



Vlada
Republike
Hrvatske

Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja

Akcijski plan

u skladu s člankom 15.

**Uredbe (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća
od 5. lipnja 2019. o unutarnjem tržištu električne energije**

Zagreb, veljača 2022.

Sadržaj

1. SAŽETAK	1
2. UVOD	3
2.1 Zakonodavni okvir	3
3. ODLUKA O DONOŠENJU AKCIJSKOG PLANA	5
4. POČETNA TOČKA I LINEARNA PUTANJA	6
4.1 Metodologija određivanja početne točke	6
4.2 Definiranje linearne putanje	8
5. MJERE ZA SMANJENJE STRUKTURNIH ZAGUŠENJA	10
5.1 Razvoj i optimizacija mreže	10
5.1.1 <i>Povećanje raspoloživosti, ojačanje i optimizacija mreže</i>	11
5.1.2 <i>Proširenje mreže</i>	12
5.2 Mjere za poboljšanje upravljanja zagušenjima.....	14
5.2.1 <i>Koordinirani izračun kapaciteta</i>	14
5.2.2 <i>Korištenje korektivnih radnji</i>	15
5.2.3 <i>Rezerve u mreži</i>	15
5.2.4 <i>Koordinacija korektivnih mjera</i>	16
6. NADZOR	16
7. PRILOG	18
7.1 Popis planiranih projekata povećanja raspoloživosti, razvoja i ojačanja te optimiranje prijenosne mreže.....	18
7.2 Popis planiranih mjera za poboljšanje upravljanja zagušenjima.....	20

1. Sažetak

Člankom 2. Zakona o tržištu električne energije (Narodne novine br. 111/2021) osigurana je provedba Uredbe (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća o unutarnjem tržištu električne energije (dalje: Uredba). U skladu s člankom 16. stavkom 8. Uredbe, operatori prijenosnih sustava ne smiju ograničavati količinu kapaciteta interkonekcije koju treba staviti na raspolaganje sudionicima na tržištu kao sredstvo za rješavanje zagušenja unutar njihove vlastite zone trgovanja ili kao sredstvo upravljanja tokovima koji su rezultat transakcija unutar zona trgovanja. Smatra se da se ovaj stavak poštuje ako su postignute određene minimalne razine raspoloživog kapaciteta za prekozonsku trgovinu.

Odredba o minimalnim razinama raspoloživog kapaciteta stupila je na snagu 1. siječnja 2020. godine. Kada se ne može osigurati usklađenost s ovom odredbom, na zahtjev operatora prijenosnog sustava relevantno nacionalno regulatorno tijelo može odobriti odstupanje ili država članica s identificiranim strukturnim zagušenja u suradnji sa svojim operatorima prijenosnih sustava donosi odluku o utvrđivanju akcijskog plana ili odluku o preispitivanju i izmjeni konfiguracije svoje zone trgovanja.

Sukladno tome, Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava d.o.o. (dalje: HOPS) su od Hrvatske energetske regulatorne agencija (dalje: HERA) odobrena odstupanja od zahtjeva za osiguravanje minimalne vrijednosti 70% prijenosnog kapaciteta za granice između Hrvatske i Slovenije te Hrvatske i Mađarske, odnosno na svim elementima prijenosne mreže važnima za prekogranično trgovanje, najprije za 2020. godinu, a zatim i za 2021. godinu. Navedeni period HOPS je iskoristio da detaljno prouči uzroke nezadovoljenja odredbe Uredbe, te je HOPS u Izvješću o strukturnim zagušenjima (dalje: Izvješće) pokazao da u hrvatskom prijenosnom sustavu postoje strukturna zagušenja. Nakon što je HERA odobrila Izvješće u studenome 2021. godine. HOPS je o tome obavijestio nadležno Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja (dalje: MINGOR), uz prijedlog da se problem strukturnih zagušenja riješi utvrđivanjem akcijskog plana, odnosno provođenjem mjera koje će biti propisane u akcijskom planu, a ne donošenjem odluke o preispitivanju i izmjeni konfiguracije svoje zone trgovanja.

Temeljem Odluke o osnivanju radne skupine za izradu prijedloga Akcijskog plana za donošenje mjera za smanjenje strukturnih zagušenja u prijenosnoj mreži Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja od 4. siječnja 2022. godine (klasa 310-02/22-01/05, Urbroj 517-07-2-1-22-1, dalje: Odluka) je započeta izrade prijedloga akcijskog plana za donošenje mjera za smanjenje zagušenja u prijenosnoj mreži. Odluka ujedno određuje da članove radne skupine čine predstavnici ministarstva nadležnog za energetiku, operatora prijenosnog sustava i regulatorne agencije sukladno članku 15. Uredbe, a prema potrebi da će se i proširiti.

MINGOR je u konzultacijama s HERA-om i HOPS-om prihvatio prijedlog, te je izradio akcijski plan koji ima cilj otklanjanje zagušenja utvrđenih u Izvješću najkasnije do 31. prosinca 2025. Akcijski plan se sastoji od više mjera koje će omogućiti da se sudionicima na tržištu na raspolaganje daju raspoloživi kapaciteti za prekozonsku trgovinu najmanje u količinama predviđenim Uredbom.

Koordinirani izračun kapaciteta za dan unaprijed tržište u Core CCR koji će se primijeniti od travnja 2022. trebao bi osigurati puno veće razine kapaciteta za prekozonsko trgovanje u odnosu na trenutni izračun kapaciteta temeljen na ne-koordiniranom pristupu temeljenom na mrežnom prijenosnom kapacitetu.

Koordinacija korektivnih mjera, u koje spadaju redispečiranje i trgovina u suprotnom smjeru, te osiguravanje dovoljnih rezervi u mreži kao alata za provođenje tih mjera, omogućava uklanjanje prepoznatih zagušenja što je način da se tržištu ponudi više prekozonskih kapaciteta. Za tu svrhu primijenit će se Pravila o upravljanju zagušenjima unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava, sklopit će se ugovori o bilateralnom redispečiranju s drugim operatorima prijenosnih sustava, te primijeniti na razini Core regije Metodologija za koordinirano redispečiranje i trgovinu u suprotnom smjeru i Metodologija za podjelu troškova redispečiranja i trgovine u suprotnom smjeru.

Optimizacija vođenja mreže je mjera kojom se pogonske mogućnosti svakog pojedinačnog elementa mreže koriste optimalno uzimajući u obzir u stvarnom vremenu pogonska i meteorološka ograničenja. Ulaganjem u postrojenja za kompenzaciju jalove snage, uređaje za dinamičko utvrđivanje strujnih ograničenja prijenosnih vodova te efikasnijim algoritmima za dodjelu kapaciteta povećat će se iskoristivost raspoloživih prijenosnih kapaciteta.

Razvoj mreže je mjera koja omogućava povećanje raspoloživih kapaciteta za prekozonsku trgovinu povećanjem prijenosne moći postojećih vodova zamjenom vodiča ili izgradnjom novih dijelova prijenosne mreže. Ovim akcijskim planom su predviđene aktivnosti na razvoju mreže koje će zajedno s drugim mjerama omogućiti dostizanje minimalnih razina raspoloživog kapaciteta za prekozonsku trgovinu.

