatorskog i crpnog rada reverzibilnih elektrana iz RH u odnosu na Sloveniju, Austriju, Italiju, BIH. Predlažemo ne primjenjivati koncept vršne snage na proizvođača.	Nije prihvaćeno. Pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu pod 1c.
1f. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	5. Postojeći ZOTEE nije definirao niti je u pojmovniku ove metodologije definiran izraz „obračunske priključne snage kupca“, preispitati opravdanost uvođenja istog i to samo za kod nekih kategorija kupaca ovisno o mogućnostima OMM-a. Predlažemo definirati predmetni izraz te jasnije obrazložiti (ili brisati) svrhu uvođenja u metodologiju „obračunsku priključnu snagu“ pored postojećeg izraza „obračunska vršna snaga u razdoblju više tarife, s obzirom da se radi o različitosti pristupa naknadi za jednaku kategoriju korisnika mreže.	<p>Obračunska priključna radna snaga definirana je kao tarifni element u Pravilniku o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22). Pogledati odgovor HERA-e na vašu načelnu primjedbu pod 1d.</p> <p>Za objašnjenje svrhe obračunske priključne radne snage pogledati odgovor HERA-e na vašu načelnu primjedbu 1a. Korisniku mreže u obračunskom razdoblju iznos tarifnog elementa obračunske vršne radne snage može biti jednak nuli, kada bi izbjegao snositi fiksne troškove HOPS-a koji su nezavisni od količine razmijenjene radne električne energije s mrežom kao i od vršne snage, dok mu količina tarifnog elementa obračunska priključna radna snaga neće biti jednaka nuli stoga će i u tome slučaju snositi barem dio fiksnih troškova HOPS-a. Obračunska vršna radna snaga povezana je s količinom radne električne energije isporučene u mrežu budući da nema isporučene električne energije bez vršne snage, a obračunska vršna radna snaga povezana je s priključnom snagom koja određuje njezin maksimalni dozvoljeni iznos. Ideja je s različitim tarifnim elementima postići pravednu razdiobu troškova na korisnike mreže. Smatramo da tome cilju doprinosi postojanje tarifnog elementa obračunske priključne radne snage.</p>
1g. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	6. Koncept obračunske vršne radne snage u mjesečnom razdoblju kod proizvođača, stavlja proizvođača u nepovoljan položaj jer se jednaka vršna snaga u obračunskom razdoblju može ostvariti i u pravilu se ostvaruje, neovisno o količini proizvedene energije (povoljne i nepovoljne hidrološke godine). Predlažemo da kod ostvarene veće proizvodnje proizvođača ima i veći trošak naknade za korištenje mreže jer je tada i uzrokovao veće gubitke u mreži. Mišljenja smo da je predloženim konceptom u metodologiji, koji ide na štetu	<p>Bez isporučenog toka električne energije (snage) u mrežu nema ni isporučene količine radne električne energije u mrežu. Iako se uz istu postignutu vršnu snagu u obračunskom razdoblju mogu postizati znatno različite količine isporučene električne energije u mrežu.</p> <p>Kod tarifnog elementa obračunske vršne radne snage nije ideja nadoknađivati varijabilne troškove, u koje spadaju troškovi gubitaka električne energije u prijenosnoj mreži kao i troškovi pomoćnih usluga, nego da proizvođači snose dio infrastrukturnih troškova. ACER u svojem Mišljenju iz 2014. koje je navedeno u prethodnim</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>proizvođača (osobito OIE rel. velika snaga za skromnu energiju), osiguran je stabilan prihod za operatora mreže, neovisno o utjecaju količine proizvodnje na gubitke u mreži i na poslovanje proizvođača.</p>	<p>odgovorima HERA-e⁵, dozvoljava mogućnost da bi tarifni element količine isporučene radne električne energije u mrežu mogao slati odgovarajuće signale („<i>could provide efficient signals</i>“), ali samo u slučaju kada se njime na odgovarajući način nadoknađuju troškovi gubitaka i troškova pomoćnih usluga, a da bi inače tarifna stavka za tarifni element količine isporučene radne električne energije u mrežu trebala biti jednaka 0 €/MWh. Prema tome nije preporučljiva nadoknada infrastrukturnih troškova putem količine isporučene radne električne energije u mrežu.</p> <p>Slazemo se da je uz primjenu obračunske vršne radne snage stabilniji prihod HOPS-a u odnosu na slučaj primjene količina isporučene radne električne energije u mrežu. Povijesni podaci pokazuju da je količina isporučene električne energije u prijenosnu mrežu varijabilnija u odnosu na količinu obračunske vršne radne snage za proizvođače.</p> <p>Uspoređujući koncept obračunske vršne radne snage, koji je odabran, s alternativnim modelom koji bi koristio količinu isporučene radne električne energije u mrežu, ne možemo se složiti s vašim zaključcima koji se tiču „<i>štete</i>“ prouzročene proizvođačima.</p> <p>Činjenica je da do sada proizvođači, izuzev dijela proizvođača koji su putem naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu snosili ili dio ili sve troškove stvaranja dodatnih tehničkih uvjeta u mreži koji su bili prouzročeni njihovim priključenjem, nisu sudjelovali u namirenju infrastrukturnih troškova, a uopće nisu sudjelovali u troškovima kojima je HOPS prethodno bio osigurao postojanje takvih tehničkih uvjeta uz koje ih je mreža mogla prihvatiti u trenutku podnošenja njihovoga zahtjeva za priključenje. Naime, dio proizvođača nije uopće sudjelovao u snošenju infrastrukturnih troškova HOPS-a u slučaju kada je već bila izgrađena mreža koju je financirao netko drugi, primjerice tadašnji korisnici mreže kroz naknadu za priključenje, vlasnik mreže iz vlastitih sredstava i sl. Drugi dio proizvođača s jedne strane jest snosio infrastrukturne troškove koji su bili izravno prouzročeni njihovim priključenjem (npr. trošak zamjene postojeće trafostanice u vlasništvu HOPS-a za koju se predmnijevalo da ne može izdržati dodatno opterećenje koje dolazi s priključenjem instalacija toga korisnika</p>

⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>mreže), dok s druge strane nisu snosili troškove mreže koja je postojala u trenutku njihovoga priključenja, a koju je financirao netko drugi.</p> <p>U izračun tarifnih stavki za korištenje mreže ne ulazi dio troškova koji je HOPS-u prethodno pokriven putem naknada za priključenje na mrežu kako od krajnjih kupaca tako i od proizvođača. Ta sredstva podvučena su kroz pojam „<i>bespovratno dobivena sredstva</i>“, a koja se ne nadoknađuju kroz tarifne stavke koje plaćaju HOPS-u korisnici mreže. Udio infrastrukturnih troškova (približno amortizacija regulirane imovine i prinos od regulirane imovine) koje su iz mjeseca u mjesec nadoknađivali samo krajnji kupci, koji samim time nije financiran iz naknade za priključenje, reda je veličine 40% ukupnih troškova HOPS-a, dok je udio troškova koji bi trebali snositi proizvođači električne energije u ukupnim troškovima HOPS-a oko 2%. Ne smatramo stoga da je „<i>šteta</i>“ prikladan naziv za iznos koji će proizvođači plaćati HOPS-u za infrastrukturne troškove, a kojima je vlasnik iz vlastitih sredstava osigurao i njima da isporučuju električnu energiju u mrežu. Osim infrastrukturnih troškova postoje i dodatni troškovi održavanja mreže u iznosu od oko 7%. Smatramo pravednim da na ovaj način, barem simbolički, i proizvođači solidarno snose dio infrastrukturnih troškova (amortizacija regulirane imovine i prinos od regulirane imovine).</p> <p>Ne smatramo da se uvođenjem tarifnog elementa obračunske vršne radne snage čini „<i>šteta</i>“ obnovljivim izvorima energije. Naime, sagledavajući prijenosni i distribucijski sustav kao cjelinu, uvažavajući da se isti tarifni element za proizvođače primjenjuje i na distribucijskoj i na prijenosnoj mreži, uz cijenu od 110 €/MW koja je ista za sve elektrane, prosječna elektrana na obnovljive izvore energije u razdoblju od 2016. do 2020. imala bi trošak po isporučenom MWh 0,37 €/MWh a prosječna elektrana na fosilna goriva (ugljen, prirodni plin) 0,23 €/MWh. Tu treba gledati relativan odnos jer će apsolutni iznos navedene tarifne stavke varirati u ovisnosti o povijesnim podacima. Preliminarni izračun za 2023. daje 129 €/MW.</p> <p>Od dvije elektrane ona koja uz istu vršnu snagu isporuči manje električne energije imat će veće troškove po isporučenom MWh, a iste troškove po MW vršne snage. Tako će usporedimo li bioplinsku elektranu koja neprestano isporučuje električnu energiju na</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>iznosu priključne snage i vjetroelektranu koja nestalno isporučuje električnu energiju a postigla je priključnu snagu, vjetroelektrana će imati veći trošak po isporučenom MWh u odnosu na bioplinsku elektranu. Ipak, tu nije riječ o diskriminiranju obnovljivih izvora energije jer su u tom slučaju obje elektrane na obnovljive izvore energije, od kojih jedna ima besplatan energent (vjetar) a druga nema (bioplinska). Društveno gledano, imajući u vidu da prema iznad navedenome većinu troškova mreže namiruju potrošači, moglo bi se reći da će uz istu snagu elektrana na bioplin zadovoljiti veće potrebe potrošača za električnom energijom a vjetroelektrana manje jer je isporučila za istu snagu manje električne energije, pa je shodno tome bioplinskoj elektrani manji trošak po isporučenom MWh. Objе elektrane će platiti isti iznos naknade za korištenje mreže, jer je jednaka infrastruktura potrebna da bi se isporučio 1 MW iz bioplinskog postrojenja i 1 MW iz vjetroelektrane od elektrane do potrošača. Uzmimo ilustracije radi da imamo jednu elektranu, jedan dalekovod i jednog potrošača, gdje bi taj potrošač trebao imati i skladište električne energije. Ako bi taj potrošač u tome slučaju htio u cijelosti namiriti vlastite potrebe u slučaju s vjetroelektranom morao bi imati skladište električne energije (ako vjetroelektrana nema skladište električne energije). U slučaju s elektranama koje imaju skladište energenta, a budući da se s njihovom proizvodnjom može upravljati, potrošaču bi bilo potrebno manje skladište električne energije u odnosu na slučaj s vjetroelektranom. Osim toga za istu količinu isporučene električne energije potrošaču bi u slučaju vjetroelektrane trebao jače dimenzioniran dalekovod (ako vjetroelektrana nema skladište električne energije). U ovome slučaju zanemarena je mogućnost ovakve tehničke izvedbe u praksi nego je primjer tu radi ilustracije. Usporedimo li bioplinsku elektranu u ovome odlomku s elektranom na ugljen one bi bile u istom položaju, iako je jedna na obnovljive izvore energije a druga nije.</p> <p>Radi li se o vjetroelektranama i sunčanim elektranama bez skladišta električne energije, a koje su proizvođači s dozvolom HERA-e za proizvodnju električne energije, moglo bi se reći na temelju povijesnih podataka (s teritorija Republike Hrvatske) da će one po isporučenom MWh u mrežu platiti više u odnosu na prosječnu termoelektranu na plin i elektranu na ugljen, a jednako će platiti prema postignutoj vršnoj radnoj snazi. S druge pak strane neće, za razliku od elektrana na plin i ugljen, plaćati emisije ugljičnog</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
		<p>dioksida. Osim toga, vjetroelektrane i sunčane elektrane bi mogle, ako im se to bude isplatilo, smanjiti iznos koji plaćaju HOPS-u tako da ugrade skladišta električne energije u koja mogu uskladištiti električnu energiju, samim time bi povećale fleksibilnost elektroenergetskog sustava i izbjegle plaćanje dijela vršne snage koji bi postigli u slučaju da nemaju skladište električne energije, uz to bi i rasterećivali elektroenergetsku mrežu. To bi se posebno povoljno moglo odraziti na mrežu u slučaju vjetroelektrana, kada bi se njihova vršna snaga poklopila s niskom potrošnjom u noćnim satima, kada se može dogoditi da je jedini način da se osigura uredan rad elektroenergetskog sustava prisilno ograničenje proizvodnje iz vjetroelektrana, što se već događa u pojedinim državama Europske unije. Tako je u Njemačkoj količina prisilno ograničene energije u 2017. bila 0,9 TWh na mreži prijenosa (za uzrok u prijenosnoj mreži) i 4,6 TWh na distribucijskoj mreži (od toga 0,6 TWh za uzrok u razdjelnoj mreži), a od toga se 5,3 TWh odnosilo na vjetroelektrane koje su proizvele 103,7 TWh (Bundesnetzagentur, <i>Report Monitoring report 2018.</i>⁶).</p> <p>Navedeno govori da bi se s pridruživanjem troškova njihovim uzročnicima, u ovome slučaju vjetroelektranama, mogao dogoditi učinak prema kojemu bi oni rukovodeći se svojim interesom, usput doprinijeli samoj mreži a i povećanju mogućnosti prihvata dodatnih obnovljivih izvora energije. To se bilo dogodilo kod pridruživanja troškova uravnoteženja na obračun odstupanja (<i>imbalance settlement</i>) što je dovelo do značajnog smanjenja odstupanja vjetroelektrana, a opisano je u odgovoru na primjedbu pod rednim brojem 4. kod rezultata javnog savjetovanja vezanoga uz metodologiju za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu, https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-04_02.pdf.</p>
1h. Načelna primjedba na Metodologiju	7. U predloženoj Metodologiji ne razlikuje se jedinična cijena naplate ovisno o pojedinoj naponskoj razini na mreži prijenosa, a upravo kroz posljedični trošak naknade interes je proizvođača poticati na izbor priključenja prema višim naponskim razinama radi stvaranja	Prijedlog je djelomično prihvaćen. Do sada je bio jedan tarifni model na prijenosnoj mreži, a od sada je dosadašnji tarifni model Bijeli na prijenosnoj mreži koji je obuhvaćao sve naponske razine, razdvojen na dva: Ljubičasti „ <i>Vrlo visoki napon 400 kV</i> “ i Bijeli „ <i>Visoki napon</i> “.

⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2019/MonitoringReport2019.pdf?__blob=publicationFile&v=1

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR	
(HEP d.d.)	<p>dotatnih mrežnih kapaciteta i posljedičnih preduvjeta za smanjenje zagušenja u mreži i daljnje pojačanje mreže radi novih OIE i povećanja priključne snage. Predlažemo da Metodologija prepozna opravdanost različitog jediničnog troška prijenosa energije po naponskim razinama uz činjenicu da prijenos 100 MWh na 110 kV razini uzrokuje višestruko veće gubitke od prijenosa na 220 ili 400 kV razini. Predlažemo da se konceptualno kod određivanja naknade za korištenje mreže prepozna inicijalno veći ulog za višu naponsku razinu kod priključka i STUM-a od uloga koji je imao korisnik mreže na nižoj naponskoj razini.</p>	<p>Pogledaju li se referentni iznosi koeficijenata omjera iznosa tarifnih stavki u prilogu 2. vidljivo je da ih je HERA postavila tako da je isti koeficijent za oba tarifna modela na prijenosnoj mreži, dok HOPS sukladno članku 23. stavku 5. Metodologije može predložiti i drugačije iznose, rukovodeći se pritom interesima mreže u koju ima najbolji uvid, a veća odstupanja od referentnih iznosa HOPS treba obrazložiti HERA-i.</p>
Ii. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	<p>8. U metodologiji treba jasno propisati da se element naknade za korištenje mreže, obračunska vršna snaga u smjeru predaje i u smjeru preuzimanja električne energije iz mreže ne primjenjuje na elektrane, odnosno proizvodna postrojenja i proizvodne jedinice koje nemaju valjanu uporabnu i okolišnu dozvolu, odnosno koje nisu bile angažirane u zadnje tri godine (TE Rijeka, blokovi A i B TE Sisak, Blok C TE-TO Zagreb, blok A i b EI-TO Zagreb). Nije opravdano je naplaćivati sve stavke iz naknade za korištenje mreže a pojedina elektrana ili blok nije u funkcije zadnjih nekoliko godina. Riješiti dodavanjem novog stavka koji definira izuzeće naplate dijela naknade za korištenje mreže radi rekonstrukcije ili pogonskih ograničenja mreže.</p> <p>9. Mišljenja smo nije opravdano naplaćivati punu naknadu za korištenje mreže u slučaju kada Operator mreže rekonstruira rasklopišta elektrana ili mrežu iz okruženja elektrane, jer tada provizorijima/prespajanjima i privremenim ograničenjem pogona (snage) onemogućuje maksimalnu proizvodnju elektrane u bilo kojem trenutku. Riješiti dodavanjem novog stavka koji definira obvezu umanjenja naknade za korištenje mreže za proizvođača,</p>	<p>U slučaju da navedene elektrane nisu bile angažirane, vrijednost obračunske vršne radne snage u smjeru predaje i u smjeru preuzimanja električne energije iz mreže bit će jednak nuli jer izmjerenog preuzimanja ni izmjerene predaje u mrežu u tom slučaju ne bi ni bilo, pa bi i iznos koji slijedi iz primjene navedenog tarifnog elementa i pripadne tarifne stavke bio jednak nuli.</p> <p>Načelno gledano, neovisno o tome što se na pojedinom obračunskom mjernom mjestu ne razmjenjuje električna energija s mrežom, potrebno je izgradnjom i održavanjem kontinuirano osiguravati sposobnost mreže za razmjenu električne energije s mrežom, stoga i takva obračunska mjerna mjesta izazivaju trošak HOPS-u. Naime, i kod priključenja novih postrojenja na mrežu i kod izrade desetogodišnjih planova razvoja mreže moraju se uzimati sva postrojenja kojima je HOPS dužan osigurati razmjenu električne energije s mrežom, neovisno o tome jesu li ona ili nisu razmjenjivala u proteklim razdobljima električnu energiju s mrežom.</p> <p>Ako li je riječ o proglašenju više sile ili je proglašen prestanak više sile ili ako je tijekom obračunskog razdoblja nastao iznimni događaj ili je prestao iznimni događaj, onda je način obračuna naknade za korištenje mreže propisan člankom 77. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22). Naime, isto nije predmet metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije, pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1d.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR	
	uslijed djelomične ili totalne nemogućnosti korištenja mreže u svrhu proizvodnje ili preuzimanja energije za potrebe proizvođača.	
1j. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	10. Kroz podzakonske akte kao i u ovoj metodologiji često se navodi po pitanju obveza izraz „za sve proizvođače koji imaju dozvolu za proizvodnju električne energije“, odnosno nije jasno zašto nisu u jednakim konceptom obveza pridruženi svi korisnici mreže koji predaju energiju u mrežu, i oni su proizvođači kad predaju. Razlikovanjem propisanih obveza s „dozvolom za proizvodnju“ i onih bez dozvole uspostavlja se neravnopravan položaj.	Nije prihvaćeno budući da članak 46. stavak 16. Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) propisuje sljedeće: „Proizvođač električne energije koji ima dozvolu za proizvodnju električne energije dužan je plaćati tarifu za korištenje mreže za energiju koju predaje u prienosnu odnosno distribucijsku mrežu sukladno metodologijama za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos odnosno distribuciju električne energije.“.
1k. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	11. U pojmovniku Pravilnika o općim uvjetima (u čl. 4) nedostaju sljedeći izrazi koji se koriste u ovom pravilniku: <ul style="list-style-type: none"> - „poticajna regulacija“; - „preostali dio regulacijske godine“; - „preostali iznos“ koji je potrebno prikupiti kroz iznose tarifnih stavki; - „cjenovni poticaj od gubitaka“. 	Nije prihvaćeno. Smatramo da su navedeni pojmovi razvidni iz odredbi (npr. iznos poticaja na cijenu povezan s gubitcima je opisan u članku 12. stavku 1.).
1l. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)	12. <i>Primjedba na zadržavanje obračunske snage za smjer preuzimanja električne energije iz mreže kod crpnog rada reverzibilne hidroelektrane izmjerene u doba više dnevne tarife, prijedlog izuzeti za crpni rad i skladište</i> Činjenica je da se u hrvatskom sustavu ne primjenjuje crpni rad RHE Velebit tijekom razdoblja više dnevne tarife uslijed enormnih troškova za obračunsku vršnu radnu snagu, čime se neizravno onemogućuje prihvat većeg dijela OIE u razdobljima nižih dnevnih opterećenja koja su karakteristična za vikende i neradne dane. S obzirom da se strateški želimo povećati kapacitete za prihvat i skladištenje dijela proizvedene energije iz OIE, pripremiti dostatne kapacitete za pružanje usluga sustavu, predlažemo da se dodavanjem novog stavka u članku 75. izuzme element vršne radne snage za crpni rad reverzibilnih elektrana i ostala postrojenja za skladištenje energije, dok se zadržava obračunski element preuzete energije iz mreže za crpni rad	Nije prihvaćeno. Što se tiče iznimke od plaćanja naknade za korištenje prienosne mreže za RHE Velebit, pogledajte HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu pod 1c. U pogledu dosljedne naplate za naknade za korištenje mreže za reverzibilne hidroelektrane i skladišta električne energije pogledajte HERA-ine odgovore na vaše načelne primjedbe pod 1c. i 1j.

