

**HRVATSKA ENERGETSKA REGULATORNA AGENCIJA**

**METODOLOGIJA I KRITERIJI ZA OCJENU ULAGANJA U  
ENERGETSKE INFRASTRUKTURNE PROJEKTE**

Zagreb, siječanj 2024.

## 1. UVOD

U skladu s člankom 17. stavkom 4. Uredbe (EU) 2022/869 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2022. o smjernicama za transeuropsku energetska infrastrukturu, izmjeni uredaba (EZ) br. 715/2009, (EU) 2019/942 i (EU) 2019/943 i direktiva 2009/73/EZ i (EU) 2019/944 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 347/2013 (OJ L 152/45, lipanj 2022.) (dalje: Uredba (EU) 2022/869) svako nacionalno regulatorno tijelo Agenciji za suradnju energetskih regulatora (dalje: ACER) podnosi svoju metodologiju i kriterije koje upotrebljava za evaluaciju ulaganja u energetske infrastrukturne projekte i većih rizika tih projekata, ažurirane s obzirom na najnovija kretanja u području zakonodavstva, politike, tehnologije i tržišta. Tom metodologijom i kriterijima izričito se nastoji odgovoriti na posebne rizike kojima su izložene odobalne mreže za energiju iz obnovljivih izvora iz točke 1. podtočke (f) Priloga II. i projekti niskih kapitalnih, ali znatnih operativnih rashoda.

Ovom Metodologijom i kriterijima za ocjenu ulaganja u energetske infrastrukturne projekte utvrđuje se način ocjene ulaganja u energetske infrastrukturne prioritetne koridore i područja od zajedničkog interesa u Europskoj uniji (dalje: projekti od zajedničkog interesa), kriteriji i postupak za ocjenu rizika za projekte od zajedničkog interesa te mjere za umanjeње ili otklanjanje rizika.

Vezano za elektroenergetske projekte, ova Metodologija obuhvaća sljedeće projekte koji podliježu energetskim infrastrukturnim koridorima i područjima koji su vezani za Republiku Hrvatsku u skladu s Prilogom 1. Uredbe (EU) 2022/869:

- Prioritetni elektroenergetski koridor: Elektroenergetska međupovezanost sjevera i juga u srednjoistočnoj i jugoistočnoj Europi (NSI Istok – elektroenergetika);
- Prioritetni koridor odobalne mreže: Južne i istočne odobalne mreže (SE odobalno);
- Prioritetno tematsko područje: Uvođenje pametnih elektroenergetskih mreža.

Općenito, za projekte za skladištenje energije se ne izrađuje procjena rizika i ulaganja u takve investicije (u smislu nedostatka odobrenih prihoda za realizaciju projekta i potrebe za razvojem mreže), niti je za takve projekte potrebno regulatorno odobrenje za nadoknadu troškova putem reguliranih tarifa. Odluka o izgradnji projekta za skladištenje energije je u potpunosti ostavljena poslovnom interesu tržišnih sudionika.

Također, Uredbom (EU) 2022/869 propisano je da plinski projekti podliježu energetskim infrastrukturnim koridorima i tematskim područjima koji su vezani za Republiku Hrvatsku, a koji se prema Prilogu 1. Uredbe (EU) 2022/869 odnose na:

- Prioritetni koridor za vodik: Međupovezanost infrastrukture za vodik u srednjoistočnoj i jugoistočnoj Europi (HI istok);
- Elektrolizatore;
- Prioritetno tematsko područje: prekogranična mreža ugljikova dioksida;
- Prioritetno tematsko područje: pametne plinske mreže.

## **2. OCJENA ULAGANJA U PROJEKTE OD ZAJEDNIČKOG INTERESA**

### **2.1. OCJENA ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKI SUSTAV**

Hrvatska energetska regulatorna agencija (dalje: Agencija) ocjenjuje ulaganja u elektroenergetski sustav na temelju odredbi zakona kojim se uređuje tržište električne energije.

Operator prijenosnog sustava dužan je, sukladno odredbama zakona kojim se uređuje tržište električne energije, svake godine podnijeti Agenciji na odobrenje desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže utemeljen na postojećoj i predviđenoj proizvodnji i opterećenju sustava, nakon savjetovanja sa svim relevantnim zainteresiranim stranama. Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže sadrži učinkovite mjere koje jamče dostatnost mreže i sigurnost opskrbe.

Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže osobito:

- ukazuje sudionicima na tržištu električne energije na glavnu prijenosnu infrastrukturu koju treba izgraditi ili unaprijediti u sljedećih deset godina,
- sadrži investicije o kojima je već donesena odluka i utvrđuje nove investicije koje treba realizirati u sljedeće tri godine i
- daje vremenski okvir za sve investicijske projekte.

Prilikom izrade desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže, operator prijenosnog sustava razborito pretpostavlja razvoj proizvodnje, opskrbe, potrošnje i razmjene električne energije s drugim zemljama, uzimajući u obzir investicijske planove mreža u okruženju.

Agencija se savjetuje sa svim stvarnim ili potencijalnim korisnicima mreže o desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže kroz javnu raspravu koja traje 15 dana. Od osoba ili subjekata koji za sebe tvrde da su potencijalni korisnici mreže može se zatražiti odgovarajući dokaz. Agencija na svojoj internetskoj stranici objavljuje rezultate savjetodavnog postupka, osobito eventualne investicijske potrebe.

Agencija provjerava pokriva li desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže sve investicijske potrebe prepoznate tijekom savjetodavnog postupka i usklađenost desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže s neobvezujućim desetogodišnjim planom razvoja prijenosne mreže na razini Europske unije prema Uredbi (EU) 2019/943, a u slučaju neusklađenosti, Agencija se može savjetovati s ACER-om te zahtijevati od operatora prijenosnog sustava izmjenu i dopunu desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže.

Agencija prati i ocjenjuje provedbu desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže.

Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže mora biti usklađen s važećom Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske, Strategijom prostornog razvoja Republike Hrvatske i prostornim planovima, važećim Integriranim nacionalnim energetskim i klimatskim planom Republike Hrvatske (NECP), desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže, zahtjevima za priključenje građevina korisnika mreže na prijenosnu mrežu, planovima razvoja susjednih prijenosnih mreža, zahtjevima za priključenje na prijenosnu mrežu, planovima razvoja susjednih prijenosnih mreža, zahtjevima za osiguravanje minimalnog dostupnog kapaciteta za prekozonsku trgovinu akcijskim planom za smanjenje strukturnih zagušenja i ostalim zahtjevima iz Uredbe (EU) 2019/943 te odredbama mrežnih pravila prijenosnog sustava koje se odnose na planiranje razvoja prijenosne mreže.

U desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže detaljno se iskazuju investicije u sljedećem trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju, pri čemu u trogodišnje razdoblje ulaze samo oni objekti za koje su izrađeni idejni projekti u skladu s prostornim planom, zakonom kojim se uređuje

područje prostornog uređenja i gradnje te propisima donesenim na temelju tog zakona i drugim posebnim propisima, uz obvezno prethodno usuglašavanje s operatorom distribucijskog sustava s obzirom na zajednička postrojenja.

Prilikom izrade desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže operator prijenosnog sustava planira razvoj proizvodnje i potrošnje električne energije u Republici Hrvatskoj i razmjene električne energije s drugim zemljama, uzimajući u obzir planove ulaganja za mreže na razini cijele Europske unije i regionalne mreže te je dužan definirati iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne ukupne predane električne energije u prethodne tri godine, te uzeti u obzir upravljanje potrošnjom, energetska učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu fleksibilnosti, upravljanje zagušenjima uključujući i planiranje budućih proizvodnih postrojenja i postrojenja za skladištenje energije za pružanje pomoćnih usluga ili druge resurse kojima se operator prijenosnog sustava služi kao alternativom pojačanju prijenosne mreže, a koji na troškovno učinkovit način mogu smanjiti ili odgoditi potrebu za pojačanjem prijenosne mreže.

## **2.2. OCJENA ULAGANJA U PLINSKI SUSTAV**

Agencija ocjenjuje ulaganja u plinski sustav na temelju odredbi zakona kojim se uređuje tržište plina. Sadašnji zakon kojim se uređuje tržište plina u Republici Hrvatskoj ne propisuje pravila za regulaciju infrastrukture za vodik i ugljikov dioksid. Nakon usvajanja relevantnih zakonskih odredbi za regulaciju infrastrukture za vodik, ova metodologija će biti izmijenjena u skladu s tim.