Odredbama akcijskog plana predviđen je nadzor nad provedbom mjera akcijskog plana, te zadovoljenja linearne putanje, što znači da je HOPS svake godine dužan podnijeti izvješće o procjeni ostvarenih minimalnih kapaciteta HERA-i na odobrenje, koje se nakon odobrenja dostavlja i ACER-u.

2. Uvod

Elektroenergetski sustav mijenja se i nadograđuje kako bi se osigurala kvalitetna i pouzdana opskrba električnom energijom svih kupaca. Prelaskom na održiv razvoj korištenjem obnovljivih izvora energije, poticanjem proizvodnje energije na mjestu potrošnje te uvođenjem mjera učinkovitog korištenja energije, energetske sustavi se transformiraju i postaju osjetljiviji. Kako bi se pouzdanost sustava održala na visokoj razini uvode se mjere planiranja i nadzora, transparentnost i dostupnost informacija podiže se na višu razinu, a operatori sustava i korisnici mreže potiču se na konkurentnu i održivu proizvodnju te racionalnu i učinkovitu potrošnju odnosno optimizaciju vođenja sustava.

Cilj je Republike Hrvatske u potpunosti prijeći na korištenje energije iz obnovljivih izvora do 2050. godine i postati ugljično neutralna zemlja. Brojni su iskoraci na planu povećanja udjela obnovljive energije već učinjeni, a u narednom razdoblju u okviru Europskog zelenog plana očekuje se potpuna tranzicija. U 2019. godini Europska unija (dalje u tekstu: EU) je donijela okvir energetske politike „Čista energija za sve Europljane“ (engl. Clean energy for all Europeans package ili CEP) kako bi se potaknuo i ubrzao odmak od fosilnih goriva i prelazak na čišću energiju te ispunile obveze Pariškog sporazuma za smanjenje emisije stakleničkih plinova.

Jedan od izazova proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora je njezina intermitentnost. Stoga je potrebno osigurati dovoljne količine električne energije u svim dijelovima države ili šireg područja koristeći rezerve ili prijenos električne energije iz područja s povećanom proizvodnjom u područja sa smanjenom proizvodnjom u svakom trenutku. U tu svrhu planiranje i osiguravanje dovoljnih prijenosnih kapaciteta od presudnog je značaja.

U okviru CEP-a donesena je Uredba (EU) 2019/943 o unutarnjem tržištu električne energije od 5. lipnja 2019. godine (dalje u tekstu: Uredba) te je uređeno pitanje ograničenja prijenosnih kapaciteta i određen minimalni kapacitet koji operator prijenosnog sustava mora staviti na raspolaganje sudionicima na tržištu. Odredbe Uredbe izazovne su za Republiku Hrvatsku kao državu s komparativno malim elektroenergetskim sustavom koji je odlično povezan s jedne strane sa zemljama EU (Slovenija i Mađarska) i s druge strane zemljama izvan EU (Bosna i Hercegovina te Srbija).

Člankom 2. Zakona o tržištu električne energije (Narodne novine br. 111/2021) osigurana je provedba Uredbe (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća o unutarnjem tržištu električne energije.

2.1 Zakonodavni okvir

Prema članku 16. stavku 8. Uredbe operatori prijenosnog sustava ne smiju ograničavati količinu prekozonskih prijenosnih kapaciteta koju treba staviti na raspolaganje sudionicima tržišta kao sredstvo za rješavanje zagušenja unutar njihove vlastite zone trgovanja ili kao sredstvo upravljanja tokovima koji su rezultat transakcija unutar zona trgovanja.

Smatra se da se ovaj stavak Uredbe poštuje ako su postignute sljedeće minimalne razine raspoloživog kapaciteta za prekozonsku trgovinu:

- (a) za granice koje se služe pristupom temeljenim na koordiniranom mrežnom kapacitetu prijenosa, minimalni kapacitet iznosi 70 % kapaciteta prijenosa uz poštovanje

graničnih vrijednosti pogonskih veličina nakon što je umanjen za količinu za nepredviđene događaje, kako je utvrđen u skladu sa smjernicom za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima donesenom na temelju članka 18. stavka 5. Uredbe (EZ) br. 714/2009;

- (b) za granice koje se služe pristupom temeljenom na tokovima, minimalni kapacitet je margina određena u procesu izračuna kapaciteta dostupnog za tokove izazvane prekozonskom razmjenom. Margina iznosi 70 % kapaciteta uz poštovanje graničnih vrijednosti pogonskih veličina unutarnjih i prekozonskih kritičnih elemenata mreže, uzimajući u obzir nepredviđene događaje, kako je utvrđena u skladu sa smjernicom za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima donesenom na temelju članka 18. stavka 5. Uredbe (EZ) br. 714/2009.

Ukupni iznos od 30 % može se upotrijebiti za granice pouzdanosti, tokove petlje i unutarnje tokove na svakom kritičnom elementu mreže.

Trenutno zadovoljenje članka 16. stavka 8. Uredbe (dalje u tekstu: „kriterija 70%“) stavilo bi operatore prijenosnog sustava u nezavidan položaj u kojem ne bi mogli procijeniti sigurnosne rizike za pogon elektroenergetskog sustava stoga. Sukladno članku 16. stavku 9. Uredbe, na zahtjev operatora prijenosnog sustava relevantno regulatorno tijelo može odobriti odstupanje od članka 16. stavka 8. iz predvidivih razloga, ako je to potrebno za održavanje pogonske sigurnosti. Takvo odstupanje odobrava se svaki put na godinu dana ili na najviše dvije godine ako se razina odstupanja znatno smanji nakon prve godine.

Za razdoblje od 1. siječnja 2020. do 31. prosinca 2020. odnosno od 1. siječnja 2021. do 31. prosinca 2021. HOPS-u su od HERA-e odobrena odstupanja (17. prosinca 2019. odnosno 24. studenog 2020. godine) od zahtjeva za osiguravanje minimalne vrijednosti 70% prijenosnog kapaciteta u skladu s člankom 16. stavkom 8. Uredbe za granice između Hrvatske i Slovenije te Hrvatske i Mađarske, odnosno na svim elementima prijenosne mreže važnima za prekogranično trgovanje, u skladu s člankom 16. stavkom 9. Uredbe. Odobrenje je uslijedilo nakon propisane procedure u kojoj se prije odobravanja odstupanja HERA savjetovala s regulatornim tijelima drugih država članica. Ako se regulatorna tijela ne bi složila s predloženim odstupanjem, ACER (engl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators) odlučuje o njegovu odobravanju na temelju članka 6. stavka 10. točke (a) Uredbe (EU) 2019/942. Obrazloženje i razlozi za odstupanje moraju se javno objaviti.

Kada je postalo izvjesno da će Hrvatska ići u smjeru donošenja akcijskog plana, HOPS je u studenome 2021. dostavio HERA-i zahtjev za odobravanjem odstupanja od primjene članka 16. stavka 8. Uredbe do donošenja akcijskog plana. U skladu s prethodno navedenom procedurom, HERA je odobrila odstupanje HOPS-u 29. prosinca 2021. od primjene članka 16. stavka 8. Uredbe od početka 2022. godine do donošenja akcijskog plana, odnosno do kraja 2022. godine ako se akcijski plan ne donese do kraja 2022. godine.