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>skladištenje energije u širem smislu. Osnova za gornji prijedlog je u činjenici da se angažiranost crpnog rada i skladištenja energije praktički događaju u razdobljima nižih opterećenja sustava, što dodatno utječe na fleksibilnost ali i povećanje snage proizvođača i skladištara za dostatnost energije tijekom razdoblja višeg opterećenja sustava.</p> <p>1. <i>Status reverzibilnih HE u postrojenja za skladištenje energije prema ZOTEE čl. 46. (st) i ovoj Metodologiji</i></p> <p>Nije logično da po pitanju naknade za korištenje mreže crpni rad RHE nema jednak status kao skladišta energije, s obzirom da se kod prihoda operatora mreže prepoznaju prihodi od crpnog rada a ne prepoznaju prihodi od naknade za korištenje mreže kod skladišta energije. S obzirom na napisano u čl 46. stavak 14. ZOTEE i sadržaj okvira ove metodologije očita je neusklađenost u pristupu za postrojenja u širem smislu koja skladište energiju. Po pitanju mrežarine reverzibilne HE i postrojenja za skladištenje energije trebaju imati jednaki status.</p>
<p>1m. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)</p>	<p>2. <i>Nedostaju TE-TO s kombi-kogeneracijskim blokovima, različit kriterij angažiranja od klasičnih plinskih TE</i></p> <p>S obzirom na klasifikaciju elektrana proizvođača po tehnologiji nisu prepoznate termoelektre –toplane, a u pravo one prevladavaju u odnosu na ostale termo izvore u sustavu RH. Kriteriji angažiranost TE na plin i blokova TE-TO sa spojnom proizvodnjom mogu biti bitno različiti, ovisno o veličini i potreba toplinskog konzuma, koje određuje konkurentnost bolova u odnosu na pogon kotlova i konkurentnost nabavne cijene električne energije prema domicilnoj proizvodnji te sezonskim i dnevnim potrebama toplinskog konzuma.</p>
<p>1n. Načelna primjedba na Metodologiju (HEP d.d.)</p>	<p>Dio prijenosne mreže čini i dvofazni 110 kV dio Elektrovučnih postrojenja EVP 110/25 kV.</p> <p>Umjesto „postrojenja 400, 220, 110 kV u elektranama“, treba pisati „rasklopna postrojenja 400, 220, 110 kV u elektranama“</p>
	<p>Tip tehnologije 6. je dopunjen i u njemu je izričito prepoznat taj tip proizvodnog postrojenja: „<i>termoelektre na prirodni plin (s uključivo blokovima kombi-kogeneracijskog postrojenja), a pripada joj i tehnologija ako uz to ima mogućnost korištenja još jednog goriva (npr. lož ulje)</i>“.</p> <p>Što se tiče i dvofaznog 110 kV dijela elektrovučnih postrojenja EVP 110/25 kV, možemo konstatirati da je 110 kV razina obuhvaćena popisom.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>Treba jasno napisati da se ova metodologija primjenjuje samo na prijenosnu mrežu HOPS-a na teritoriju RH, s obzirom da postoji mali dio prijenosne mreže HOPS-a na teritoriju BIH (DV 110 kV od granice do Buško Blata i DV110 kV Buško Blato -Livno). Također predmetna metodologija ne odnosi se na troškove priključka i KB 220 kV od AG2 HE Dubrovnik koji je spojen na izravni 220 kV vod od elektrane HE Dubrovnik do TS Trebinje (BIH).</p>	<p>Dopunjen je izričaj tako da sada glasi „<i>rasklopna postrojenja 400, 220 i 110 kV u elektranama, u dijelu u kojem su u nadležnosti ili vlasništvu operatora prijenosnog sustava</i>“.</p> <p>Metodologija se primjenjuje na prijenosnu mrežu koja je u nadležnosti ili vlasništvu HOPS-a, gdje pritom mreža spada u reguliranu imovinu, prema tome ni sva imovina u HOPS-om vlasništvu ili nadležnosti ne mora ući u reguliranu imovinu.</p>
<p>2. Načelna primjedba na Metodologiju (Hrvatska burza električne energije d.o.o.)</p> <p>HRVATSKA BURZA ELEKTRIČNE ENERGIJE d.o.o. (CROPEX) u suradnji s najvećom i najlikvidnijom burzom financijskih izvedenica u EU, EEX, Njemačka planira uspostavu i trgovanje financijskih proizvoda na burzi EEX izvedenih iz cijena s CROPEX dan unaprijed tržišta. Financijske izvedenice električne energije za hrvatsko tržište na EEX-u će se uvesti postavljanjem osnovnih dugoročnih financijskih izvedenica (tjedne, mjesečne, tromjesečne i godišnje financijske izvedenice) s baznim i vršnim profilom. Početak trgovanja ovim proizvodima planiran je u prvom tromjesečju 2023.</p> <p>Kao posljedica tržišnog povezivanja dan unaprijed tržišta CROPEX-a s dan unaprijed tržištima Slovenije (BSP) i Mađarske (HUPX), formiranje dan unaprijed cijene na hrvatskom tržištu nije jednako kao formiranje cijene na susjednim EU tržištima. Dodatno, uz najavu skorog uvođenja financijskih prava prijenosa na hrvatsko-mađarskoj i hrvatsko-slovenskoj granici također više neće biti moguća fizička kupovina ili prodaja električne energije sa susjednih tržišta.</p> <p>Zbog različitih cijena sa susjednih tržišta jedino ispravno je koristiti CROPEX cijene s hrvatskog dan unaprijed tržišta i financijske izvedenice koje su izvedene iz te cijene. U protivnome dolazi do rizika da formirana cijena sa susjednog tržišta neće odražavati troškove poslovanja na tržištu električne energije u Republici Hrvatskoj ostvarenih na našem dan unaprijed tržištu.</p> <p>Predlažemo da se u prijelazne i završne odredbe navede da će se uspostavom financijskih izvedenica na burzi EEX za tržište električne energije u Republici</p>	<p>Prijedlog je prihvaćen.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	Hrvatskoj zamijeniti korištenje dugoročne cijene iz članka 11. sa cijenom postignutom na burzi EEX za financijske proizvode koji se odnose na tržište električne energije u Republici Hrvatskoj.
<p>3a. Načelna primjedba na Metodologiju (anonimni dionik 1)</p> <p>1. Postupno uvođenje poticaja u odredbe Metodologije koja se temelji na opravdanim troškovima poslovanja, su načelno prihvatljive, ali zbog provedbe propisanih načela, izrazito varijabilnih i količina i cijena električne energije za pokriće gubitaka u prijenosnoj mreži, predlažemo prije samog donošenja Metodologije simulaciju naznačenog prijedloga imajući u vidu:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pored gore naznačenih varijabilnih količina tehničkih gubitaka koji ovise o prijenosu električne energije kroz cjelokupnu prijenosnu mrežu i - osiguranje električne energije kroz bilančnu grupu Operatora prijenosnog sustava <p>Simulacija je neophodna zbog procjene mogućnosti provedbe odnosnih odredbi iz prijedloga Metodologije.</p> <p>2. Molimo dodatnu provjeru svrhe poticaja koja se između ostalih, temelji i na podacima prethodne godine, a budući se tarifa uvijek odnosi na buduća razdoblja i trebala bi pokrivati opravdane troškove poslovanja. Što uvođenje poticaja omogućava operatoru sustava (za što se mogu koristiti poticaji?).</p> <p>3. Nadalje, poticaj se veže isključivo uz cijene energije, što izlaže operatora situacijama na koje ne može utjecati. Pitanje je da li je predloženi proces usklađen s Uredbom 2019/943 koji pretpostavlja poticaje, kratkoročne i dugoročne, za učinkovitost što sigurno nije samo cijena? Što je s poticanjem ostalih varijabli predviđenih Uredbom?</p> <p><i>Tarifne metodologije odražavaju fiksne troškove operatora prijenosnih i distribucijskih sustava te operatorima prijenosnih i distribucijskih sustava pružaju odgovarajuće kratkoročne i dugoročne poticaje, kako bi se povećala</i></p>	<p>Dugoročno nabavljeni temeljni dio za nabavu gubitaka električne energije dobiva se kao umnožak planirane količine za godinu <i>G-1</i> koju je HOPS dostavio HERA-i u godini <i>G-2</i> i unaprijed poznatog koeficijenta koji iznosi 0,5. Stoga, ako je HOPS nabavio 50% od količine gubitaka koju je planirao u godini <i>G-2</i> za godinu <i>G-1</i>, temeljni dio dugoročno nabavljene energije za godinu <i>G-1</i> izračunat u godini <i>G</i> bit će jednak ostvarenome. Preostali dio se dobiva oduzimanjem ostvarene količine gubitaka u pojedinom intervalu od izračunate količine prethodno dobivenog dugoročnog iznosa gubitaka u tome istome intervalu. Stoga se varijabilnost količine gubitaka električne energije uvažava kod izračuna referentne jedinične cijene nabave energije za pokriće gubitaka. To je vidljivo u članku 12., a osobito u članku 12. stavku 3. kod izračuna prosječne ponderirane jedinične cijene kratkoročnih proizvoda prema hrvatskoj burzi električne energije CROPEX. Ipak, HERA ne propisuje način na koji će HOPS osiguravati električnu energiju za gubitke, ali će se za HOPS pojavljivati nepovoljan prihodovni učinak ako mu ostvarena cijena gubitaka bude viša od referentne jedinične cijene nabave energije za pokriće gubitaka. Na taj način ne će se dogoditi da se na korisnike mreže prevaljuje cijena gubitaka koja bi bila veća od navedenih tržišnih cijena, koja bi bila postignuta u slučaju da je HOPS nabavljao električnu energiju na prethodno opisan način, štiteći se pritom od ekstremnih cijena kontinuiranim dugoročnim trgovanjem.</p> <p>Pretpostavi li se da će HOPS 50% količine gubitaka koju je planirao u godini <i>G-2</i> za godinu <i>G-1</i> nabavljati homogeno u razdoblju od prvih osam mjeseci godine <i>G-2</i> prema tržišnim cijenama terminskih ugovora (koje se temelje na cijenama CROPEX-a, što će prema informacijama od CROPEX-a biti moguće već u 2023. godini), te da će preostali dio nabavljati po cijenama ostvarenima na CROPEX-u, ostvarena cijena gubitka električne energije bit će bliska referentnoj jediničnoj cijeni nabave energije za pokriće gubitaka. Stoga će trošak nabave gubitaka HOPS-a biti u tome slučaju u cijelosti temeljen na tržišnim cijenama i uz to neće biti nepovoljnih učinaka na poslovanje HOPS-a u tome slučaju. Uz sve navedeno HERA je na tržišno izračunat dio troškova</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p><i>učinkovitost, uključujući energetska učinkovitost, poticajna integracija tržišta, sigurnost opskrbe i podupirala učinkovita ulaganja, podupirale povezane aktivnosti istraživanja i olakšale inovacije u interesu kupaca u područjima kao što su digitalizacija, usluge fleksibilnosti i interkonekcije</i></p>	<p>gubitaka dodala još 0,5 €/MWh, što predstavlja izgledne dodatne troškove kod nabave gubitaka (obračun odstupanja, trošak jamstava plaćanja ili ako se kupuje preko posrednika tržišnu maržu i sl.).</p> <p>Ako li bi HOPS kupovao električnu energiju za gubitke proizvoljno, onda bi razlika između ostvarene cijene gubitka i referentne jedinične cijene nabave energije za pokriće gubitaka biti neizvjesna.</p> <p>Imajući u vidu iznad navedeno, kao i činjenicu da HOPS kao zainteresirani dionik raspolaže svim potrebnim podacima za procjenu, HOPS je u mogućnosti napraviti simulacije te ne vidimo prepreke koje bi ga onemogućavale da ih podijeli s javnošću.</p> <p>Poticajni dio za HOPS odnosi se samo na cijenu električne energije, jer se smatra da HOPS ne može značajno smanjiti tehničke gubitke električne energije, a koji su nepredskazivi jer ovisi o tokovima električne energije koji prolaze preko mreže a kojima HOPS niti ne može upravljati (npr. u slučaju tranzita kao rezultata trgovanja dionika izvan Republike Hrvatske preko mreže HOPS-a, npr. iz Bosne i Hercegovine preko Republike Hrvatske u Sloveniju).</p> <p>Ne vidimo što to iz citiranog teksta ne bi bilo sukladno s navedenom Uredbom u kontekstu cjenovnog poticaja na gubitke. Upravo suprotno, smatramo da se cjenovnim poticajem može postići zaštita HOPS-a od cjenovnog rizika nabave u razdoblju ekstremnih cijena, jer bi u protivnom mogao biti izložen nepovoljnim učincima na vlastite prihode prema ostvarenim troškovima gubitaka u odnosu na tekuće prihode.</p>
<p>3b. Načelna primjedba na Metodologiju (anonimni dionik 1)</p> <p>U skladu s člankom 137. stavkom 4. Zakona o tržištu električne energije operator sustava je dana 26. studenoga 2021.g. dostavio Agenciji prijedlog iznosa tarifnih stavki za proizvođače s analizom. Prijedlog Agencije definiran Metodologijom značajno odstupa od ograničenja visine tarifne stavke koji je propisan Uredbom (detaljnije primjedbe u nižoj tablici pod člankom 23.).</p>	<p>HOPS je bio predložio iznose tarifnih stavki za proizvođače koji ne bi jamčili specifični iznos prikupljen od proizvođača na prijenosnoj mreži od 0,5 €/MWh kako je to propisano <i>UREDBOM KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa.</i></p> <p>Naime, u ovisnosti o budućoj količini isporučene električne energije prema budućim obračunskim vršnim radnim snagama, a što je neizvjesno prilikom određivanja te tarifne</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
		<p>stavke u godini G za godinu $G+1$, može se dogoditi da specifični iznos bude veći od 0,5 €/MWh u godini $G+1$ iako nije prekoračen u nekoliko proteklih godina (npr. $G-1$, $G-2$, $G-3$). Stoga je HERA izradila model koji osigurava da je kriterij 0,5 €/MWh ispunjen i u najnepovoljnijem odnosu broja sati rada na nazivnoj snazi (najmanji godišnji broj sati rada na nazivnoj snazi za tehnologiju te u protekle četiri godine) i godišnjeg količnika zbroja mjesečnih obračunskih vršnih radnih snaga prema priključnoj snazi (najveći godišnji količnik zbroja mjesečnih obračunskih vršnih radnih snaga prema priključnoj snazi za tehnologiju te). Uz to je uvažena mogućnost promjene strukture instaliranih kapaciteta po tehnologijama u godini $G+1$ u odnosu na strukturu iz proteklih godina na kojima je testirano ispunjenje toga kriterija. Naime, u slučaju veće integracije tehnologija koje uz istu obračunsku vršnu radnu snagu daju manje energije (npr. vjetroelektrane), specifični iznos prikupljenih € po isporučenim MWh-tima bi se povećao u odnosu na povijesne podatke.</p> <p>Uvidom u ACER-ovo izvješće iz 2019. <i>ACER Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe</i>⁷ (str. 68.-69.) koje obuhvaća razdoblje od 2013. do 2018. vidljivo je da među više od desetak država samo u jednoj godini za jednu državu nije bio ispunjen navedeni zahtjev (to je jedan od 80 slučajeva).</p>
3c. Načelna primjedba na Metodologiju (anonimni dionik 1)	4. Sve nove tablice/kategorije troškova iz Priloga 1. rađene su prema strukturi podataka ostvarenja što je u pojedinim kategorijama usluga/troškova nemoguće planirati.	Dio stavki koje je u Prijedlogu bilo potrebno planirati u Metodologiji je osjenčan. Ne postoji penalizacija za razliku između ostvarenih i planiranih vrijednosti.
3d. Načelna primjedba	5. Rokovi dostave podataka: S obzirom na značajno proširenu strukturu i opseg izvješćivanja, na nove podzakonske akte koji će tek u listopadu	Rok za dostavu podataka za 2023. godinu je prolongiran na 30. listopada 2022.

7

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
na Metodologiju (anonimni dionik 1)	definiirati načine ugovaranja pojedinih usluga, smatramo da zadani rok dostave svih podataka s 30.9.2022.g. nije moguće ostvariti. Naime, za izradu plana poslovanja važne ulazne podatke HOPS dobiva tek polovicom rujna, a cilj je dostaviti kvalitetne podatke. Nastavno na navedeno, molimo prolongiranje roka 30 dana. Ako isto nije moguće iz opravdanih razloga, molimo da se napravi izuzeće za prvu godinu, zbog usklađivanja s odredbama Metodologije do 31.10.2022.g. Dodatno napominjemo da operator sustava u skladu sa Zakonom o javnoj nabavi ima obvezu i definiranja Plana nabave za buduće kalendarsko razdoblje u rokovima od 30 dana po donošenju financijskog plana, odnosno Plana poslovanja. Budući zbog dostave podataka HERA-i i ITO modela, HOPS već sredinom rujna mora donijeti Plan poslovanja, Plan nabave u pravilu se radi prerano te je isto posljedica naknadnih značajnih izmjena o čemu je operator sustava upozoren od strane drugih nadzornih tijela (organa).	
4. Načelna primjedba na Metodologiju (ENCRO d.o.o.) dostavljena izvan roka za dostavu primjedbi	RH je već desetljećima neto uvoznik električne energije zbog nedostatnih domaćih proizvodnih kapaciteta, a ta situacija će se neminovno u budućnosti još i pogoršati, zbog planirane ubrzane dekomisije niza zastarjelih i ekološki neprihvatljivih termoelektrana na fosilna goriva. Zbog sličnih trendova zatvaranja starih termoelektrana u susjednim državama Republika Hrvatska će se naći i u još puno težem okruženju, a da pritom mora provesti sveobuhvatnu elektrifikaciju društva. Zbog integracije u jedinstveno europsko tržište i značajnog uvoza električne energije, s tendencijom njegovog daljnjeg porasta, RH je kod reguliranja mrežarine za korištenje mreže odabrala tarifni model koji ne uključuje tzv. G komponentu, već samo L komponentu, kako proizvođači električne energije ne bi plaćali naknadu za korištenje mreže – mrežarinu – već nju plaćaju samo potrošači. Ovakav model odabran je radi uklanjanja što više nepotrebnih prepreka i financijskih tereta s proizvođača	Ne smatramo da je uvođenje naknade za korištenje mreže za proizvođače suprotno s propisima Europske unije. Upravo suprotno, jer je propisima Europske unije predviđeno uvođenje naknade za korištenje mreže za proizvođače, primjerice <i>UREDBOM KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa</i> . Osim toga Agencija za suradnju energetske regulatora (ACER) daje mišljenje o tome kako uvoditi tu naknadu, primjerice oko toga je dala Mišljenje 2014. godine ⁸ . Uz to u točki 145. izvješća ACER-a iz 2019. koje se bavi uglavnom naknadama za korištenje distribucijske mreže (<i>ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe</i>) ⁹ , uočljivo je da je u 2019. godini 11 država članica Europske unije imalo naknadu za korištenje mreže za prijenosnu mrežu, a u točki 138. navodi se da je naknada u 2019. bila za distribucijsku mrežu uvedena u deset država članica Europske unije, u jednoj državi članici ona se primjenjivala samo u nekim