### **Ocjena ulaganja u plinski transportni sustav**

Operator transportnog sustava dužan je, u skladu s odredbama zakona kojim se uređuje tržište plina, izraditi desetogodišnji plan razvoja transportnog sustava u skladu sa Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske i Programom provedbe Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske te ga dostaviti Agenciji na odobrenje, pri čemu planirane investicije u izgradnju i rekonstrukciju transportnog sustava trebaju biti tehnički opravdane i ekonomski efikasne te osiguravati odgovarajući stupanj sigurnosti opskrbe plinom. Desetogodišnji plan se izrađuje za razdoblje koje započinje godinom koja slijedi godinu u kojoj je plan dostavljen na odobrenje.

Desetogodišnjim planom razvoja transportnog sustava posebno se:

- planiraju učinkovite mjere koje jamče dostatnost transportnog sustava i sigurnost opskrbe,
- ukazuje sudionicima na tržištu plina na glavnu transportnu infrastrukturu koju treba izgraditi ili proširiti u regulatornom razdoblju,
- obuhvaćaju investicije o kojima je već donesena odluka i utvrđuju nove investicije koje treba realizirati u regulatornom razdoblju,
- daje vremenski okvir realizacije za sve investicijske projekte,
- daje desetogodišnja projekcija razvoja transportnog sustava.

Desetogodišnji plan razvoja transportnog sustava osobito treba sadržavati sljedeće:

- plan investicija u izgradnju i rekonstrukciju transportnog sustava, uključujući plan stavljanja u uporabu plinovoda i ostalih objekata transportnog sustava, u naturalnim i financijskim pokazateljima,
- studiju opravdanosti planiranih investicija, uključujući projekciju potražnje i opskrbe plinom u Republici Hrvatskoj, kao i planove o razvoju plinskog proizvodnog sustava, sustava skladišta plina i terminala za ukapljeni prirodni plin (dalje: UPP) te izvore financiranja planiranih investicija,

- analize i podloge na kojima se zasniva desetogodišnja projekcija razvoja transportnog sustava.

Agencija pri odobravanju desetogodišnjeg plana razvoja transportnog sustava:

- provjerava usklađenost desetogodišnjeg plana razvoja transportnog sustava sa Strategijom energetske razvoja Republike Hrvatske i Programom provedbe Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske, pri čemu se može savjetovati s ministarstvom nadležnim za energetiku,
- provjerava usklađenost desetogodišnjeg plana razvoja transportnog sustava s neobvezujućim desetogodišnjim planom razvoja transportnog sustava Europske unije prema Uredbi (EZ) br. 715/2009, pri čemu se Agencija može savjetovati s ACER-om,
- savjetuje se sa svim postojećim ili potencijalnim korisnicima transportnog sustava o desetogodišnjem planu razvoja transportnog sustava kroz javnu raspravu koja traje 15 dana, pri čemu od potencijalnih korisnika transportnog sustava može zatražiti odgovarajuće dokaze, te provjerava pokriva li desetogodišnji plan razvoja transportnog sustava sve investicijske potrebe prepoznate tijekom savjetodavnog postupka,
- može zahtijevati od operatora transportnog sustava izmjenu i dopunu desetogodišnjeg plana razvoja transportnog sustava.

### **Ocjena ulaganja u sustav skladišta plina i u terminal za UPP**

Operator sustava skladišta plina i operator terminala za UPP dužni su izraditi plan razvoja sustava u skladu sa Strategijom energetske razvoja Republike Hrvatske i Programom provedbe Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske, pri čemu planirane investicije u izgradnju i rekonstrukciju sustava trebaju biti tehnički opravdane i ekonomski efikasne te osiguravati odgovarajući stupanj sigurnosti opskrbe plinom. Planom razvoja sustava posebno se:

- ukazuje sudionicima na tržištu plina na infrastrukturu sustava koju treba izgraditi ili proširiti u regulatornom razdoblju,
- obuhvaćaju investicije o kojima je već donesena odluka i utvrđuju nove investicije koje treba realizirati u regulatornom razdoblju,
- daje vremenski okvir realizacije za sve investicijske projekte,
- daje desetogodišnja projekcija razvoja sustava.

Plan razvoja sustava osobito treba sadržavati sljedeće:

- plan investicija u izgradnju i rekonstrukciju sustava, uključujući plan stavljanja u uporabu objekata sustava, u naturalnim i financijskim pokazateljima,
- studiju opravdanosti planiranih investicija, uključujući projekciju potrebe za kapacitetima sustava u Republici Hrvatskoj, kao i pretpostavke o potrebama za kapacitetima sustava u regiji te izvore financiranja planiranih investicija.

Plan razvoja sustava izrađuje se za regulatorno razdoblje, s desetogodišnjom projekcijom razvoja sustava, a dostavlja se Agenciji uz zahtjev za utvrđivanje iznosa tarifnih stavki te ga Agencija ocjenjuje.