Ako operator prijenosnog sustava može dokazati postojanje strukturnih zagušenja u prijenosnoj mreži u skladu s člankom 15. Uredbe država članica može izraditi akcijski plan u suradnji sa svojim regulatornim tijelom. Taj akcijski plan sadržava konkretan plan za donošenje mjera za smanjenje strukturnih zagušenja do početka 2026. godine od dana donošenja te odluke na temelju članka 14. stavka 7. Uredbe.

3. Odluka o donošenju akcijskog plana

Uzimajući u obzir definiciju strukturnog zagušenja, kao i primjenu praga učestalosti zagušenja od 5% promatranog razdoblja¹ HOPS je u Izvješću o strukturnim zagušenjima koje je dostavio HERA-i u rujnu 2021. godine, a HERA ga je odobrila 12. studenoga 2021. godine, naveo da se strukturna zagušenja pojavljuju na sljedećim kritičnim elementima mreže:

1. DV 400 kV Melina – Divača,
2. DV 400 kV Melina – Velebit,
3. DV 400 kV Konjsko – Mostar,
4. DV 220 kV Pehlin – Divača,
5. DV 220 kV Melina – Pehlin,
6. DV 220 kV Melina – Senj,
7. DV 220 kV Brinje – VE Pađene,
8. DV 220 kV VE Pađene – Konjsko,
9. DV 220 kV Zakučac – Konjsko,
10. DV 220 kV Zakučac – Mostar i
11. DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce.

U skladu s člankom 14. stavkom 7. Uredbe, država članica s utvrđenim strukturnim zagušenjem, u suradnji sa svojim operatorima prijenosnih sustava, u roku od šest mjeseci od primitka izvješća donosi odluku o utvrđivanju nacionalnih ili multinacionalnih akcijskih planova u skladu s člankom 15. Uredbe ili odluku o preispitivanju i izmjeni svoje konfiguracije zone trgovanja. O tim se odlukama odmah obavješćuju Komisija i ACER.

Preispitivanje i izmjena konfiguracije zone trgovanja iziskuje brojne aktivnosti intervencija u veleprodajno tržište električne energije te se u dosadašnjim aktivnostima ENTSO-E (engl. European Network of Transmission System Operators), prema članku 14. Uredbe, nije razmatrala podjela manjih sustava poput hrvatskog u više zona trgovanja. U ovom trenutku nisu jasni učinci koje bi izmjena zone trgovanja koja obuhvaća Republiku Hrvatsku donijela odnosno koje bi bile prednosti, a koji nedostaci. Nadalje, rekonfiguraciju zone trgovanja nije moguće razmatrati i obaviti samostalno, već u koordinaciji s drugim regulatornim tijelima i operatorima prijenosnih sustava. Proces preispitivanja je složen, te je sama izmjena konfiguracije dugotrajna i skupa jer obuhvaća uspostavu okvira za dodjelu kapaciteta između zona, uspostavu veleprodajnog tržišta, preispitivanje politike poticaja za proizvodnju električne energije i drugo.

Imajući u vidu složenost izmjene zone trgovanja s nepoznatim konačnim koristima, HOPS je predložio Ministarstvu gospodarstva i održivog razvoja (dalje u tekstu: MINGOR) način rješavanja strukturnih zagušenja u obliku akcijskog plana, kako je predviđeno člankom 14. stavkom 7. Uredbe, s ciljem konačnog postizanja sukladnosti s člankom 16. stavkom 8. Uredbe do početka 2026. godine.

MINGOR kao nadležno tijelo Republike Hrvatske zaprimio je 24. studenoga 2021. prijedlog HOPS-a za donošenje akcijskog plana kojemu je priložena odluka HERA-e o odobravanju Izvješća o strukturnim zagušenjima. MINGOR je prijedlog HOPS-a prihvatio, te na temelju članka 14. stavka 7. Uredbe koji propisuje da država članica s utvrđenim strukturnim

¹ Na temelju izvješća o strukturnim zagušenjima koja su neka druga europska regulatorna tijela već odobrila

zagušenjem izrađuje akcijski plan u suradnji sa svojim regulatornim tijelom, 4. siječnja 2022. (klasa 310-02/22-01/05, Urbroj 517-07-2-1-22-1) donio Odluku o osnivanju radne skupine za izradu Akcijskog plana za donošenje mjera za smanjenje strukturnih zagušenja u prijenosnoj mreži (dalje: Odluka). Odluka ujedno određuje da članove radne skupine čine predstavnici ministarstva nadležnog za energetiku, operatora prijenosnog sustava i regulatorne agencije sukladno članku 15. Uredbe, a prema potrebi radna skupina će se i proširiti.

Ovaj akcijski plan sadržava konkretan raspored za donošenje mjera za smanjenje strukturnih zagušenja utvrđenih u roku od četiri godine od donošenja Odluke

Akcijski plan sastoji se od sljedećih dijelova:

- Određivanja početne točke i linearne putanje povećanja minimalnog prekozonskog kapaciteta dostupnog za prekozonsko trgovanje do 31. prosinca 2025. godine,
- Mjera kojima bi se postiglo smanjenje strukturnih zagušenja prepoznatih u Izvješću o strukturnim zagušenjima i
- Odredbi za praćenje provedbe ovog Akcijskog plana.

4. Početna točka i linearna putanja

U skladu s člankom 15. stavkom 2. Uredbe države članice EU osiguravaju da se prekozonski kapacitet povećava svake godine do postizanja ciljanog minimalnog kapaciteta predviđenog u članku 16. stavku 8. Uredbe najkasnije do 31. prosinca 2025. godine.

Godišnja povećanja kapaciteta moraju slijediti linearnu putanju. Početna točka te putanje je ili kapacitet dodijeljen na granici ili na nekom elementu mreže važnom za prekogranično trgovanje u godini prije donošenja Akcijskog plana ili prosjek kapaciteta tijekom tri zadnje godine prije donošenja Akcijskog plana, ovisno o tome koji je iznos viši. Države članice osiguravaju da je tijekom provedbe njihovih akcijskih planova kapacitet koji je dostupan za prekozonsku trgovinu u skladu s člankom 16. stavkom 8. Uredbe barem jednak vrijednostima linearne putanje uz uporabu korektivnih mjera u regiji za izračun kapaciteta.

U ovom poglavlju opisan je način određivanja početne točke, na svim elementima mreže važnim za prekozonsko trgovanje, te je određena pripadajuća linearna putanja.