⁸ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

⁹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>električne energije jer je jedino tako moguće osigurati konkurentnost hrvatskih postrojenja na jedinstvenom europskom tržištu. Sa stajališta krajnjih potrošača model L dovodi do manjih ukupnih troškova za energiju, dok nametanja troškova proizvođačima se opet integiraju u cijenu energije koju plaćaju potrošači. Da je tako može se vidjeti i iz službenih dokumenata. Tako primjerice ENTSO-E, u svojim službenim godišnjim publikacijama (Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019), navodi da je u Republici Hrvatskoj na snazi tarifni model za mrežarinu koji se 100% oslanja na L komponentu, a 0% na G komponentu (odnosno uopće ne tereti proizvođače).</p> <p>Promjenama koje se donose u ovom <i>Prijedlogu Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije</i> na netransparentan način se pokušava prikriveno uvesti G komponenta kroz naplatu korištenja vršne snage za proizvođače. HERA kao regulator te HOPS i HEP ODS kao operatori sustava u reguliranoj djelatnosti nisu dokazale opravdanost uvođenja takve stavke niti troškove koji su povezani s njom. Postojeći proizvođači su direktno pokrili sve svoje troškove izgradnje priključka, stvaranje tehničkih uvjeta u mreži i sve otale nestandardne troškove HOPS-a (sve zajedno: „Troškovi priključenja“). Također prema prijedlogu HERA-e, budući proizvođači će također plaćati svoje Troškove priključenja kako je opisano u prijedlogu Metodologije za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu. Što znači da svi proizvođači pokrivaju sve troškove povezane s evakuacijom maksimalne snage iz svojih postrojenja, stoga HOPS na ime korištenja priključne i/ili vršne snage nema troškove te je svaka dodatna naknada za korištenje vršne snage stoga nelegalna. Obračun vršne snage za konačne potrošače vrši se samo za vrijeme više dnevne tarife jer je tada potrošnja najviše opterećuju mrežu, s druge strane proizvođači su pokrili sve svoje troškove vezano za korištenje vršne snage za sva doba dana i sve uvjete</p>	<p>područjima te države. U točki 142. toga ACER-ovoga izvješća navode se razlozi zbog kojih preostale države nisu uvele naknadu za korištenje mreže na distribucijskoj mreži. HERA je prilikom osmišljavanja modela naknade za korištenje mreže za proizvođače imala u vidu razloge za neuvođenje naknade za korištenje mreže za proizvođače koje su nacionalne energetske regulatorne agencije navodile. Nekoliko država navodi da ih nije uvelo jer im nacionalnim zakonom to nije omogućeno, što u Republici Hrvatskoj nije slučaj.</p> <p>Obveza uvođenja naknade za korištenje mreže za proizvođače propisana je člankom 46. stavkom 16. Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) te se shodno tome ne slažemo da je ona ilegalna. Uvažavajući tu činjenicu ne slažemo se da HERA diskrecijskom odlukom uvodi naknadu za proizvođače električne energije, budući da je obaveza njezinog uvođenja uređena navedenom zakonskom odredbom. Osim toga ne slažemo se ni da operatori sustava diskrecijskom odlukom uvode tu naknadu, budući da se zakonska obveza detaljnije uređuje metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije koju donosi HERA a ne operatori sustava.</p> <p>Imajući u vidu da je obveza uvođenja naknade za korištenje mreže poznata od 6. listopada 2021. kada je donesen Zakon o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21) te da HERA u redovnoj proceduri donosi novu metodologiju za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije te imajući u vidu da je Prijedlog iste 6. lipnja 2022. godine predstavljen javnosti, ne slažemo se da se ta naknada uvodi prikriveno i netransparentno.</p> <p>Ne slažemo s vašim stajalištem da će uvođenje naknade za korištenje mreže s obračunskom vršnom radnom snagom za proizvođače dovesti do toga da će troškove koji se tako stvaraju opet platiti potrošači. Pojasnili smo u odgovoru na načelnu primjedbi 1b. da to ne će biti slučaj.</p> <p>Ne slažemo se s vašom tvrdnjom da „svi proizvođači pokrivaju sve troškove povezane s evakuacijom maksimalne snage iz svojih postrojenja, stoga HOPS na ime korištenja</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>u mreži te stoga naplata vršne snage za njih nije inženjerski i financijski opravdana.</p> <p>Države članice koje ne primjenjuju naknade za mrežarinu proizvođača u smjeru mreže dale su raznolik popis razloga za njihovu neprimjenu. Najčešći razlozi od strane nacionalnih regulatornih tijela za neprimjenu su da bi naknade stvorile poremećaje na nacionalnim i prekograničnim veleprodajnim tržištima ili da se mrežni troškovi uzrokovani proizvođačima već nadoknađuju na druge načine (npr. putem naknade za priključak) (<i>ACER: Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe, Feb 2021</i>).</p> <p>Nadalje, bitno je istaknuti da Uredba br. 838/2010 Dodatak B predviđa maksimalnu dopuštenu naknadu za pristup prijenosnoj mreži od 0,5 EUR/MWh, ali se ista mora opravdati stvarnim troškovima operatora sustava te mora biti transparentna i nediskriminatorna. To ovdje nije slučaj već HERA i operatori sustava donose diskrecijsku odluku o novom nametu. Sve kategorije priznatih troškova operatora sustava već imaju određene mehanizme naknade kao što su mrežarina za krajnje kupce, gore spomenuta naknada za priključenje i sl.</p> <p>Uz navedenu uredbu bitno je razmatrati i ostalu EU regulativu koja je primjenjiva i koja ne dopušta nestručni i netransparentni pristup naplate pristupa mreži. Tako Uredba 2019/943 navodi:</p> <p>„Preduvjet za učinkovito tržišno natjecanje na unutarnjem tržištu električne energije su nediskriminirajuće, transparentne i primjerene naknade za korištenje mreže, među ostalim interkonekcijskih vodova u prijenosnom sustavu“.</p> <p>Nadalje članak 18. stavak 1 ističe da:</p> <p>„Naknade koje naplaćuju operatori mreže za pristup mrežama, uključujući naknade za priključenje na mrežu, naknade za korištenje mreže</p>	<p><i>priključne i/ili vršne snage nema troškove te je svaka dodatna naknada za korištenje vršne snage stoga nelegalna“</i>. Razmotre li se podaci o ugovorima o priključenju na prijenosnu mrežu koji se tiču elektrana od uključivo 24. ožujka 2009. do uključivo 5. studenoga 2021. (od kojih su neki priključeni na mrežu a neki ne, od kojih su neki platili tu naknadu a neki nisu), slijedi zaključak da prema kalkulaciji u 18 slučajeva proizvođači uopće ne snose nikakve troškove za HOPS-ovu mrežu koju je financirao netko drugi, nego samo troškove priključka. U preostalih 19 slučajeva snose ili dio ili ukupne troškove koji su izravno uzrokovani njihovim priključenjem, dakle dodatne troškove koje ima HOPS ali ne i udio u kapitalnim troškovima postojeće mreže koju je financirao netko drugi. Prosječan iznos troškova priključka i troškova stvaranja tehničkih uvjeta u mreži za tih 37 projekata za prosječnog proizvođača osjetno je niži od najmanje jedinične naknade koju za priključenje plaćaju krajnji kupci. Iako i prosječan krajnji kupac i prosječan proizvođač plaćaju za priključenje na mrežu (prosječni krajnji kupac više nego li prosječan proizvođač), udio infrastrukturnih troškova (približno amortizacija regulirane imovine i prinos od regulirane imovine) koji se nadoknađuje kroz naknadu za korištenje mreže bio je u proteklim godinama oko 40% ukupnih troškova HOPS-a, dok je udio troškova koji bi trebali snositi proizvođači kroz predmetu tarifnu stavku prema ukupnim troškovima HOPS-a u proteklim godinama oko 2%. Ideja je kroz naknadu za korištenje mreže za proizvođače HOPS-u nadoknaditi dio infrastrukturnih troškova.</p> <p>Postupak izračuna maksimalnoga jediničnog iznosa tarifne stavke za obračunsku vršnu radnu snagu za proizvođače matematički je jednoznačno određen. Niste precizirali što vam je nejasno i netransparentno. Ne smatramo da se prikriva učinak na proizvođače, budući da je jasno kako će proizvođač koji uz jednaku postignutu obračunsku vršnu radnu snagu isporučiti različite količine električne energije u mrežu platiti jednak apsolutni iznos HOPS-u (€), a ako proizvođač isporučiti manje električne energije uz isti iznos obračunske vršne radne snage imat će veći trošak po isporučenom MWh. U HERA-inom odgovoru na načelnu primjedbu 1b. HEP-a d.d., objasnili zašto smo odabrali obračunsku vršnu radnu snagu umjesto količine isporučene radne električne energije u mrežu kao tarifnoga elementa za proizvođače, a koju će se primjenjivati</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>i, ako je primjenjivo, naknade za povezana jačanja mreže, moraju biti transparentne, odražavati troškove, uzimati u obzir potrebu za sigurnošću mreže te fleksibilnošću i odražavati stvarne dotadašnje troškove u mjeri u kojoj se podudaraju s troškovima učinkovitog i strukturno usporedivog operatora mreže i primjenjivati se na nediskriminirajući način. Te naknade ne smiju obuhvaćati nepovezane troškove kojima se podržavaju nepovezani politički ciljevi.</p> <p>HERA upravo s ovakvim pristupom želi postići nepovezane političke/ideološke ciljeve te u uvjetima energetske krize neosnovano opterećuje domaće izvore energije, pogotovo postrojenja OIE, čime aktivno radi protiv hrvatskih strateških ciljeva, smanjuje konkurentnost domaće proizvodnje u korist uvoza energije te nanosi štetu hrvatskom društvu.</p> <p>U članku 24. Prijedloga Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije opisani su postupci za određivanje tarifne stavke za obračunsku vršnu radnu snagu za proizvođače. Kao i u nekim prijašnjim metodologijama (npr. Metodologija za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja iz 2016. godine) propisani postupci su netransparentni, nejasni i ni na koji način ne odgovaraju stvarnim troškovima u reguliranoj djelatnosti prijenosa i distribucije električne energije već su postavljeni kako bi se postigli nepovezani politički ciljevi.</p> <p>Iz samo HERA-i i HOPS-u znanih razloga, u RH se sustavno diskriminiraju i koče projekti sunčanih i vjetrovih elektrana.</p> <p>Naime, Člankom 23. stavak 3 daje se formula koja na netransparentan način i bez jasnog objašnjenja pozadinske logike određuje jedinični iznos tarifne stavke za obračunsku vršnu radnu snagu TS (EUR/MW) koja je jedinstvena za sve proizvođače, te ograničena na prosječno 0,5 EUR/MWh za sve tehnologije zajedno. Pri tome se manipuliranjem formule prikriva činjenica da u ovakvom modelu vjetrove elektrane u prosjeku plaćaju i do 1,5 puta više</p>	<p>nediskriminatorno prema svim tipovima elektrana (ista visina naknade na obračunskom mjernom mjestu neovisno o tehnologiji proizvodnje).</p> <p>U tablici ispod za elektrane na području Republike Hrvatske dostavljamo simulaciju učinka naknade za korištenje mreže, koja se temelji na povijesnim podacima od 2016. do 2020. godine. I za prijenosnu mrežu i za distribucijsku mrežu primijenjen je isti iznos tarifne stavke za obračunsku vršnu snagu od 110 €/MW (izračunati maksimalni iznos za prijenosnu mrežu je 107 €/MW prema podacima od uključivo 2018. do uključivo 2020. a prema preliminarnim podacima bi taj iznos bio 129 €/MW za 2023. godinu, za distribucijsku mrežu 189 €/MW prema podacima od uključivo 2016. do uključivo 2020. a prema preliminarnim podacima iznos za 2023. bio bi 154 €/MW). Vidi se iznos za prosječnu elektranu koji iznosi 0,33 € po isporučenom MWh. Osim toga vide se iznosi za prosječnu akumulacijsku elektranu (uz 110 €/MW je 0,36 €/MWh), prosječnu vjetroelektranu (uz 110 €/MW je 0,54 €/MWh), prosječnu sunčanu elektranu (uz 110 €/MW je 0,47 €/MWh) itd. Uz to je vidljiv odnos prema prosječnoj elektrani (100%) za prosječnu akumulacijsku hidroelektranu (uz 110 €/MW 0,36 €/MWh prema 0,36 €/MWh ili 110%), prosječnu vjetroelektranu (uz 110 €/MW 0,36 €/MWh prema 0,54 €/MWh ili 165%), prosječnu sunčanu elektranu (uz 110 €/MW 0,36 €/MWh prema 0,145 €/MWh ili 145%) itd. U tablici je riječ o prosječnom učinku po pojedinoj tehnologiji, a odnos učinka (%) za pojedinu elektranu svatko za sebe može procijeniti budući da se tarifna stavka za obračunsku vršnu snagu primjenjuje nediskriminatorno.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU

PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI

ODGOVOR

EUR/MWh od prosjeka, a sunčane elektrane čak 2,4 puta više. S druge strane termoelektrana na ugljen (Plomin) koja je građena u nekomercijalnim uvjetima te nije snosila svoje troškove priključenja bi imala niže troškove za takvo korištenje vršne snage. S jedne strane diskriminacija OIE koji su nositelji energetske tranzicije, a s druge strane prikriveno pomaganje potrošnje iz uvoznih fosilnih goriva u potpunoj je suprotnosti sa strateškim interesima Republike Hrvatske.

Svijet se u svojim energetskim planovima jasno okrenuo prema obnovljivim izvorima energije kao glavnim pokretačima energetske tranzicije koja mora ograničiti globalno zatopljenje znatno ispod 2°C, odnosno po mogućnosti do 1,5°C (COP21, Paris 2015.). Projekcije različitih scenarija pokazuju potrebu za dodatnim naporima kako bi se takvi ciljevi ostvarili (IEA WEO 2021).

Pri tome EU je i želi biti primjer drugima: postavila je ambiciozan cilj smanjenja emisija za barem 55 % do 2030. u odnosu na razine iz 1990. i želi postati prvi klimatski neutralan kontinent do 2050 godine (*Europski zeleni plan; Bruxelles, 11.12.2019, Fit For 55, 14.07.2021*). Ti ciljevi su ugrađeni u europski propis o klimi, kojim se stvaraju nove prilike za inovacije, ulaganja i otvaranje radnih mjesta. Razvoj obnovljivih izvora energije (prvenstveno sunčanih i vjetrorenih elektrana) će imati ključnu ulogu u prelasku s energije fosilnih goriva, a time i karakter jamca slobode europskih građana.

EU plan o smanjenju ovisnosti o ruskim isporukama fosilnih energenata REPowerEU je jasno i ambiciozno pokazan 8. ožujka 2022., a usvojen 18. svibnja. Namjera je za dvije trećine smanjiti ovisnost EU o ruskom plinu već do kraja godine, a u potpunosti i prije kraja 2027. godine. Uz ostalo, Planom se predviđa povećanje učešća obnovljivih izvora s 40% na 45%, ušteda energije s 9% na 13%, 10 mt zelenog vodika te znatno brža dinamika izgradnje vjetrorenih i sunčanih elektrana. U središtu plana je načelo da je korištenje OIE od prioritetnog javnog interesa i da služi javnoj sigurnosti. Iz tog razloga, kada

Tip tehnologije za proizvodnju električne energije	Tarifna stavka za obračunsku vršnu radnu snagu	Učinkovitost tarifne stavke po isporučenom MWh	Odnosi učinka po MWh
	€/MW	€/MW	
prosjeak za proizvođače na teritoriju Republike Hrvatske	110	0,33	100%
prosječna akumulacijska hidroelektrana	110	0,36	110%
prosječna protočna hidroelektrana (moguće s dnevnom akumulacijom)	110	0,25	76%
prosječna crpna (pumpna) hidroelektrana	110	0,56	171%
prosječna vjetroelektrana	110	0,54	165%
prosječna sunčana elektrana	110	0,47	145%
prosječna termoelektrana na prirodni plin, s mogućnošću još jednog goriva (npr. lož ulje)	110	0,26	81%
prosječna termoelektrana na ugljen	110	0,18	57%
prosječna elektrana na biomasu i/ili bioplinska elektrana	110	0,18	54%
prosječna geotermalna elektrana	110	0,18	54%

Ne smatramo opravdanima vaše tvrdnje oko članka 18. stavka 1. Uredbe (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o unutarnjem tržištu električne energije. Smatramo da smo obrazložili razloge uvođenja naknade za korištenje mreže za proizvođače kod odgovora na vašu načelnu primjedbu kao i u odgovorima na ostale primjedbe.