### **3. KRITERIJI I POSTUPAK ZA OCJENU RIZIKA ZA PROJEKTE OD ZAJEDNIČKOG INTERESA**

U skladu s člankom 17. stavkom 1. Uredbe (EU) 2022/869, ako se nositelj projekta pri razvoju, radu ili održavanju projekta od zajedničkog interesa za koji su nadležna nacionalna regulatorna tijela suočava s rizicima većima od uobičajenih rizika za usporedivi infrastrukturni projekt, države

članice i nacionalna regulatorna tijela mogu dodijeliti primjerene poticaje tom projektu u skladu s člankom 13. Uredbe (EZ) br. 715/2009, člankom 18. stavkom 1. te stavcima od 3. do 6. Uredbe (EU) 2019/943, člankom 41. stavkom 8. Direktive 2009/73/EZ i člankom 58. točkom (f) Direktive (EU) 2019/944.

Prethodno navedeno se ne primjenjuje na projekte od zajedničkog interesa koji su izuzeti:

- a) od članaka 32., 33. i 34. te od članka 41. stavaka 6., 8. i 10. Direktive 2009/73/EZ, u skladu s člankom 36. te direktive;
- b) od članka 19. stavaka 2. i 3. Uredbe (EU) 2019/943 ili od članka 6., članka 59. stavka 7. i članka 60. stavka 1. Direktive (EU) 2019/944, u skladu s člankom 63. Uredbe (EU) 2019/943;
- c) u skladu s člankom 36. Direktive 2009/73/EZ;
- d) u skladu s člankom 17. Uredbe (EZ) br. 714/2009.

U skladu s odredbama članka 17. stavka 5. Uredbe (EU) 2022/869, uzimajući u obzir informacije primljene u skladu sa stavkom 4. ovog članka, ACER do 24. lipnja 2023. olakšava razmjenu dobre prakse i daje preporuke u skladu s člankom 6. stavkom 2. Uredbe (EU) 2019/942 u pogledu obaju sljedećih aspekata:

- a) poticaja iz stavka 1. na temelju usporedbe najbolje prakse nacionalnih regulatornih tijela;
- b) zajedničke metodologije za evaluaciju nastalih većih rizika ulaganja u energetske infrastrukturne projekte.

Za ocjenu rizika za projekte od zajedničkog interesa koji pripadaju prethodno navedenim kategorijama primjenjuju se sljedeći kriteriji:

- 1) Agencija može ocjenjivati rizike za projekt od zajedničkog interesa samo ukoliko promotor projekta dostavi Agenciji sve potrebne dokumente i podatke, odnosno dokaze za moguće rizike.
- 2) Promotor projekta mora dokazati da li su mogući rizici vezani uz određeni projekt od zajedničkog interesa veći u odnosu na usporedivi projekt i u kojoj mjeri oni negativno utječu na promotora projekta.
- 3) Promotor projekta provodi ocjenu rizika za projekt od zajedničkog interesa te dokumente i dobivene podatke dostavlja Agenciji, koji, među ostalim, obvezno uključuju sljedeće:
  - analizu troškova i koristi sukladno odredbama članka 11. Uredbe (EU) 2022/869 (CBA),
  - dokaz da je projekt dovoljno sazrio,
  - opis rizika, uključujući vjerojatnost nastanka i kvantitativnu procjenu financijskih posljedica,
  - obrazloženje tko je strana na koju rizik ima utjecaja, odnosno tko će snositi posljedice rizika,
  - obrazloženje da li se mogući rizici mogu umanjiti ili otkloniti mjerama operatora sustava ili postojećim regulatornim mjerama, odnosno obrazloženje razloga zašto to nije moguće.

Specifično za elektroenergetske projekte koji su kategorizirani kao elektroenergetski infrastrukturni projekti ili projekti pametnih elektroenergetskih mreža, promotori trebaju pripremiti CBA za projekte kojima vrijednost CAPEX-a prelazi 5,3 milijuna eura i koja obuhvaća minimalno sljedeće monetizirane indikatore:

- Smanjenje gubitaka u mreži;

- Smanjenje troškova za očekivanu neisporučenu električnu energiju;
- Smanjenje emisija ugljikovog dioksida;
- Povećanje prijenosnog kapaciteta;
- Smanjenje troškova redispečiranja.