4.1 Metodologija određivanja početne točke

Početna točka linearne putanje ovisi o kapacitetu dodijeljenom na elementima mreže važnim za prekozonsko trgovanje u prethodnom razdoblju. Na granicama sa Slovenijom i Mađarskom već dugi niz godina se koristi izračun kapaciteta temeljen na ne-koordiniranom pristupu temeljenom na mrežnom prijenosnom kapacitetu (engl. net transmission capacity - NTC). Međutim, način izračuna prekozonskih kapaciteta će se promijeniti s primjenom regionalnog izračuna kapaciteta za dan-unaprijed u Core regiji za proračun kapaciteta (dalje u

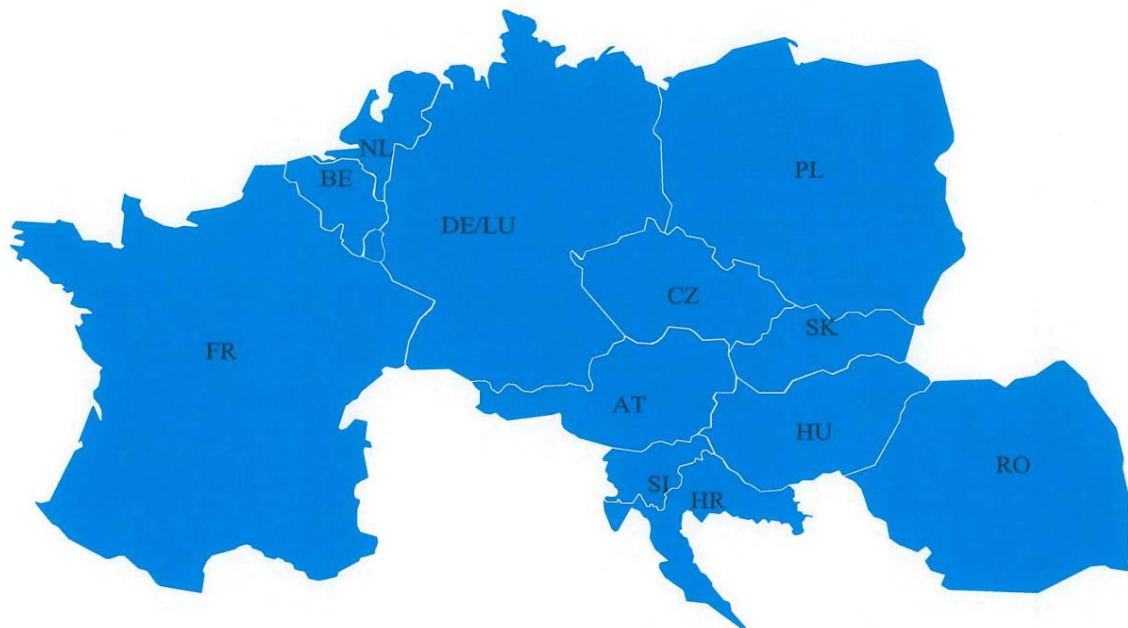
tekstu: Core CCR), što se očekuje krajem travnja 2022. godine. Izračun kapaciteta u Core CCR će se bazirati na metodologiji proračuna kapaciteta temeljenog na tokovima snaga (engl. flow-based – FB) (dalje u tekstu: Core Metodologija za dan unaprijed).

Core Metodologija za dan unaprijed je donesena Odlukom ACER-a br. 02/2019 od 21. veljače 2019². Sredinom 2021. godine regulatorne agencije iz Core CCR su revidirale i odobrile izmjene Core Metodologije za dan unaprijed. HERA je predmetnu Odluku donijela 26. svibnja 2021³.

Prekozonske granice unutar Europske unije su udružene u regije za proračun kapaciteta. Republika Hrvatska se sastoji od jedne zone trgovanja i njezine granice sa Slovenijom i Mađarskom nalaze se u Core CCR. Obuhvat regije prikazan je na Slici 1.

Na Slici 1. vidljiv je položaj Republike Hrvatske u odnosu na susjedne zemlje. Na granicama sa Slovenijom (HR-SI) i Mađarskom (HR-HU) moraju biti ispunjeni zahtjevi iz Uredbe dok na granicama s Bosnom i Hercegovinom (HR-BA) te Srbijom (HR-RS) Uredbom nisu postavljeni nikakvi zahtjevi o iznosima minimalnih kapaciteta.

3. Capacity Calculation Region 3: Core



Slika 1. Zemljopisni obuhvat Core CCR

² Decision No 02/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 21 February 2019 on the Core CCR TSOs' proposals for the regional design of the day-ahead and intraday common capacity calculation methodologies

³ Odluka o revidiranju i davanju odobrenja na Zajednički prijedlog svih operatora prijenosnih sustava Core regije za proračun kapaciteta Prve izmjene metodologije koordiniranog proračuna kapaciteta za razdoblje tržišta dan unaprijed za proračun kapaciteta u skladu s člankom 20. i nadalje Uredbe Komisije (EU) 2015/1222 od 24. srpnja 2015. o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima

U skladu s Core Metodologijom za dan unaprijed HOPS treba odrediti popis elementa mreže važnih za prekozonsko trgovanje. Popis se sastoji od kritičnih elemenata mreže važnih za prekozonsko trgovanje i pripadajućeg skupa ispada elemenata mreže (engl. Critical Network Element and Contingency - CNEC). Budući da će se u narednim godinama za koje se upravo određuje linearna putanja primjenjivati proračun kapaciteta temeljen na tokovima snaga u skladu s Core Metodologijom na dan unaprijed, HOPS smatra da se početna točka linearne putanje treba odrediti za sve CNEC-ove koji će se koristiti prilikom izračuna dan unaprijed kapaciteta u Core CCR.

4.2 Definiranje linearne putanje

Popis CNEC-ova HOPS-a sastoji se od približno 110 elementa mreže uključujući pripadajući ispad zbog dobre povezanosti sa susjednim zemljama i razgranate interne mreže.

Kako bi se izbjegla složena i zbunjujuća primjena više linearnih putanja, odabrana je zajednička početna točka kao prosjek rezultata za sve CNEC-ove koji će se koristiti za izračun dan unaprijed kapaciteta u Core CCR. Ovakav pristup pojednostavljuje praćenje kapaciteta ponuđenih za prekozonsku trgovinu.

Kapaciteti za prekozonsko trgovanje određeni su za svaki CNEC, za svaku vremensku jedinicu (sat) u promatranom razdoblju ako su podaci bili dostupni.

Dodatak 2 Core Metodologije za dan unaprijed definira način izračuna početne točke linearne putanje, koja člankom 17. točkom 7. također propisuje da minimalni kapacitet dostupan za trgovanje na svakom CNEC-u u Core CCR ne bi trebao biti manji od 20% maksimalnog opterećenja toga elementa mreže.

Izračun prosjeka i određivanje linearne putanje temeljen je na NTC pristupu koji je stvarno korišten za 2019., 2020. i 2021. godinu te na FB pristupu za 2021. godinu koji se koristio za testiranje Core Metodologije za dan unaprijed. Rezultati izračuna i linearna putanja dani su u tablicama 1. - 4. Vrijednosti kapaciteta dobivene FB pristupom značajno su viši od onih dobivenih NTC pristupom, što ukazuje da je uvođenje FB pristupa značajna mjera u smjeru zadovoljenja „kriterija 70%“, kao što je obrazloženo i u poglavlju 4.2.1 ovog akcijskog plana.

ACER je izradio Preporuku⁴ za određivanje minimalnog raspoloživog kapaciteta za prekozonsko trgovanje (engl. margin available for cross-zonal trade - MACZT) na temelju koje se izračunava raspoloživ kapacitet na prekozonskim granicama.