Što se tiče vaše primjedbe glede smanjenja emisija CO₂, upravo za njih u Republici Hrvatskoj postoji namjenska naknada koju plaćaju elektrane koje uz jednaku vršnu snagu daju više električne energije (ugljen, prirodni plin) a ne plaćaju ih primjerice vjetroelektrane i sunčane elektrane koje navodite. Osim toga k cilju osiguranja sigurnog

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>se važu različiti interesi, OIE treba promatrati kao prioritetni interes sve dok se ne postigne neutralnost stakleničkih plinova.</p> <p>Usvajanjem ove Metodologije, RH napraviti će još jedan korak u suprotnosti sa smjernicama EU te dodatno opteretiti nove projekte sunčanih i vjetrovinih elektrana, a postojećim projektima nametnuti ilegalni namet s obzirom da su troškove razvoja i korištenja mreže već (pre)naplatili također izrazito netransparentnim STUM-ovima.</p>	<p>povrata investicija proizvođačima koji koriste obnovljive izvore energije bilo je omogućeno sklapanje ugovora sa zajamčenim otkupom i zajamčenom otkupnom cijenom (tada je zajamčena otkupna cijena bila osjetno viša od tržišne cijene a zajamčenu cijenu za te proizvođače plaćali su posredno krajnji kupci), što je i dovelo do povećanja instalirane snage elektrana na obnovljive izvore energije u Republici Hrvatskoj a s druge strane otklonilo rizike za investitore s kojima bi povrat njihove investicije bio upitan (unatoč tome su počeli raskidati ugovore u stanju gdje je tržišna cijena postala osjetno viša od zajamčenih otkupnih cijena, stoga sada tržišnu cijenu po kojoj prodaju na tržištu posredno plaćaju krajnji kupci). Ne smatramo da naknada za korištenje prijenosne mreže služi za smanjenje CO₂ ni za smanjenje globalnog zagrijavanja, nego upravo prethodno navedene mjere koje su prisutne u Republici Hrvatskoj.</p>
<p>Prema već navedenom u načelnim primjedbama u pojmovniku članka 3. nedostaju izrazi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - „Obračunska priključna snaga“ - „poticajna regulacija“; - „preostali dio regulacijske godine“; - „preostali iznos“ koji je potrebno prikupiti kroz iznose tarifnih stavki; - „cjenovni poticaj od gubitaka“. <p>U izrazu br. 2. navodi se „tekuća“ regulacijska godina dok se uz izraz br. 5 navodi iza „sadašnje“, mišljenja smo da se radi o istoj godini pa treba pisati jedan izraz, pa predlažemo jedan, isti izraz, npr. „sadašnji“ s obzirom na izraze „prethodi“ i „slijedi“ vezan uz regulacijske godine, jednako tako izraz „sadašnja regulacijska godina koristi se npr. u članku 20.</p>	<p>U izrazu se koristi riječ „sadašnja“ a kod nekih izraza se za opis izraza koristi riječ „tekuća“, dok se u tekstu Metodologije dosljedno koriste izrazi definirani u pojmovniku.</p> <p>Za ostali dio iznesenog smo dali odgovore kod vaše primjedbe 1k.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>Članak 3. (anonimni dionik 1)</p> <p>Izraz pod brojem 4. prethodna regulacijska godina uvodi se zbog određivanja poticaja operatora prijenosnog sustava, molimo dodatnu provjeru svrhe poticaja koja se temelji na podacima prethodne godine, a budući se tarifa uvijek odnosi na buduća razdoblja i trebala bi pokrivati opravdane troškove.</p> <p>Budući su u izrazima naznačeni svi ključni elementi metode izračuna tarifnih stavki poput priznati troškovi, referentna kamatna stopa, predlažemo definirati i značenje izraza poticaj u smislu ove Metodologije.</p>	<p>Poticaj izračunat u sadašnjoj regulacijskoj godini (<i>G</i>) određen je odnosom ostvarene referentne jedinične cijene nabave energije za pokriće gubitaka za prethodnu regulacijsku godinu (<i>G-1</i>) i ostvarene cijene nabave energije za pokriće gubitaka iz prethodne regulacijske godine (<i>G-1</i>). Referentna cijena za prethodnu regulacijsku godinu (<i>G-1</i>) određuje se prema cijenama terminskih ugovora za dugoročnu nabavu iz prethodne regulacijske godine (<i>G-2</i>) za prethodnu regulacijsku godinu (<i>G-1</i>), kao i cijenama na CROPEX-u iz prethodne regulacijske godine (<i>G-1</i>). Iznos poticaja se zatim uvažava u članku 8. stavku 1. te nakon toga u članku 22. Metodologije. Isto se može pogledati u tablici 1. u prilogu 1.</p> <p>Smatramo da je iznos poticaja jednoznačno definiran matematičkim izrazom u članku 12. stavku 1. stoga ne vidimo potrebu za dodatnim definiranjem.</p>
<p>Članak 5. (HEP d.d.)</p> <p>Precizirati izraz od „obračun naknade za obračunsko mjerno mjesto“ jer bi isto značilo novu naknadu.</p> <p>Predlažemo brisati eksplicitni navod „koji imaju dozvolu za proizvodnju električne energije“ s obzirom da se na ovaj način propisuje obveza za jedne korisnike mreže-proizvođače ali ne za one druge koji također predaju energiju u mrežu, trebao bi biti jednaki status za oba korisnika mreže.</p>	<p>Usporedbom priloga 4. Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije („Narodne novine“, broj 104/15 i 84/16) i Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije („Narodne novine“, broj 84/22) vidljivo je da se ne uvodi nova naknada za obračunsko mjerno mjesto kod tarifnih stavki prijenosne mreže. Naime, naknada za obračunsko mjerno mjesto za krajnje kupce na prijenosnoj mreži $T_{VN,N}^{PM}$ [kn/mj] postojala je i u dosadašnjoj Metodologiji.</p> <p>Za primjedbu oko naknade za korištenje mreže za proizvođače možete pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1j.</p>
<p>Članak 5. (anonimni dionik 1)</p> <p>Molimo prilagoditi navode u smislu transparentnosti: „tarifne stavke za pojedinu kategoriju potrošnje u odgovarajućem tarifnom modelu određuju se na način da čim više odgovaraju troškovima koje takvi kupci uzrokuju operatoru prijenosnog sustava“. Operator prijenosnog sustava ne može pridijeliti troškove različitim korisnicima na distribucijskoj mreži na propisani način jer je riječ o korisnicima priključenim na distribucijsku mrežu.</p>	<p>Planirani ukupni prihod od tarifnih stavki za potrošnju i proizvodnju određuje se sukladno članku 22.</p> <p>Iznos tarifne stavke za obračunsku priključnu radnu snagu određuje se prema članku 23. stavku 6. a planirani prihod od nje sukladno članku 18. stavku 2.</p>

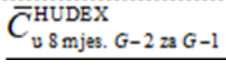
METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>Molimo provjeriti navode: „operator prijenosnog sustava mora obrazložiti odstupanja od referentne razdiobe troškova kod predlaganja tarifnih stavki za koje je propisana referentna razdioba troškova.“ Na što se točno odnosi referentna razdioba troškova? Može li HOPS isto obrazložiti ukoliko ne raspolaže svim potrebnim podacima.</p>	<p>Iznos tarifne stavke za proizvođače određuje se tako da on ne bude veći od izračunatog u članku 25. stavku 3., dok se planirani prihod od te tarifne stavke određuje sukladno članku 19.</p> <p>Nakon toga se preostali planirani prihod (planirani ukupni prihod od tarifnih stavki za potrošnju i proizvodnju iz članka 22. umanjen za dva iznad navedena planirana prihoda) razdjeljuje na ostale tarifne stavke putem energije referentne razdiobe i koeficijenta iz priloga 2., sukladno članku 23. a osobito stavcima 1. i 4.</p> <p>Na taj je način matematičkim izrazima i vrijednostima koeficijenta iz priloga 2. određena referentna razdioba troškova na tarifne stavke.</p> <p>Imajući u vidu da HOPS raspolaže najboljim uvidom u trenutno i predmnijevano stanje prijenosne mreže te da je u prilici najbolje procijeniti interese prijenosne mreže, kao i troškove koje mu uzrokuju potrošači iz pojedinog tarifnog modela (pogotovo korisnici mreže na prijenosnoj mreži), smatramo da je opravdano HOPS-u kao certificiranom neovisnom operatoru prijenosa omogućiti da uvažavajući iznad navedeno odstupa od referentnih iznosa koeficijenta iz priloga 2. prilikom predlaganja iznosa tarifnih stavki HERA-i sukladno članku 23. stavku 5.</p> <p>Što se tiče distribucijske mreže HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. (dalje: HEP-ODS), sukladno članku 86. stavku 2. točki 14. Zakona o tržištu električne energije („Narodne novine“, broj 111/21), HOPS je dužan planirati rad elektroenergetskog sustava u suradnji s operatorom tržišta električne energije i operatorima drugih sustava i operatorom distribucijskog sustava. S druge je strane obaveza suradnje HOPS-a i HEP-ODS-a propisana člankom 57. Uredbe (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o unutarnjem tržištu električne energije, prema kojemu „[o]peratori distribucijskih sustava i operatori prijenosnih sustava surađuju međusobno u planiranju i upravljanju svojim mrežama. Osobito, operatori distribucijskih sustava i operatori prijenosnih sustava razmjenjuju sve potrebne informacije i podatke o radu proizvodnih sredstava i upravljanju potrošnjom, svakodnevnom pogonu svojih mreža i dugoročnom</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR	
	<i>planiranju ulaganja u mrežu radi osiguravanja troškovno učinkovitog, sigurnog i pouzdanog razvoja i pogona svojih mreža“.</i>	
Članak 6. (anonimni dionik 1)	Člankom 6. stavkom 2. propisano je da Agencija uvijek uzima u obzir iznos poticaja kod određivanja tarifnih stavki. Predlažemo da se uvede načelna mogućnost uzimanja u obzir „poticaja“ iz prethodne godine (uvažavajući prethodnu godinu) kod određivanja tarifnih stavki za buduću regulacijsku godinu.	Isto je uzeto u obzir, pogledajte odgovor HERA-e na vašu primjedbu kod članka 3.
Članak 7. (HEP d.d.)	Dodati 110 kV dio dvofaznih elektrovnčnih postrojenja EVP 110/25 kV te postrojenja za kompenzaciju jalove energije (u imovini HOPS-a).	Pogledajte HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1n.
Članak 8. (HEP d.d.)	Uvažavajući tok novca kao posljedicu pružanja nestandardnih usluga i ostalih prihoda umjesto izraza „troškovi pružanja nestandardnih usluga i ostali prihodi“ predlažemo koristiti izraz „prihodi od pružanja nestandardnih usluga i ostali prihodi“.	Prihvaćeno.
Članak 9. (HEP d.d.)	Dodati u stavak (3): -uslijed održavanja i/ili rekonstrukcije naslijeđene visokonaponske (110 kV) mreže izvan teritorija RH; - troškovi zagušenja radi mreže koji nisu posljedica više sile; stavak (6) umjesto „iz stavka 5. ovog članka“ pisati „iz stavka 4. ovog članka“;	Vezano za vaš prijedlog u alineji 1. pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1n. Što se tiče vašeg prijedloga u alineji 2., smatramo da su troškovi zagušenja radi mreže koji nisu posljedica više sile u pravilu opravdani troškovi. Naime, preraspodjelom razmjena električne energije s mrežom (npr. povećanje isporuke u mrežu na jednom OMM-u i smanjenje isporuke u mrežu na drugome za isti iznos) se osigurava pogonska sigurnost mreže. Stavak 4. i 5. članka 9. odnosi se na iste troškove, pritom ih stavak 4. uvodi a stavak 5. detaljnije opisuje.
Članak 10. (anonimni dionik 1)	Stavak 2. Prijedlog: izbrisati „priznati“ ili razjasniti „priznavanje“.	HERA ne može unaprijed odrediti što će priznati, primjerice priznavanje pojedinih troškova ovisit će o svrsishodnosti i opravdanosti troškova. Primjerice, troškovi regulatornog sigurnog testnog okruženja odobravaju se sukladno članku 16. ovisno od slučaja do slučaja prema HOPS-ovim obrazloženjima iz desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže. U članku 9. stavku 4. i 5. pobrojani su troškovi koji se neće priznavati,

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	iako pojedine od tih troškova ovisno od slučaja do slučaja HERA može, prema stavku 6. istoga članka, priznati ovisno o njihovoj svrsishodnosti i opravdanosti.
<p>stavak (3), kod tekstualnog opisa koeficijenta „k“ i energije „E“ osim navedenog „kupcima na prijenosnoj mreži“ i izlazima „distribucijsku mrežu“ treba još dodati „ isporuku prema drugim prijenosnim sustavima (prekogranična isporuka) te potrošnja reverzibilnih elektrana i postrojenja za kompenzaciju jalove energije priključena na prijenosnu mrežu (prethodno navedeni nisu „krajnji kupci“).</p> <p>stavak (5) stranica 6., nije definirano kako se određuje planirana isporuka električne energije E, odnosno da li se za isto također primjenjuje trogodišnji prosjek ostvarenja kao što je matematičkim izrazim određen izračun „relativne količine gubitaka“, obuhvatiti sve elemente iz strukture preuzimanja energije iz prijenosne mreže (kupci na prijenosnoj mreži, isporuka u distribucijsku mrežu, isporuka drugim operatorima prijenosa, crpni i kompenzatorski rad na prijenosnoj mreži);</p> <p>stavak (6. i 7.) Ujednačiti izraze „Planska jedinična cijena“ st.(6.) i Jedinična planska cijena st. (7.)</p> <p>Predlažemo napisati kako se određuje težinski udio temeljne a kako vršne cijene za dugoročnu, te kako se određuje težinski udio za kratkoročnu nabavu energije za pokriće gubitaka</p>	<p>Definicija koeficijenta $k_{G+1}^{rel. plan. gub. \%}$ promijenjena je tako da se gleda prema „<i>prenesenoj električnoj energiji</i>“ koja se, prema tablici 2. retku 1.10.1. priloga 1., računa kao zbroj „[u]laza u prijenosnu mrežu iz drugih prijenosnih mreža“, „[u]laza u prijenosnu mrežu iz distribucijskih sustava“ i „[p]redaja iz obračunskih mjernih mjesta korisnika mreže priključenih na prijenosnu mrežu u prijenosnu mrežu“ što je dosljedno provedeno kroz stavke koje navodite.</p> <p>U članku 12. stavku 4. određeni su iznosi težinskih udjela temeljne i vršne cijene za dugoročnu nabavu u fazi planiranja (u sadašnjoj regulacijskoj godini za sljedeću regulacijsku godinu). Naime, profil gubitaka električne energije je za sljedeću regulacijsku godinu (G+1) nepoznat kao i cijena s CROPEX-a za sljedeću regulacijsku godinu (G+1), stoga je HERA odredila težinski udio temeljne cijene za dugoročnu nabavu gubitaka u iznosu 0,5 a time i preostali težinski udio vršne cijene za dugoročnu nabavu gubitaka u iznosu 0,5.</p> <p>Što se tiče izračuna referentne cijene za prethodnu regulacijsku godinu (G-1) u sadašnjoj regulacijskoj godini (G), poznat je i satni profil gubitaka i cijena s CROPEX-a i planska količina gubitaka iz prethodne regulacijske godine (G-2) za prethodnu regulacijsku godinu (G-1) i ostvarena količina gubitaka za prethodnu regulacijsku godinu (G), stoga sve navedeno HERA uvažava kod izračuna referentne cijene. Iz navedenih vrijednosti računa se i težinski udio za dugoročnu sastavnicu referentne cijene i težinski udio za kratkoročnu sastavnicu referentne cijene. Osim toga se kod prosječne ponderirane jedinične cijene kratkoročnih proizvoda uvažava planska količina gubitaka iz prethodne regulacijske godine (G-2) za prethodnu regulacijsku godinu (G-1) i ostvareni satni profil gubitaka te ostvarena cijena s CROPEX-a.</p> <p>Prema iznad navedenom vaši su prijedlozi uglavnom prihvaćeni.</p>
<p>Članak 11. (HEP d.d.)</p>	
<p>Članak 11.</p>	Korigirati broj stavaka, započeti s 1., ne s 3.
	Numeracija je korigirana.