Agencija može od promotora projekta zatražiti i dodatne informacije, dokumente i podatke ukoliko su oni potrebni za pravilnu ocjenu rizika za projekt od zajedničkog interesa.

Postupak ocjene rizika za projekt od zajedničkog interesa provodi se na temelju prethodno navedenih kriterija, a sastoji se od sljedećih koraka:

#### 1) Identifikacija rizika

Rizici se mogu podijeliti u sljedeće kategorije:

- a) rizik prekoračenja troškova – rizik da će stvarni troškovi tijekom razvoja, izgradnje, rada i održavanja projekta biti veći od očekivanih troškova koji su *ex-ante* priznati od strane Agencije,
- b) rizik prekoračenja vremena – rizik da će vrijeme razvoja i izgradnje projekta trajati duže nego što je to očekivano i planirano prema planu razvoja sustava,
- c) rizik neiskorištenosti imovine – rizik da će potražnja za uslugama od projekta od zajedničkog interesa biti manja od planiranog uslijed razloga koji nisu pod kontrolom promotora projekta,
- d) rizik identifikacije efikasno ostvarenih troškova – rizik da se troškovi smatraju neefikasnim, na temelju usporedne analize ili drugih regulatornih mjera,
- e) rizik smanjene likvidnosti – rizik da promotor projekta neće biti u mogućnosti izvršavati svoje financijske obveze.

#### 2) Mjere umanjnja ili otklanjanja rizika od strane promotora projekta

Agencija ocjenjuje do koje mjere rizik može biti umanjen ili otklonjen kroz primjenu određenih mjera od strane promotora projekta, kao što su određeni ekonomski instrumenti (npr. ugovorne odredbe o kazni, instrumenti osiguranja, premošćivanje rizika-*hedging* i sl.).

Ukoliko su te mjere dostupne i primjenjive nisu potrebne dodatne mjere, odnosno poticaji.

#### 3) Ocjena sistemskog rizika i definicija troška kapitala te regulatorne mjere umanjnja ili otklanjanja rizika koje se primjenjuju

Mogući utjecaj rizika na promotora projekta ocjenjuje se uzimajući u obzir cjelokupni regulatorni okvir. Imajući to u vidu, Agencija ocjenjuje do koje mjere je rizik već uzet u obzir prilikom određivanja troška kapitala temeljem metodologije utvrđivanja odnosno određivanja iznosa tarifnih stavki. Također, Agencija ocjenjuje koje se važeće regulatorne mjere umanjnja ili otklanjanja rizika primjenjuju za odgovarajući rizik.

#### 4) Kvantifikacija rizika

Agencija ocjenjuje, ukoliko je to moguće na temelju dostavljenih podataka od strane promotora projekta, izloženost rizicima za određeni projekt od zajedničkog interesa koja je povezana s većim troškovima ili nižim prihodima za promotora projekta.

#### 5) Usporedivost projekta

Prilikom ocjene razine i opravdanosti rizika projekt se uspoređuje s odgovarajućim drugim projektom. Agencija ocjenjuje da li su mogući rizici za određeni projekt od zajedničkog interesa veći u odnosu na usporedivi projekt.

#### 6) Opravdanost profila rizika

Agencija ocjenjuje da li postoji opravdanje za određeni profil rizika s obzirom na neto pozitivan učinak koji donosi projekt u usporedbi s manje rizičnom alternativom, pri čemu se, među ostalim, u obzir uzimaju i rezultati dostavljene analize troškova i koristi sukladno odredbama članka 11. Uredbe (EU) 2022/869 (cost-benefit analiza). Ukoliko je potrebno, Agencija će razmotriti umanjene ili otklanjanje preostalih nepokrivenih rizika poduzimajući odgovarajuće korake u odnosu na specifičnu prirodu određenog rizika.

## **4. MJERE ZA UMANJENJE ILI OTKLANJANJE RIZIKA**

### **4.1. MJERE ZA UMANJENJE ILI OTKLANJANJE RIZIKA OBUHVAĆENE REGULATORNIM OKVIROM U PODRUČJU ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za elektroenergetske infrastrukturne djelatnosti u Republici Hrvatskoj zasnivaju se na metodi priznatih troškova uključujući poticaj za cijenu nabave gubitaka u prijenosnoj mreži. Primijenjenom metodom priznatih troškova propisuje se regulacijsko razdoblje od godine dana. Određivanje iznosa tarifnih stavki za buduću regulacijsku godinu zasniva se na priznatim ostvarenim ukupnim troškovima iz prethodne regulacijske godine, ostvarenim i procijenjenim ukupnim troškovima za sadašnju regulacijsku godinu te planiranim ukupnim troškovima za razmatranu buduću regulacijsku godinu. Troškovi obuhvaćaju opravdane operativne troškove (dalje: OPEX) i razumne troškove kapitala (dalje: CAPEX).