⁴ Recommendation No 1/2019 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943

Tablica 1. Početna točka za elemente mreže važne za prekozonsko trgovanje prema NTC pristupu

Minimalno dostupni kapacitet za prekozonsku trgovinu (minMACZT) u %					
Godina	2019.	2020.	2021.	Srednja vrijednost (2019. – 2021.)	Početna točka
HR – SI	9,5	9,8	9,7	9,7	7,6 (preporuka min.: 20,0)
HR – HU	5,6	5,6	5,6	5,6	

Tablica 2. Linearna putanja za elemente mreže važne za prekozonsko trgovanje temeljem NTC pristupa

Minimalno dostupni kapacitet za prekozonsku trgovinu (minMACZT) u %						
Godina	Početna točka	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
HR – SI	20,0	20,0	32,5	45,0	57,5	70,0
HR – HU	20,0	20,0	32,5	45,0	57,5	70,0

Tablica 3. Početna točka za elemente mreže važne za prekozonsko trgovanje prema FB pristupu

Minimalno dostupni kapacitet za prekozonsku trgovinu (minMACZT) u %			
Godina	2021.	Srednja vrijednost (2021.)	Početna točka
HR – Core	20,4	20,4	20,4

Tablica 4. Linearna putanja za elemente mreže važne za prekozonsko trgovanje temeljem FB pristupa

Minimalno dostupni kapacitet za prekozonsku trgovinu (minMACZT) u %						
Godina	Početna točka	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
HR – Core	20,4	20,4	32,8	45,2	57,6	70,0

Primjenjujući strogo Core Metodologiju za dan unaprijed, početna točka bi se trebala odrediti NTC pristupom obzirom da se FB pristup nije primjenjivao u relevantnom trogodišnjem, odnosno jednogodišnjem razdoblju. Ipak, obzirom da je očekivani početak primjene FB pristupa za izračun kapaciteta u Core CCR predviđen da bude skoro istovremeno kad i donošenje ovog Akcijskog plana, te da će se Akcijski plan primjenjivati za vrijeme korištenja FB pristupa, početna točka i pripadajuća linearna putanja određuju se u skladu s tablicama 3., odnosno 4.

Odabrana početna točka linearne putanje u svojoj naravi predstavlja srednju vrijednost svih minimalnih godišnjih vrijednosti MACZT-a za svaki CNEC koji će se koristiti u regionalnom proračunu temeljenom na tokovima snaga za dan unaprijed u Core CCR.

5. Mjere za smanjenje strukturnih zagušenja

Sukladno članku 15. stavku 1. Uredbe Akcijski plan sadržava konkretan raspored za donošenje mjera za smanjenje strukturnih zagušenja utvrđenih u roku do početka 2026. godine od dana donošenja te odluke. Na temelju članka 14. stavka 7. Uredbe te mjere uključuju, ali se ne ograničavaju na:

- a) Razvoj i optimizaciju mreže,
- b) Proširenje mreže,
- c) Koordinirani izračun kapaciteta,
- d) Rezerve u mreži zbog redispečiranja,
- e) Koordinaciju korektivnih mjera.

U nastavku su mjere grupirane u dvije glavne kategorije: Razvoj i optimizacija mreže koja obuhvaća mjere (a) i (b) te poboljšanja vezana uz upravljanje zagušenjima koja obuhvaća točke od (c) do (e). U prilogu ovog Akcijskog plana dan je predvidivi raspored mjera i intervencija u mreži.

5.1 Razvoj i optimizacija mreže

Zelena tranzicija u energetici podrazumijeva, uz učinkovito korištenje energije, proizvodnju energije iz izvora neutralnih prema emisijama štetnih plinova. Uvjeti za gradnju i postavljanje takvih proizvodnih kapaciteta nisu jednaki u svim područjima te je potrebno osigurati dovoljne prijenosne kapacitete za cjelokupnu proizvedenu energiju iz obnovljivih izvora. U Republici Hrvatskoj se najveći dio obnovljivih izvora gradi u južnom dijelu uz jadransku obalu zbog povoljnog utjecaja vjetera i dobre insolacije. HOPS je prepoznao potrebu dogradnje i ojačanja mreže kako bi tranzicija na obnovljive izvore zaživjela, a istovremeno se osigurala puna primjena članka 16. stavka 8. Uredbe.

Prijenosna elektroenergetska mreža stalno se razvija, a ključan dokument za razvoj mreže je Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže (dalje u tekstu: Desetogodišnji plan razvoja). Desetogodišnji plan razvoja uključuje sve predvidive promjene u konfiguraciji mreže, prepoznaje potrebu za priključenjima novih korisnika i rješava prepoznata zagušenja. HOPS izrađuje Desetogodišnji plan razvoja te je dužan pribaviti i odobrenje HERA-e koja provodi javno savjetovanje sa zainteresiranom javnošću čime se proces donošenja Desetogodišnjeg plana razvoja čini potpuno transparentnim.

Desetogodišnji plan razvoja se svake godine ažurira, te ima za cilj povećati prijenosni kapacitet, smanjiti zagušenja u mreži i olakšati postizanje zacrtanih ciljeva. Mjere za postizanje ciljeva uključuju ojačanja i optimizaciju postojeće mreže te razvoj nove infrastrukture. Snažna i pouzdana mreža ključan je čimbenik za postizanje kriterija 70% iz Uredbe.

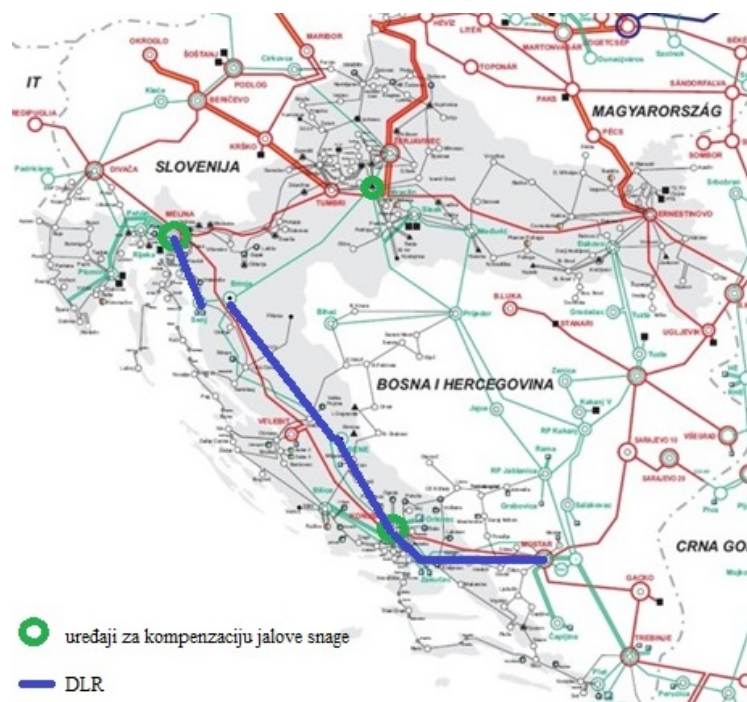
5.1.1 Povećanje raspoloživosti, ojačanje i optimizacija mreže

U narednom razdoblju planiraju se brojni zahvati u prijenosnoj mreži kojima će se osigurati preduvjeti za efikasnije vođenje pogona hrvatskog prijenosnog sustava. To uključuje ugradnju uređaja koji će omogućiti povećanje prijenosne moći postojećih vodova te zamjenu postojećih elemenata mreže novima veće prijenosne moći.