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
(anonimni dionik 1)	<p>Stavak 4. Iznos energije za pokriće gubitaka ne korelira s „isporukom energije OPS i ODS kupcima“. Količine variraju od 350 do 550 GWh dok je „isporukom energije OPS i ODS kupcima“ ovaj iznos uglavnom konstanta. Prijedlog je količinu električne energije potrebnu za pokriće gubitaka vezati uz prenesenu energiju (uskладiti s uobičajenom praksom operatora prijenosnih sustava u EU).</p> <p>Stavak 5. Pojam „planirana prodaja“ nije primjeren prijenosnoj mreži. Prijedlog je vezati postotak na prenesenu energiju.</p> <p>Stavak 7. Standardna praksa EU operatora je višegodišnja nabava dugoročnih proizvoda za godinu $G+1$. OPS predlaže uvažiti isto u metodologiji kada se već propisuje.</p> <p>Stavak 7. <input type="checkbox"/> S obzirom da je težinski udio vršne cijene za dugoročnu nabavu gubitaka „udHUDEX, V“ jednak „0“, a koristi se u formuli za jediničnu plansku cijenu dugoročne nabave u dijelu sa vršnim cijenama na HUDEX-u, onda te vršne cijene na HUDEX-u nemaju utjecaj na izračun.</p> <p>Stavak 8. Prevelika izloženost ovom koeficijentu na temelju cijene jednog mjeseca. Prijedlog, razmotriti ipak malo složeniji pristup.</p> <p>Stavak 8. <input type="checkbox"/> S obzirom da je težinski udio temeljne cijene za kratkoročnu nabavu gubitaka „ukHUDEX, T“ jednak „0“, a koristi se u formuli za jediničnu plansku cijenu kratkoročne nabave u dijelu sa temeljnim cijenama na HUDEX-u, onda te vršne cijene na HUDEX-u nemaju utjecaj na izračun.</p>	<p>Vaše primjedbe vezane za stavke 4. i 5. su prihvaćene, pogledati HERA-in odgovor na primjedbu HEP-a d.d. za isti članak.</p> <p>HERA-i nije bio problem kod određivanja dugoročnog dijela jedinične planske cijene dugoročne nabave energije za pokriće gubitaka za sljedeću regulacijsku godinu ($G+1$), kao referentno razdoblje uzeti razdoblje duže od osam mjeseci, odnosno uzeti duže razdoblje u prošlosti (npr. iz svih mjeseci godine $G-2$ i $G-1$ te iz osam mjeseci godine G, sve za nabavu energije za gubitke u godini $G+1$), a s obzirom na to da su izostali konkretni prijedlozi HERA je ostavila kao referentno razdoblje prvih osam mjeseci godine G kod nabave gubitka za godinu $G+1$.</p> <p>Težinski koeficijenti koji su u članku 12. stavku 4. jednaki nuli, ostavljeni su zarad možebitnih elegantnijih izmjena Metodologije u budućnosti.</p> <p>U pogledu stavka 8. slažemo se da je velika izloženost ovome čimbeniku. Kratkoročni dio nabave gubitaka potrebno je procijeniti u godini G za godinu $G+1$. Smatramo da cijena s CROPEX-a odražava u pojedinom intervalu dana unaprijed ($D-1$) vrijednost električne energije u pojedinim intervalima sljedećeg dana (D), odnosno cijenu po kojoj bi se mogla kupovati električna energija za gubitke dan za danom. Imajući u vidu da cijene na CROPEX-u za godinu $G+1$ nisu poznate u godini G, kao i činjenicu da je upravo u toj godini G potrebno odrediti plansku jediničnu cijenu nabave energije za pokriće gubitaka, posljedično je HERA bila u poziciji načiniti matematički model za procjenu jedinične planske cijene kratkoročne nabave energije za pokriće gubitaka. Smatramo da cijene terminskih ugovora iz godine G za godinu $G+1$ upravo odražavaju predmnijevane cijene na CROPEX-u u godini $G+1$. S ciljem ublažavanja možebitnih ekstrema u dnevnim cijenama terminskih ugovora, HERA je odabrala prosjek cijena terminskih ugovora iz prvog prethodnog mjeseca ($M-1$ godine G) za procjenu cijene na CROPEX-a u sljedećoj regulacijskoj godini ($G+1$).</p>
Članak 12. (HEP d.d.)	Definirati kako se određuje „referentna cijena nabave električne energije za pokriće gubitaka“.	Način određivanja „referentne jedinične cijene nabave energije za pokriće gubitaka“ jednoznačno je određen matematičkim izrazima (članak 2. stavak 2. i 3.) i s pripadnim parametrima (članak 2. stavak 4.).

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
stavak (3.) Obrazložiti zašto su različiti koeficijenti „p“ za ostvarenu cijenu iznad referentne cijene od koeficijenta „p“ za ostvarenu cijene ispod referentne cijene (-0,1)	<p>Negativan „<i>iznos poticaja na cijenu povezan s gubitcima</i>“ (članak 12. stavak 1.) prouzrokuje smanjenje planiranih ukupnih prihoda od tarifnih stavki za potrošnju i proizvodnju (članak 22.), u odnosu na slučaj kada je ostvarena cijena gubitaka jednaka referentnoj cijeni. Na taj se način može dogoditi da dio troškova gubitaka ne će ući u referentnu razdjelu putem iznosa tarifnih stavki (članak 23. stavak 1., pogledati način razdiobe opisan u HERA-inom odgovoru na članak 5. anonimnog dionika 1.) što će izravno dovesti do smanjenja dobiti u odnosu na slučaj nepostojanja poticaja. Na taj način se potiče HOPS da ne postigne ostvarenu cijenu gubitaka veću od one koja slijedi iz odabranih tržišnih signala (javno dostupne cijene terminskih ugovora, cijene s CROPEX-a).</p> <p>Pozitivan „<i>iznos poticaja na cijenu povezan s gubitcima</i>“, prema istim člancima kao u prethodnom paragrafu, dovodi do povećanja dobiti u odnosu na slučaj kada je ostvarena cijena gubitaka niža od referentne cijene. Referentna cijena slijedi iz javno dostupnih tržišnih cijena. Na taj će način HOPS u slučaju da je njegova ostvarena cijena niža od referentne cijene, dobiti nagradu kroz povećanje dobiti uslijed toga, u odnosu na slučaj da mu je ostvarena cijena jednaka referentnoj.</p> <p>Na ovaj način postiže se zainteresiranost HOPS-a za postizanje manje cijene od referentne (koja se temelji na tržišnim signalima), jer bi mu u slučaju bez poticaja bila u pravilu priznata ostvarena cijena gubitaka neovisno o referentnoj cijeni.</p>
<p>Članak 12. (anonimni dionik 1)</p> <p>Poticaj se veže isključivo uz cijene, što izlaže operatora sustava situacijama na koje ne može utjecati. Pitanje je da li je predloženi proces usklađen s Uredbom 2019/943 koji pretpostavlja poticaje, kratkoročne i dugoročne, za učinkovitost što sigurno nije samo cijena? Što je s poticanjem ostalih varijabli?</p> <p>Tarifne metodologije odražavaju fiksne troškove operatora prijenosnih i distribucijskih sustava te operatorima prijenosnih i distribucijskih sustava pružaju odgovarajuće kratkoročne i dugoročne poticaje, kako bi se povećala učinkovitost, uključujući energetska učinkovitost, poticala integracija tržišta,</p>	<p>Gubitci električne energije u mreži prijenosa su tehnički gubici (mjere se na satnoj razini sve razmjene između mreže i obračunskih mjernih mjesta), za razliku od gubitaka u distribucijskoj mreži koji se sastoje i od tehničkih gubitaka, a i od netehničkih gubitaka. Količinu netehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži moguće je osjetno smanjiti što nije slučaj s tehničkim gubicima u prijenosnoj mreži. Gubitci u prijenosnoj mreži ovise o tokovima kroz mrežu na koje HOPS ni ne može značajno utjecati (npr. tranzit, kružni tokovi), stoga nije ni lako odrediti referentni scenarij prema kojemu bi se procjenjivalo koliko je HOPS bio u mogućnosti vlastitim intervencijama smanjiti količinu gubitaka (npr. investicijama u sastavnice mreže s manjim gubicima). Imajući u vidu navedeno,</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>sigurnost opskrbe i podupirala učinkovita ulaganja, podupirale povezane aktivnosti istraživanja i olakšale inovacije u interesu kupaca u područjima kao što su digitalizacija, usluge fleksibilnosti i interkonekcije.</p> <p>Čl. 12. st. 1.: Dva puta se navodi stavak (1), shodno ispravku treba promijeniti ostale stavke</p> <p>Čl. 12., st. 1: U formuli se koristi izračun za jediničnu plansku cijenu za dugoročnu nabavu (G za G+1) iz članka 11, te stoga u formuli za referentnu jediničnu cijenu nabave energije u članku 12. treba onda pisati G-2 za G-1 kao što je bilo u prethodnoj verziji: </p> <p>Stavak 3. Nejasno je koji je smisao ovih faktora i kako se utvrđuju? Omjer dugoročno i kratkoročno postavlja se na 50/50% Prijedlog značajno suzuje mogućnosti upravljanja portfeljem, cijene računa temeljem kratkih intervala što implicira probleme u slučaju tržišnih ekstrema. OPS predlaže koristiti iskustva drugih operatora višegodišnjom nabavom dugoročnih proizvoda za godinu G.</p>	<p>HERA za prijenosnu mrežu nije uvela poticajnu regulaciju koja se tiče količine gubitaka u prijenosnoj mreži.</p> <p>Numeracijske korekcije su provedene.</p> <p>Što se tiče vaše primjedbe oko mogućnosti upravljanja portfeljem, pogledajte HERA-in odgovor kod vaše primjedbe na članak 11.</p>
<p>Članak 15. (anonimni dionik 1)</p> <p>Ponderirani prosječni trošak kapitala prije oporezivanja (WACC) – stavak (3) nedostaje obrazloženje rm - prosječni prinos od rizičnih ulaganja</p>	<p>Prijedlog je prihvaćen.</p>
<p>Članak 16. (HEP d.d.)</p> <p>U poglavlju VI. Određivanje prihoda (članci 16., 17, 18) nije jasan pristup predlagatelja Metodologije, odnosno različitost pristupa s obzirom na članak 46. stavak (14.). iz ZOTEE (NN 111/21), detaljnija primjedba napisana kod očitovanja na članak 17.</p>	<p>Pogledati odgovor HERA-e na vašu načelnu primjedbu 1c.</p>
<p>Članak 17. (HEP d.d.)</p> <p>Dodati novi stavak, stavak (3) koji jasno definira da se naplata prema obračunskoj priključnoj snazi ne odnosi na crpni rad reverzibilnih elektrana i na operatora skladišta energije, tim više što će reverzibilna elektrana prema predloženom u metodologiji već platiti naknadu za obračunsku vršnu snagu</p>	<p>Pogledati odgovor HERA-e na vašu načelnu primjedbu 1c.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>za predaju mrežu tj. za generatorski rad. Nije logično da crpni rad nema jednak status kao skladišta energije, s obzirom da se kod prihoda operatora mreže ne prepoznaju prihodi od naknade za korištenje mreže kod skladišta energije. S obzirom na napisano u čl 46. stavak 14. ZOTEE i sadržaj okvira ove metodologije očita je neusklađenost za postrojenja za skladišta energije. Po pitanju mrežarine reverzibilne HE i postrojenja za skladištenje energije trebaju imati jednaki status.</p> <p>Doraditi članak 17. i članak 18. po pitanju skladištenja energije u širem smislu, kako za postrojenja za skladištenja energije tako i za skladištenje energije temeljem crpnog rada reverzibilne hidroelektrane.</p>	
<p>Članak 19. (anonimni dionik 1)</p> <p>Prema definiranoj formuli poticaji su uvijek obvezni sastavni dio utvrđivanja razlike opravdanih troškova i prihoda. Tek tako utvrđeni iznos razlike korigira se za inflaciju. Molimo simulaciju navedenog.</p> <p>Predlažemo da se za poticaje definira samo mogućnost, ali ne i obveza primjene, te da se isti ne uzimaju u obzir kod izračuna utjecaja inflacije budući su isti vezani za prethodnu regulacijsku godinu te uopće nije poznat njihov utjecaj na troškove.</p> <p>Ističemo i transparentnost u smislu potrebe definiranja mogućnosti korištenja poticaja.</p>	<p>Iznos poticaja na cijenu povezan s gubitcima dio je razlike prihoda i priznatih troškova s poticajima iz prethodne regulacijske godine, koja se sukladno članku 20. stavku 2. korigira za prosječne godišnje stope inflacije. U sadašnjoj regulacijskoj godini poticaj se računa za prethodnu regulacijsku godinu i uvažava se prilikom izračuna planiranih prihoda od tarifnih stavki za potrošnju i proizvodnju za sljedeću regulacijsku godinu.</p> <p>Iznos poticaja će se posredno odraziti na iznos dobiti i imat će obavezu primjenu.</p>
<p>Članak 22 (HEP d.d.)</p> <p>Propisati posebni stavak koji definira da se izračun tarifna stavke za priključnu snagu ne primjenjuje na reverzibilne hidroelektrane niti na postrojenja za skladištenje energije kada preuzimaju električnu energiju iz prijenosne mreže.</p>	<p>Pogledati odgovor HERA-e na vašu načelnu primjedbu 1c.</p>
<p>Članak 23. (anonimni dionik 1)</p> <p>Korigirati referencu na članak 23. Metodologije, misli se na članak 24.</p> <p>U skladu s člankom 137. stavkom 4. Zakona o tržištu električne energije operator sustava je dana 26. studenoga 2021.g. dostavio Agenciji prijedlog iznosa tarifnih stavki za proizvođače. Prijedlog se vezao na ograničenja utvrđena Uredbom, odnosno 0,5 EUR/MWh, a između tri naznačene analize</p>	<p>Numeracija je korigirana.</p> <p>Prijedlog HOPS-a nije jamčio da će biti ispoštovano ograničenje od 0,5 €/MWh propisano <i>UREDBOM KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa</i>. HERA-inom doradom HOPS-ovog</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>predložen je model prema obračunskoj vršnoj radnoj snazi. Isti model u ovom članku predlaže i Agencija uz dodatno uvođenje praćenja iste prema tipovima tehnologije (te, stavak 4.).</p> <p>Dostavljenim prijedlogom iz studenog 2021.g. operator sustava je analizom koja obuhvaća više kalendarskih godina predložio razinu iznosa tarifne stavke za proizvođače od okvirno 170 EUR/MW, dok simulacijom predloženog u ovom članku (na oko, istog modela) dolazimo do iznosa tarifne stavke od 107 EUR/MW. Moguće da je u simulaciji došlo i do pogreške zbog izrazito kratkih rokova koje su ostavljeni na raspolaganju operatoru za simulaciju svega navedenog.</p> <p>Budući se tarifna stavka za proizvođače uvodi po prvi puta u Republici Hrvatskoj, predlažemo da se isto simulira, kako od strane regulatora tako i od strane operatora sustava kako bi se našlo prihvatljivo operativno rješenja za sve sudionike u ovom procesu.</p>	<p>prijedloga, prikupiti će se manji iznos od proizvođača električne energije, ali će se postići da se ispoštuje navedeno ograničenje.</p>
<p>Članak 23. (ENCRO d.o.o.) dostavljena izvan roka za dostavu primjedbi</p> <p>Predlažemo u potpunosti ukinuti diskriminatornu Tarifnu stavku za proizvođače.</p>	<p>Pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu.</p>
<p>Članak 24. (HEP d.d.)</p> <p>Nije jasno definirano pitanje istodobnosti apsolutno najveće obračunske vršne snage svih obračunskih mjernih mjesta na istoj naponskoj razini pojedine elektrane s više OMM, odnosno nije pravično radi utvrđivanje istog za pojedino obračunskom mjerno mjesto elektrane. Zašto se ne prepoznaje razdoblje više i razdoblje niže tarife? Vidjeti suštinske, načelne primjedbe na obračun vršne snage za proizvođača.</p>	<p>U pogledu slučaja s više obračunskih mjernih mjesta za jednu elektranu i utvrđivanja količine tarifnog elementa kod pružanja pomoćnih usluga, pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1d. Za kombi-kogeneracijska postrojenja pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu 1m.</p> <p>I krajnji kupci na mreži HEP-ODS-a i krajnji kupci na mreži HOPS-a plaćaju naknadu za korištenje mreže HOPS-u. Veća postignuta snaga krajnjih kupaca na distribucijskoj mreži, uz istu razinu proizvodnje na distribucijskoj mreži, povećava opterećenje</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>Kod određivanja boja sati rada na nazivnoj snazi kao i kod vršnog opterećenja pojedine jedinice zanemareno je da iste sudjeluju u regulaciji po nalogu operatora odnosno angažirana snaga pojedine proizvodne jedinice i posljedična proizvedena energija jednim djelom je u službi vođenja odnosno pružanja pomoćnih usluga na zahtjev operatora prijenosnog sustava.</p> <p>stavak (4)</p> <p>Nisu prepoznati blokovi kombi-kogeneracijskih postrojenja, odnosno proizvodne jedinice TE-TO koje se često angažiraju temeljem opravdanosti spojne proizvodnje odnosno potrebe za ogrjevnom toplinom i tehnološkom parom, Kriteriji angažiranost TE na plin i blokova TE-TO sa spojnou proizvodnjom mogu biti bitno različiti, ovisno o veličini i potreba toplinskog konzuma, koje određuje konkurentnost bolova u odnosu na pogon kotlova i konkurentnost nabavne cijene električne energije prema domicilnoj proizvodnji iz TE-TO te sezonskim i dnevnim potrebama toplinskog konzuma.</p> <p>Stavak (6) Umjesto „postoje postojeća“ pisati samo „postojeća“.</p> <p>Stavak (7) izrazi „za povezivanje sa sustavom ili nadogradnju veze su neprimjereni djelatnosti prijenosa“ pa predlažemo pisati za „priključenje ili za povećanje priključne snage te stvaranje uvjeta u mreži“.</p> <p>Stavak (9) predlažemo preciznije definirati izraz s obzirom na navod „tarifna stavka za korištenje mreže za energiju koja se predaje u prijenosnu mrežu“. Predmetno je preuzeto iz zakona, značili li to s obzirom na prethodno napisano u stavku (9.) da se na tom obračunskom mjernom mjestu proizvođača ne obračunava tarifna stavka za preuzimanje energije iz mreže?</p> <p>Ujednačiti izbor izraza: kroz tekst dijelom se koristi „količnik“ te djeljenik, ujednačiti.</p>	<p>prijenosne mreže. Krajnji kupci u pravilu ne reaguju na satne cijene električne energije koje održavaju potražnju za električnom energijom (npr. visoka satna cijena električne energije u slučaju velike potražnje za električnom energijom). Osim toga krajnji kupci nisu u obvezi dostavljati vozne redove za svoje preuzimanje električne energije iz mreže, kao što to čine proizvođači električne energije. Očekivano je da će krajnji kupci uzrokovati veće opterećenje sastavnica elektroenergetske mreže tijekom razdoblja primjene više dnevne tarife (od 7:00 sati do 21:00 sati kod zimskog računanja vremena ili od 8:00 sati do 22:00 sata kod ljetnog računanja vremena), nego li što će to biti slučaj tijekom razdoblja primjene niže dnevne tarife {članak 56. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22)}. Smatramo da je u interesu mreže postizanje zanemarive vjerojatnosti preopterećenja njezinih sastavnica a za korisnike mreže ostvarivanje toga cilja uz racionalne troškove. HERA smatra da se odgovarajućim cjenovnim signalima može postići da se u interesu mreže utječe na način preuzimanja električne energije iz mreže kod prosječnog krajnjeg kupca. To se može učiniti primjenom odgovarajućeg tarifnog elementa koji se odnosi na količinu preuzete radne energije, kao i kod prosječnog krajnjeg kupca koji plaća tarifnu stavku obračunska vršna radna snaga. Imajući u vidu iznad navedeno smatramo opravdanim da se primjeni takva struktura tarifnih elemenata (niža dnevna tarifa, viša dnevna tarifa) uz koju će prosječni krajnji kupac u interesu mreže dobivati primjeren cjenovni signal, kod kojega će snositi veće troškove kada je očekivano veće opterećenje elemenata mreže, a manje troškove kada se očekuje manje opterećenje sastavnica mreže. Takav signal može biti spasonosan za mrežu ako joj pojedini elementi budu blizu preopterećenja.</p> <p>Slučaj s proizvođačima nije jednak, budući da proizvođači ako li su spojeni blisko jedni drugima mogu i u noćnim satima uzorkovati preopterećenje i/ili nepovoljne iznose ostalih pokazatelja (npr. napon) pojedinih sastavnica mreže (npr. u slučaju velike proizvodnje iz različitih vjetroelektrana na istoj lokaciji) a također i u dnevnim satima (npr. u slučaju istodobne velike proizvodnje iz hidroelektrana i vjetroelektrana na istoj lokaciji). Osim toga i hidroelektrane i sve više vjetroelektrana već imaju cjenovne signale s tržišta električne energije uz koje će u pravilu dobiti niže cijene ako je potražnja</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>za električnom energijom manja a ponuda veća (izuzev onih s zajamčenim otkupom i zajamčenom otkupnom cijenom), stoga za sada ne smatramo opravdanim slati cjenovne signale za prosječnog proizvođača putem naknade za korištenje mreže (npr. da isporučuje manje električne energije u noćnim satima kada je tržišna cijena ionako niža). Osim toga za prosječnu vjetroelektranu i prosječnu sunčanu elektranu upitna je svrsishodnost cjenovnog signala ovisnog o dobu dana, kada im je za sada uvijek isplativo isporučivati električnu energiju u mrežu (osim u slučaju kada imaju skladište električne energije ili kada je na tržištu negativna cijena električne energije), za razliku od prosječnog krajnjeg kupca kod kojega takav cjenovni signala doista motivira potrošača da troši u interesu mreže (npr. paljenje perilice rublja u noćnim satima za vrijeme niže dnevne tarife).</p> <p>Stilska primjedba za stavak 6. je prihvaćena. Vezano za stavak 7. riječ je o službenom izričaju iz <i>UREDBE KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa.</i></p> <p>Člankom 74. stavkom 3. Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom („Narodne novine“, broj 100/22) propisano je da korisnik mreže za obračunsko mjerno mjesto na vrlo visokom i visokom naponu plaća naknadu za korištenje prijenosne mreže za smjer preuzimanja električne energije iz mreže.</p> <p>Količnik i djeljenik nisu istoznačnice.</p>
<p>Članak 24. (anonimni dionik 1)</p> <p>Izuzetno komplicirano rješenje. Prijedlog je naći formule općeg tipa bez podjele po tehnologijama. Nazivna snaga upitna je kao varijabla. Nekoliko korisnika ima instaliranu/nazivnu snagu značajno veću od priključne snage što utječe na broj sati rada koji bi bio da je nazivna snaga = priključna snaga.</p> <p>Dodatno, vidi primjedbe pod čl. 23.</p>	<p>Ne vidimo kako bi se moglo jednostavnije osigurati da se ne prekrši ograničenje od 0,5 €/MWh, a da se pritom osigurava razvidnost. K tome cilju smatramo da je potrebno uvažiti specifičnosti isporuke električne energije po pojedinim tehnologijama kao i nazivnu snagu proizvodnog portfelja koji će u sljedećoj regulacijskoj godini biti priključen na mrežu (postojeće elektrane, elektrane koje izlaze iz pogona i nove elektrane). Pojedine tehnologije unose različitu nesigurnost (npr. više hidroelektrane nego li vjetroelektrane) te smatramo da je isto potrebno uvažiti. U buduću bismo mogli</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
		razmotriti korištenje instalirane snage umjesto priključne snage, za sada smatramo da je rješenje s priključnom snagom provedivije.
Članak 24. (ENCRO d.o.o.) dostavljena izvan roka za dostavu primjedbi	<p>Ukinuti cijeli članak.</p> <p>Formula na netransparentan način i bez jasnog objašnjenja pozadinske logike određuje jedinični iznos tarifne stavke za obračunsku vršnu radnu snagu TS (EUR/MW) koja je jedinstvena za sve proizvođače, te ograničena na prosječno 0,5 EUR/MWh za sve tehnologije zajedno. Pri tome se manipuliranjem formule prikriva činjenica da u ovakvom modelu vjetrene elektrane u prosjeku plaćaju i do 1,5 puta više EUR/MWh od prosjeka, a sunčane elektrane čak 2,4 puta više.</p>	Pogledati HERA-in odgovor na vašu načelnu primjedbu.
Članak 31. (anonimni dionik 1)	<p>Iskazivanje jediničnih cijena tarifnih stavki na sedam, odnosno četiri/tri decimalna mjesta.</p> <p>Predlažemo korigirati navedeno barem na šest, odnosno na tri decimalna mjesta. Upitna aplikativna provedba. Do sada nemamo konkretan odgovor oko mogućnosti i roka implementacije.</p>	Broj decimala smanjen je sa sedam na šest odnosno s četiri na tri.
Članak 32. (anonimni dionik 1)	<p>Potreba dvojnog iskazivanja – na što se odnosi pojam „sve novčane vrijednosti“. Predlaže se ne uvoditi pojašnjenja definirana stavkom 2. HERA će 15.12.2022. donijeti Odluku o iznosu tarifnih stavki u EUR-ima i isto će se primjenjivati od 1.1.2023.g. Dodatno, jedinične cijene naknade za korištenje prijenosne mreže naznačene su samo na računima koje izdaje Operator prijenosnog sustava, a koji ne podliježu obvezi dvojnog iskazivanja. Opskrbljivači, u slučaju primjene jedinstvenog računa ne iskazuju odvojeno iznose tarifnih stavki za korištenje prijenosne mreže.</p>	Dvojno iskazivanje potrebno je provoditi sukladno zakonu kojim se uređuje uvođenje eura kao službene valute u Republici Hrvatskoj. HERA u Metodologiji samo euro prepoznaje kao valutu.
Članak 36. (anonimni dionik 1)	<p>Operator sustava je načelno protiv odgode primjene pozitivnih propisa. Ako se nešto donosi kao značajno unaprijeđenje prijedlog je implementirati isto odmah.</p>	Planski troškovi za gubitke električne energije prvi put se prema Metodologiji računaju u 2024. godini za 2025. godinu, kao što se za istu 2025. prvi put računaju poticaji u 2026. godini prilikom određivanja iznosa tarifnih stavki za 2027. Naime, 2024. godina bit će prva godina u kojoj će za prvih osam mjeseci biti dostupne cijene koje će koristiti