U suradnji sa slovenskim operatorom prijenosnog sustava ELES, HOPS je u visokom stupnju realizacije projekta SINCRO.GRID u sklopu kojeg su ugrađeni uređaji za kompenzaciju jalove snage u prijenosnom sustavu, a čime se povećava kvaliteta upravljanja mrežom (regulacija napona i tokova jalove snage) i povećava prijenosni kapacitet.

Također, HOPS sudjeluje u projektu FARCROSS (engl. FACilitating Regional CROSS-border Electricity Transmission through Innovation) u kojem se istražuje potencijal povećanja iznosa i bolje iskoristivosti prijenosnih kapaciteta s ciljem unaprjeđenja tržišta za unutar-dnevni i dan-unaprijed vremenski okvir. Istraživanje je orijentirano na ugradnju uređaja za dinamičko utvrđivanje strujnih ograničenja dalekovoda (engl. dynamic line rating - DLR) odnosno povećanje prijenosne moći postojećih vodova te analizu rezultata praćenja atmosferskih prilika s ciljem povećanja i provjere izračunatih iznosa prekograničnih kapaciteta. Tržišni smjer istraživanja ima za cilj povećati iskoristivost raspoloživih prijenosnih kapaciteta primjenom algoritma koji uključuje zajedničku optimizaciju alokacije kapaciteta za iznose energije i rezerve snage. Osim kroz projekt FARCROSS, dodatni uređaji za dinamičko utvrđivanje strujnih ograničenja dalekovoda su ugrađeni i kroz projekt SINCRO.GRID

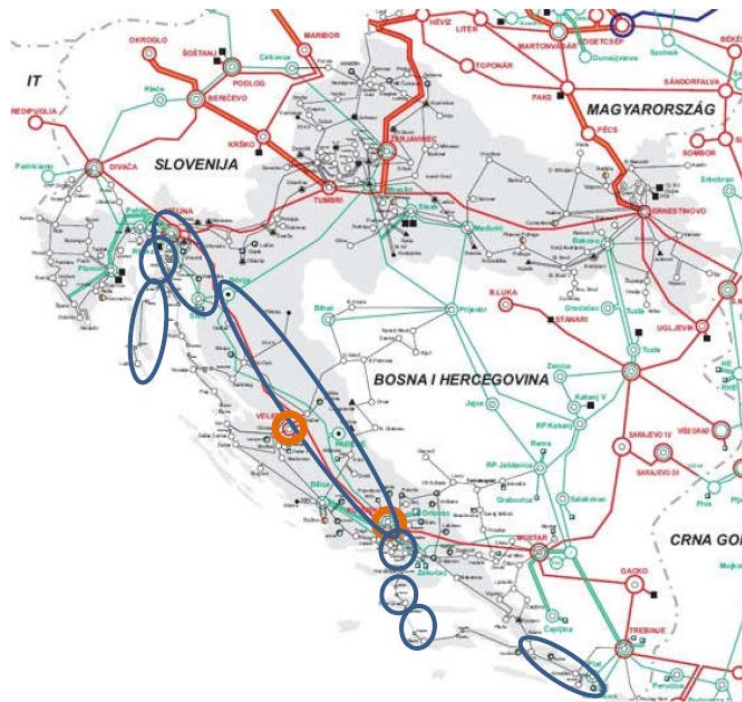
Na Slici 2 prikazane su lokacije ugradnje uređaja za optimizaciju pogona prijenosne mreže predviđene kroz projekte SINCRO.GRID i FARCROSS.



Slika 2. Planirane mjere optimizacije prijenosne mreže

Dio zamjena i ojačanja prijenosne mreže planiran je već ranije zbog povećanja raspoloživosti mreže i zagušenja koja se već događaju, ali i zagušenja koja se očekuju da će se pojaviti zbog proizvodnje u novopriključenim obnovljivim izvorima energije. Te zamjene i ojačanja su već uvršteni u Desetogodišnji plan razvoja za razdoblje 2022. – 2031., te je za dio njih osigurano i financiranje kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti.

Navedene zamjene i ojačanja su naznačena na shemi elektroenergetskog sustava Hrvatske što je prikazano na Slici 3.



Slika 3. Planirana ojačanja prijenosne mreže kroz Nacionalni program oporavka i otpornosti

5.1.2 Proširenje mreže

U kratkoročnom razdoblju jedna trojka dvostrukog DV 400 kV Žerjavinec – Heviz preusmjerit će se u novi vod DV 400 kV Žerjavinec – Cirkovce, dok je DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce već prespojen na način da je uspostavljen novi DV 220kV Žerjavinec – Podlog (aktivnost br. 5 iz Tablice 5.). Temeljem proračuna, a realizacijom predviđenog proširenja mreže, očekuje se značajna promjena tokova snaga i rješavanje prepoznatih zagušenja na području središnje Hrvatske, posebno prepoznatog zagušenja na DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce.

Element mreže DV 220 kV Melina - Pehlin na kojem je detektirano strukturno zagušenje nije prepoznat kao CNEC u skladu s Core Metodologijom za dan unaprijed, te je dodatnim analizama potvrđeno da je on bitan samo za povremena interna zagušenja, stoga se linearna putanja određena ovim akcijskim planom neće primjenjivati na ovaj element mreže.

Za potrebe otklanjanja preostalih zagušenja kako su određena u Izvješću o strukturnim zagušenjima i navedena u Poglavlju 2 ovog akcijskog plana, u važećem Desetogodišnjem planu razvoja za razdoblje 2022. – 2031. navedene su aktivnosti 1.- 4. iz Tablice 5., s obzirom na to da spadaju u detaljno razrađeno početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje za koje se određuje precizan vremenski okvir provođenja, te je osiguran način financiranja.

Tablica 5. Aktivnosti iz Desetogodišnjeg plana razvoja i vodovi na kojima je potrebno provesti aktivnosti ojačanja ili dogradnje mreže

R.br.	Vod važan za prekogranično trgovanje	Aktivnost do 31. prosinca 2025.
1.	DV 220 kV Melina - Senj	povećanje prijenosne moći
2.	DV 220 kV Brinje – VE Pađene	povećanje prijenosne moći
3.	DV 220 kV Konjsko - VE Pađene	povećanje prijenosne moći
4.	DV 220 kV Konjsko - Zakučac	povećanje prijenosne moći
5.	DV 220 kV Žerjavinec - Cirkovce	rekonfiguracija mreže

Međutim, već sada je izvjesno da je za poštivanje kriterija 70% bez značajnijeg korištenja korektivnih radnji potrebno provesti i dodatne aktivnosti na povećanju raspoloživosti, ojačanju i optimizaciji prijenosne mreže. Razlog tomu je izrazita međuovisnost potrebnog proširenja mreže za potrebe dostizanje kriterija 70% i potrebnog proširenja mreže potrebnog za priključenje velikog broja novih obnovljivih izvora energije. Ono što je već načelno poznato je da će biti potrebni i ojačanja postojeće mreže i proširenje mreže gradnjom većeg broja vodova kojim bi se energija proizvedena iz obnovljivih izvora na jugu države evakuirala prema centrima potrošnje na sjeveru. S obzirom na raznolikost mogućih rješenja, u ovom Akcijskom planu neće se navoditi konkretan popis, ali svakako se može očekivati da bi se dio ojačanja proveo u vremenu provedbe ovog akcijskog plana (do 31. prosinca 2025.) dok će se za projekte koji podrazumijevaju proširenje mreže, a koji zahtijevaju duže vrijeme provođenja, odmah nakon utvrđivanja opravdanosti pokrenuti pripreme aktivnosti za realizaciju projekta. Na taj način će se dugoročno djelovati na troškovno učinkovitije zadovoljenje „kriterija 70%“, iako samo provođenje dodatnih aktivnosti s dugim rokom realizacije (10 godina i više) u vremenu provedbe ovog akcijskog plana neće imati utjecaj na bolje zadovoljenje „kriterija 70%“.