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
	<p>cijenu s CROPEX-a kao referentnu cijenu za terminske ugovore kod nabave gubitaka za 2025. Osim toga, upitno je hoće li se već od 1. siječnja 2023. moći pravovremeno urediti poslovni procesi vezani za mogućnost nabave gubitaka električne energije putem burze na HUDEX u prijelaznom razdoblju i nakon toga na burzi terminskih ugovora koja će se uspostavljati u 2023. na temelju cijene terminskih ugovora s CROPEX-a.</p> <p>Što se tiče obračunske priključne radne snage kao tarifnog elementa, smatramo da je isti potrebno najaviti dovoljno unaprijed kako bi se poslovni procesi kod HOPS-a i HEP-ODS-a mogli pravovremeno prirediti i kako bi krajnji kupci bili spremni na taj novi tarifni element, stoga je određeno da se isti može uvesti u 2023. za 2024. godinu a ne u 2022. za 2023. godinu.</p>
<p>Članak 38. (Hrvatska burza električne energije d.o.o.)</p> <p>Predlažemo dodavanje novog članka.</p> <p>Uspostavom trgovine dugoročnih financijskih proizvoda za tržište električne energije u Republici Hrvatskoj, dugoročna cijena za temeljne i vršne proizvode s HUDX tržišta iz članak 11. zamjenjuje se dugoročnom cijenom s EEX-a, za tržište električne energije u Republici Hrvatskoj</p>	<p>Prihvaćen je prijedlog kojim se umjesto cijene s HUDEX-a koja koristi cijene s mađarske burze HUPX, koristi cijena terminskih ugovora s EEX-a koji će se temeljiti na cijeni s CROPEX-a.</p>
<p>PRILOG 1 Tablica 1. (HEP d.d.)</p> <p>Kod red. broja 2.1.14. umjesto „Troškovi pružanja“ pisati „Prihodi od pružanja“</p> <p>Kod rednog broja 2.1.7. umjesto „Troškovi redispečinga“ pisati „Troškovi redispečinga elektrana radi mreže“.</p>	<p>Riječ je o troškovima nabave pomoćnih usluga jer ih HOPS plaća pružateljima pomoćnih usluga.</p> <p>„Troškovi redispečinga“ obuhvaćaju „troškove redispečinga elektrana radi mreže“.</p>
<p>PRILOG 1. Tablica 1. (anonimni dionik 1)</p> <p>Troškove pod rednim brojem 2.1.3. Operator prijenosnog sustava nije nikada zasebno iskazivao niti iste vodi zasebno knjigovodstveno. Dodatno, isto se odnosi isključivo na naknadu za obračunsko mjerno mjesto koje u ukupnoj naknadi za korištenje prijenosne mreže (prihodima) sudjeluje s 0,01% jer se primjenjuje samo na korisnike na visokom naponu (VN).</p> <p>Pojam energija za uravnoteženje može se zamijeniti s energijom uravnoteženja prema 2019/943</p>	<p>„Naknada za obračunsko mjerno mjesto“ ne mora se odnositi isključivo na „troškove mjerenja i obračunu“. Smatramo da HOPS može pratiti „troškove mjerenja i obračuna“.</p> <p>Prihvaćen je prijedlog promjene naziva za pojam „energija za uravnoteženje“ s nazivom „energija uravnoteženja“, „energija uravnoteženja - znači energija kojom operatori prijenosnih sustava izvode uravnoteženje“.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
PRILOG 1 Tablica 2. (HEP d.d.)	<p>Proširiti izraz „gubitaka“ u izraz „gubitaka električne energije“</p> <p>U tablici 2. definirati tekstualno simbole koji nisu opisani: npr.1.12.3. udugo,1.12.4. ukraatk; 1.12.5 kkratk</p>	<p>Proširen je izraz za gubitke električne energije.</p> <p>Pojmovi koje označavaju navedeni simboli su definirani.</p>
PRILOG 1. Tablica 2. (anonimni dionik 1)	<p>Tablica 2., redni broj 1.13.: Formula ne odgovara jedinici mjere.</p> <p>Prijedlog: uskladiti s primjedbama iz teksta</p> <p>Točka 1.10/11 – Nepotrebno, trebaju samo dva podatka prema prijedlogu</p> <p>Razjasniti vezu faktora 1.5.3/4 te 1.13.1/2</p> <p>Faktor 1.12.3/4/5 – razjasniti potrebnu dostave analitičkih podataka budući se isti ne koriste u izračunima (zadani su tablicom članak 12/3)</p>	<p>Matematički izraz je korigiran.</p> <p>Korigirana je numeracija. Radi pojmovne jasnoće smatramo da tablica treba sadržavati više informacija.</p> <p>Razjašnjeni su redci 1.5.3. i 1.5.4. u podrubnici: „[p]od ostvarenim ostalim rashodima za gubitke i ostvarenim ostalim prihodima za gubitke misli se samo na one prihode i rashode koji se tiču gubitaka operatora prijenosnog sustava koje on stvarno plaća ili za koje on stvarno dobiva novac“. S novom numeracijom redci 1.12.1. i 1.12.2. (u Prijedlogu je bilo 1.13.1. i 1.13.2.) predstavljaju financijski iznos koji se odnosi na odstupanja HOPS-a u prvom obračunu odstupanja a koji izračuna HRVATSKI OPERATOR TRŽIŠTA ENERGIJE d.o.o. Veza između stavki može se vidjeti u stavci 1.12. koja se računa putem stavke 1.5. (za čiji se izračun koriste stavke 1.5.3. i 1.5.4.) i stavaka 1.12.1. i 1.12.2.</p> <p>Parametri u redcima čiji su iznosi definirani Metodologijom upisuju se u tablicu kako bi se u njoj zarad standardnoga tabličnog prikaza mogli iskazati potrebne vrijednosti i matematički izrazi te nakon toga u standardnome obliku dostavljati izračuni.</p>
PRILOG 1. Tablica 4. (anonimni dionik 1)	<p>Troškovi pomoćnih usluga – moguće pratiti i planirati prema zadanoj strukturi.</p>	<p>Slažemo se.</p>
PRILOG 1. Tablica 5. (anonimni dionik 1)	<p>Troškovi svih energija za uravnoteženje - moguće pratiti i planirati prema zadanoj strukturi.</p> <p>Razmotriti pojam „energija za uravnoteženje“ – može biti energija uravnoteženja</p>	<p>Prihvaćeno, pogledati HERA-in odgovor na vašu primjedbu kod tablice 1. priloga 1.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE	
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAJNTERESIRANOM JAVNOŠĆU	
PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
<p>PRILOG 1. Tablica 6. (anonimni dionik 1)</p> <p>Svi prilozi rađeni su prema ostvarenju što je u pojedinim kategorijama usluga/troškova nemoguće planirati. Nikako nije moguće niti je potrebno u kolovozu utvrditi koliko će iznositi drugi obračun odstupanja Voditelja bilančnih grupa (VBG) koji se radi za cijelu sadašnju regulacijsku godinu u veljači buduće regulacijske godine. Troškove i prihode drugog obračuna odstupanja nemoguće je planirati.</p> <p>Zadaća Operatora prijenosnog sustava je uravnoteženje sustava, troškove uravnoteženja od VBG-a mora nadoknaditi u prvom obračunu odstupanja zato procjena i planiranje troškova/prihoda po vrstama: prvi, drugi obračun nema smisla.</p> <p>Predlažemo za buduću i slijedeće regulacijske godine uvesti/ostaviti samo kategoriju prvog obračuna odstupanja i to samo prihoda. Planira se saldo troškova uravnoteženja koji se mogu nadoknaditi od VBG iz prvog obračuna odstupanja. Eventualno, može biti neko ostvarenje vezano s drugim obračunom odstupanja koji nije 0 HRK jedino u slučaju grube greške na HOPS mjerenjima (rijetko).</p> <p>Prema ovom principu je definirana podzakonska regulativa.</p> <p>1.5/6 – prijedlog brisati. Operator sustava nema nikakvih obračuna s neovisnim agregatorom</p>	<p>Prihvaćen je prijedlog u dijelu koji se tiče troškova „<i>prvog obračuna odstupanja</i>“ i „<i>drugog obračuna odstupanja</i>“, tako da su osjenčani iznosi po stavkama za prethodno planirani iznos za <i>G-1</i> te iznosi za procjenu kod <i>G</i>, <i>G+1</i>, <i>G+2</i> i <i>G+3</i>.</p> <p>Ako ne bude nikakvih obračuna između HOPS-a i neovisnog agregatora koji su povezani s bilančnim grupama, u tablice je na pripadnom mjestu potrebno upisati nule.</p>
<p>PRILOG 1 Tablica 9b. (anonimni dionik 1)</p> <p>Tablica 9b. Ostali materijalni i nematerijalni troškovi – molimo naznačiti do koje razine se isti planiraju</p>	<p>U tablici je naznačeno da se planiraju do <i>G+3</i>.</p>
<p>PRILOG 1 Tablica 10. (HEP d.d.)</p> <p>Umjesto izraza: „Troškovi pružanja nestandardnih usluga“ pisati „Prihodi od pružanja nestandardnih usluga“.</p> <p>U tablicu 10. dodati r,br. 1.3. Opis: Prihod penalizacije ugovorenih a neostvarenih pojedinačnih pomoćnih usluga</p>	<p>Prihvaćen je prijedlog promjene naziva.</p> <p>Tablica 10. ne odnosi se na pomoćne usluge. „<i>Prihod od penalizacije ugovorenih a neostvarene pomoćne usluge</i>“ dodan je u tablicu 4.</p>

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
PRILOG 1 Tablica 10. (anonimni dionik 1)	Redni broj 1.2. Ostali prihodi - prihode od priključenja u dijelu koji se odnosi na obračun troška rada zaposlenika operatora sustava ne vodimo razdvojeno	Smatramo da bi HOPS trebao biti u mogućnosti evidentirati te troškove.
PRILOG 1 Tablica 13. (HEP d.d.)	Nedostaje precizna definicija izraza iz Tablice 13: „ Tarifni element zbirno za OMM-ove “	Smatramo da je to jasno. U retku tablice koji pripada tarifnom modelu na dotičnoj naponskoj razini upisuje se količina naznačenog tarifnog elementa za sve OMM-ove na koje se isto odnosi, i to za pojedini od dvanaest mjeseci.
PRILOG 1 Tablica 14. (HEP d.d.)	Nedostaje precizna definicija izraza iz Tablice 14: „ Tarifni element zbirno za svaki OMM “	Smatramo da je to jasno. U retku tablice koji pripada tarifnom modelu na dotičnoj naponskoj razini upisuju se po tri zbirne vrijednosti za svaku od pojedinih godina.
PRILOG 1 Tablica 15. (anonimni dionik 1)	Redni broj 3.3. Investicije financirane iz prihoda od PPK postoji problem oko iznosa plana za godine G+2 i G+3. (izvori se dodjeljuju samo za sljedeću regulacijsku godinu za buduće godine se samo izračunava koliko je raspoloživo i to se vidi u tablici 16.)	Ako se za godine G+2 i G+3 investicije ne planiraju financirati s toga naslova potrebno je u pripadne ćelije upisati nulu.
PRILOG 1 Tablica 17. (HEP d.d.)	Nedostaju „Novčani primici od penalizacije radi ugovorenih a neostvarenih pomoćnih usluga od pružatelja usluga“.	Dodan je redak 1.1.1.11. „ <i>Prihod od penalizacije ugovorene a neostvarene pojedinačne pomoćne usluge</i> “.
PRILOG 1 Tablica 17. (anonimni dionik 1)	Novčani tijek – ne vidimo svrhu prikazivanja G-1 prethodno planirano i ostvarenje. Predlažemo dosadašnju strukturu iz priloga 3. koje se dostavljaju uz 10G Plan razvoja. Red 1.1.1.8. korigirati navod, operator ostvaruje prihode od ITC mehanizma ne od ICT-a.	Dostavom prethodno planirane vrijednosti kao i ostvarene vrijednosti za G-1 može se dobiti uvid u mogućnost planiranja pojedine stavke. Korigirana je omaška te je stavljeno „ <i>Novčani primici od ITC-a (međukompensacijski mehanizam operatora prijenosnih sustava)</i> “.
PRILOG 1 Tablica 18. (anonimni dionik 1)	Račun dobiti i gubitka – ne vidimo svrhu prikazivanja G-1 prethodno planirano i ostvarenje. Redni broj 2.1.2. maknuti kompenzacije iz naziva jer su sastavni dio uravnoteženja; 2.2.4. nazvati Opći troškovi poslovanja (OTP).	Dostavom prethodno planirane vrijednosti kao i ostvarene vrijednosti za G-1 može se dobiti uvid u mogućnost planiranja pojedine stavke. Vezano za „ <i>kompenzacije</i> “ mislilo se na međukompensacijski mehanizam operatora prijenosnih sustava, koji je izdvojen iz te stavke i stavljen u posebnu.

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE		
- REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU		
	PRIMJEDBE I PRIJEDLOZI	ODGOVOR
		Stavka pod rednim brojem 2.2.4. zove se „ <i>Ostali materijalni troškovi poslovanja</i> “ te je taj naziv zadržan. Pod rednim brojem 2.2.5. naziv je „ <i>Ostali troškovi poslovanja</i> “ kojim se misli na podskup fiksnih troškova poslovanja koji nisu iskazani u ostalim stavkama kod izračuna fiksnih troškova u stavci 2.2.
PRILOG 1 Tablica 19. (HEP d.d.)	Predlažemo jasnije opisati izraz: 2.1.6.„Manjinski interes“	Prihvaćena je primjedba, manjinski interes definiran je kao „ <i>vrijednost dionica koja se može pripisati dioničarima koji imaju manje od 50 % ukupnog broja dionica</i> “.
PRILOG 1 Tablica 19. (anonimni dionik 1)	Bilanca stanja – ne vidimo svrhu prikazivanja G-1 prethodno planirano i ostvarenje. Predlažemo dosadašnju strukturu iz priloga 3. koje se dostavljaju uz 10G Plan razvoja.	Dostavom prethodno planirane vrijednosti kao i ostvarene vrijednosti za G-1 može se dobiti uvid u mogućnost planiranja pojedine stavke.

listopad 2022.