Općenito rečeno, HOPS će ulagati u razvoj mreže i osiguranje ostalih usluga sustava kako bi osigurao da se strukturna zagušenja uklone na svih 11 elemenata mreže prepoznatih u Izvješću o strukturnim zagušenjima.

Sve investicije u mrežu navedene u tablici 5., kao i u tablici 6.1. Priloga su navedene u Desetogodišnjem planu razvoja za razdoblje 2022. – 2031., te će se financirati iz sredstava osiguranih iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti, te posljedično tome neće imati utjecaja na povećanje kapitalnih troškova HOPS-a prilikom određivanja iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije kada te investicije budu izgrađene.

5.2 Mjere za poboljšanje upravljanja zagušenjima

Donošenjem okvira energetske politike „Čista energija za sve Europljane“, mjere za upravljanje zagušenjima trebaju se koordinirati na razini regije za proračun kapaciteta. Kako je prikazano Slikom 1, Hrvatska se nalazi u Core CCR s još dvanaest zemalja država članica EU. Specifičnost Hrvatske je duga granica i odlična povezanost sa susjednim zemljama koje nisu članice EU što značajno ograničava prostor za koordinaciju mjera za upravljanje zagušenjima.

5.2.1 Koordinirani izračun kapaciteta

Trenutačno se na nekim granicama u Core CCR za izračun kapaciteta koristi NTC pristup, među kojima su i hrvatske granice sa Slovenijom i Mađarskom, dok je FB pristup u fazi probnog rada uz javnu objavu rezultata tih testiranja. Očekuje se da bi krajem travnja 2022. godine trebao biti u primjeni regionalni koordinirani FB pristup. Dosadašnja saznanja upućuju da bi FB pristup u značajnoj mjeri povećao kapacitete koje HOPS stavlja na raspolaganje tržišnim sudionicima.

Očekuje se da će FB pristup donijeti brojne prednosti u odnosu na sadašnji pristup uključujući:

- Zajedničke prognoze i usklađene pretpostavke izračuna kapaciteta,
- Proračun kapaciteta temeljem zajedničkog modela mreže,
- Koordinaciju radnji za povećanje prekozonskih kapaciteta uz održavanje sigurnosti pogona mreže.

Integracija trećih zemalja u koordinirani izračun kapaciteta od ključnog je značaja za povećanje izračunatih kapaciteta koje HOPS stavlja na raspolaganje tržišnim sudionicima. Očekuju se aktivnosti EU i Energetske zajednice na postizanju dogovora s trećim zemljama o primjeni pravila za koordinirani izračun kapaciteta.

Sve spomenute aktivnosti i prednosti FB pristupa smanjit će nesigurnosti i rizike u vođenju sustava te točnije odrediti kapacitete koji se mogu staviti na tržište uvažavajući da se 30 % kapaciteta može upotrijebiti za granice pouzdanosti, tokove petlje i unutarnje tokove na svakom elementu mreže važnom za prekogranično trgovanje sukladno članku 16. stavku 8. Uredbe.

HOPS će nastaviti aktivno sudjelovati u svim aktivnostima na regionalnoj i europskoj razini te doprinijeti ubrzanju procesa implementacije novih pristupa izračunu.

5.2.2 Korištenje korektivnih radnji

U slučajevima pojave kratkotrajnih zagušenja u mreži, HOPS-u na raspolaganju stoje korektivne radnje za promjenu tokova snaga kojima se mogu smanjiti ili u potpunosti otkloniti zagušenja:

- Promjena prijenosnog omjera transformatora,
- Promjena topologije mreže,
- Redispečiranje.

Sve korektivne radnje u svrhu smanjenja zagušenja moraju se provoditi vodeći računa o sigurnosti pogona sustava.

Pojedine korektivne radnje nemaju financijskog učinka i mogu se koristiti neograničeno dok redispečiranje kao najučinkovitija mjera uzrokuje financijsku odgovornost za moguće gubitke uzrokovane smanjenjem proizvodnje ili potrošnje energije i potrebno ga je pažljivo planirati. Ipak, može se očekivati značajnije korištenje redispečiranja kao neophodne mjere za zadovoljenje „kriterija 70%“ u periodu dok se ne provedu sva potrebna ojačanja i proširenja mreže.

5.2.3 Rezerve u mreži

Operator prijenosnog sustava će poduzeti sve potrebne predradnje kako bi se osigurale dovoljne rezerve snage u mreži koje redispečiranjem mogu pomoći u otklanjanju ili smanjenju zagušenja. Vodeći računa o sigurnosti pogona i financijskim posljedicama, potrebno je na razini Core CCR implementirati i primjenjivati Metodologiju za koordinirano redispečiranje i trgovinu u suprotnom smjeru (RDCT)⁵ i Metodologiju za podjelu troškova redispečiranja i trgovine u suprotnom smjeru⁶. Pravila za upravljanje zagušenjima unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava uključujući spojne vodove, koji je HOPS donio u travnju 2021. godine, trebaju se primjenjivati u svim slučajevima kada se pojavi zagušenje i smanji mogućnost ispunjavanja kriterija 70% iz Uredbe.

Provodeći aktivnosti predviđene po spomenutim Metodologijama i druge projekte, HOPS je sklopio ugovore o bilateralnom redispečiranju s ELES-om i austrijskim operatorom prijenosnog sustava APG-om, a u pripremi je ugovor s mađarskim operatorom prijenosnog sustava MAVIR-om. Svrha ovih ugovora je osigurati alat za otklanjanje zagušenja u prijelaznom periodu do implementacije multilateralnog redispečiranja na razini Core CCR.

⁵ ACER, Decision No 35/2020 on the Methodology for Coordinated Redispatching and Countertrading for the Core Capacity Calculation Region, 4 December 2020

⁶ ACER, Decision No 30/2020 on the Core CCR TSOs proposal for the methodology for cost sharing of redispatching and countertrading, 30 November 2020

Redispečiranje se mora temeljiti na objektivnim, transparentnim i nediskriminatornim kriterijima uvažavajući tržišne mehanizme i uzimajući u obzir cjenovne signale.

5.2.4 Koordinacija korektivnih mjera

Provedba odredbi Metodologije RDCT i Metodologije za regionalnu koordinaciju sigurnosti u CCR Core⁷ prema odredbama članaka 75. i 76. Uredbe (EU) 2017/1485 o uspostavljanju smjernica za pogon elektroenergetskog prijenosnog sustava (SO GL) u Core CCR očekuje se da će dovesti do usklađenja mjera i učinkovitijeg pogona prijenosnog elektroenergetskog sustava. Slično kao i kod primjene koordiniranog izračuna kapaciteta, osnovne prednosti koordiniranog pristupa primjeni korektivnih radnji su:

- Korištenje zajedničkih ulaznih podataka iz koordiniranog izračuna kapaciteta,
- Određivanje zagušenja na zajedničkom modelu mreže,
- Optimizacija i koordinacija korektivnih mjera radi ublažavanja zagušenja u cijeloj regiji.

Koristeći zajednički okvir za rješavanje zagušenja očekuje se da će poduzete korektivne radnje imati optimalan učinak na pogon i sigurnost prijenosnog sustava uz minimalne financijske troškove. Očekuje se značajna mogućnost povećanja kapaciteta koji se stavljaju na raspolaganje sudionicima tržišta nakon pune implementacije i početka primjene koordinacije korektivnih mjera za rješavanje zagušenja u Core CCR.

Uključivanje trećih zemalja u procese zajedničkog planiranja i provođenja korektivnih mjera otvorit će dodatne mogućnosti HOPS-u za upravljanje zagušenjima na učinkovit i transparentan način. Samo puna primjena regionalnih i međuregionalnih EU propisa može omogućiti primjenu korektivnih mjera na optimalan način.

6. Nadzor

Svake godine sukladno članku 15. stavku 4. Uredbe, tijekom provedbe akcijskog plana te u roku od šest mjeseci nakon njegova isteka, operator prijenosnog sustava ocjenjuje, za prethodnih 12 mjeseci, je li dostupni prekozonski kapacitet dosegno linearnu putanju ili su, počevši od 1. siječnja 2026., ostvareni minimalni kapaciteti predviđeni u članku 16. stavku 8. Uredbe. Sukladno tome, HOPS je dužan podnijeti izvješće o procjeni ostvarenih minimalnih kapaciteta prvo HERA-i na odobrenje, a zatim i ACER-u.

MINGOR, HERA i HOPS, kao operator prijenosnog sustava u Republici Hrvatskoj, suglasni su da HOPS Izvješće o procjeni minimalnih kapaciteta dostavlja do 1. travnja svake godine za cijelu prethodnu godinu, osim za 2022. godinu kad se Izvješće o procjeni minimalnih kapaciteta dostavlja za period od početka važenja akcijskog plana do kraja 2022. godine.

⁷ ACER, Decision No 33/2020 on the Methodology for regional operational security coordination for the Core CCR, 4 December 2020

Ako Izvješće o procjeni minimalnih kapaciteta ili ENTSO-E-ovo izvješće o strukturnim zagušenjima, kako je navedeno u članku 14. stavku 2. Uredbe pokaže da ciljevi koji proizlaze iz linearne putanje nisu ispunjeni, MINGOR će primijeniti postupak iz članka 15. stavka 5. Uredbe.

MINGOR će pratiti provedbu ovoga Akcijskog plana, te po potrebi u dogovoru s HERA-om i HOPS-om donijeti njegove izmjene ili dopune s ciljem osiguranja dovoljno kapaciteta za prekozonsko trgovanje u skladu s linearnom putanjom.

7. Prilog

7.1 Popis planiranih projekata povećanja raspoloživosti, razvoja i ojačanja te optimiranje prijenosne mreže

Tablica 6. Planirani projekti povećanja raspoloživosti, razvoja i ojačanja te optimiranje prijenosne mreže

Element mreže	Naziv projekta	Utjecaj na element mreže	Završetak projekta
DV 220kV Konjsko – Pađene	Povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko – Brinje	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 310 MVA na 570 MVA	2024.
DV 220kV Pađene – Brinje	Povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko – Brinje	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 310 MVA na 570 MVA	2024.
DV 220kV Senj – Melina	Povećanje prijenosne moći DV 220 kV Senj – Melina	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 310 MVA na 570 MVA	2024.
TS Konjsko	TS Konjsko - zamjena i dogradnja mrežnih transformatora 400/220 i 220/110 kV	povećanje pouzdanosti i iznosa 400/220kV transformacije na 3 x 400 MVA	2024.
TS Konjsko	TS Konjsko - zamjena i dogradnja mrežnih transformatora 400/220 i 220/110 kV	povećanje pouzdanosti transformacije 220/110kV	2023.
RP HE Dubrovnik	RP HE Dubrovnik	povećanje pouzdanosti	2024.
DV 2x110 kV Bilice – Trogir	Izgradnja DV 2x110 kV Bilice - Trogir	smanjenje opterećenja na postojećem potezu 110kV Bilice – Trogir i izgradnja novog DV 2x110 kV prijenosne moći 2x120 MVA	2024.
DV 110 kV Lovran - Plomin	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2022.
DV 110 kV Matulji - Lovran	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2022.
DV 110 kV Benkovac - Zadar	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2023.

DV 110 kV Matulji - Ilirska Bistrica	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2025.
DV 110 kV Bruška - Obrovac	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2025.
DV 110 kV Bilice - Benkovac	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2025.
DV 110 kV Otočac - Senj	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2025.
DV 110 kV Otočac - Lički Osik	Program zamjene i povećanja prijenosne moći 110 kV vodova za prihvat OIE (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 160 MVA	2025.
DV KB 110 kV Crikvenica – Krk	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći sa 70 MVA na 136 MVA	2022.
DV KB 110 kV Dugi Rat – Postira	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 90 MVA na 136 MVA	2022.
DV KB 110kV Hvar – Brač	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći sa 70 MVA na 136 MVA	2024.
DV KB 110kV Hvar – Korčula	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći sa 70 MVA na 136 MVA	2024.
DV KB 110kV Krk – Lošinj (dionica Krk-Cres)	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći sa 70 MVA na 136 MVA	2024.
DV KB 110kV Krk – Lošinj (dionica Cres-Lošinj)	Program zamjene 110 kV podmorskih kabela (faza 1)	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći sa 100 MVA na 136 MVA	2024.
DV 220kV Konjsko – Zakučac	Povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko – Zakučac	povećanje pouzdanosti i prijenosne moći s 310 MVA na 570 MVA	2022.
DV 400 kV Žerjavinec – Cirkovce	rekonfiguracija mreže	smanjenje opterećenja na više elemenata	2022.

		mreže u sjeverozapadnoj Hrvatskoj	
više elemenata prijenosne mreže	Ugradnja uređaja za dinamičko utvrđivanje strujnih ograničenja dalekovoda	povećanje prijenosne moći	kontinuirano

7.2 Popis planiranih mjera za poboljšanje upravljanja zagušenjima

Tablica 7. Popis planiranih mjera za poboljšanje upravljanja zagušenjima

Opseg primjene	Planirana mjera	Rok implementacije mjere
Core CCR	Primjena Metodologije koordiniranog proračuna kapaciteta za razdoblje tržišta dan unaprijed	2022.
Core CCR	Primjena Metodologije koordiniranog proračuna kapaciteta za razdoblje unutardnevnog tržišta	2023.
Core CCR	Primjena Metodologije za regionalnu koordinaciju pogonske sigurnosti zajedno s Metodologijom koordiniranog redispečiranja i trgovanja u suprotnom smjeru, te Metodologije dijeljenja troškova redispečiranjem i trgovanjem u suprotnom smjeru	1. faza: 2024. 2. faza: 2025.
Hrvatska	Primjena Pravila za upravljanje zagušenjima unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava uključujući spojne vodove	2022.
Hrvatska, Mađarska	Ugovor o bilateralnom prekograničnom redispečiranju	2022.