OPEX uključuje troškove gubitaka električne energije, održavanja, mjerenja i obračuna, nabave pomoćnih usluga, troškove osoblja i ostale troškove poslovanja.

Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije iz srpnja 2022. prepoznaje poticaj na cijenu nabave gubitaka u prijenosnoj mreži u prethodnoj kalendarskoj godini. Stoga je operator prijenosnog sustava potaknut da nabavlja električnu energiju za pokriće gubitaka na optimalan način. Budući da troškovi za nabavu gubitaka predstavljaju značaj udio ukupnih troškova OPEX-a, operator prijenosnog sustava je posljedično motiviran da smanji ukupnu količinu fizičkih gubitaka u mreži, kao i cijenu po kojoj nabavlja energiju za pokriće gubitaka.

Agencija posebnu pažnju posvećuje projektima koji imaju za cilj smanjenje gubitaka u prijenosnoj mreži. Ako ovi projekti imaju utjecaj i na druge zemlje i ako bi njihova realizacija pomogla da se pogon mreže vodi na učinkovitiji način koristeći pametne tehnologije, tada su ovi projekti podobni kandidati za ishodaenje statusa projekta od zajedničkog interesa u kategoriji pametnih elektroenergetskih mreža.

Jedan od oblika fleksibilnosti je mogućnost da se nova proizvodna postrojenja priključuju na mrežu koristeći fleksibilne ugovore o priključenju. Na ovaj način se omogućuje brže priključenje novih proizvođača električne energije koji ne moraju čekati izgradnju potrebnih pojačanja u mreži kako bi se njihova cjelokupna proizvodnja u svakome trenutku mogla na siguran način preuzeti u mrežu.

Sljedeći način korištenja fleksibilnosti je agregiranje potrošnje na način da se nude usluge operatoru prijenosnog sustava. Postoji nekoliko usluga i proizvoda na kojima bi agregatori nudili svoje ponude. Najvažnija pomoćna usluga je rezerva snage za tercijarnu regulaciju za sigurnost elektroenergetskog sustava (rezerva snage za ponovnu uspostavu frekvencije s ručnom aktivacijom za sigurnost sustava - mFRR). U bližoj budućnosti operator prijenosnog sustava će uspostaviti i ostale proizvode za koje će agregatori moći davati konkurentne ponude zajedno s ostalim tržišnim sudionicima.



Redispečiranje je jedan od najučinkovitijih korektivnih mjera za upravljanje zagušenjima u mreži. Operator prijenosnog sustava ima mogućnost aktivno djelovati na tokove snaga u mreži zahtijevajući od korisnika mreže promjenu obrasca proizvodnje ili potrošnje na specifičnom području.

Posebna pozornost je dana razvoju odobalnih projekata. Prijenosna mreža će morati biti spremna za potencijalna pojačanja u mreži kako bi se omogućilo priključenje odobalnih proizvodnih postrojenja. Agencija će pažljivo pratiti aktivnosti na ovome području u skladu s važećom Strategijom energetskeg razvoja, NECP-om i ostalim relevantnim nacionalnim propisima.

CAPEX uključuje trošak amortizacije i prinos na regulirana sredstva. Njime se priznaje vlasničko ulaganje u regulirani energetske subjekt, odnosno osigurava priljev sredstava dovoljnih za potrebne investicije u izgradnju i rekonstrukciju sustava te za pokrivanje reguliranog povrata na investirani kapital. U pogledu kapitalnih troškova s regulatornog stajališta ključno je utvrditi sljedeće elemente:

- imovinu operatora sustava koja se priznaje kao regulirana sredstva, tj. kao regulatorna osnovica (eng. *regulatory asset base* – RAB),
- metodu obračuna amortizacije,
- iznos stope povrata na regulirana sredstva (eng. *rate-of-return* – RoR).

Regulirana sredstva sastoje se od dugotrajne materijalne i nematerijalne imovine u uporabi, koja je u funkciji prijenosnog ili distribucijskog sustava. Planirane investicije u izgradnju i rekonstrukciju sustava trebaju biti tehnički opravdane i ekonomski efikasne. Nakon što je odobreni projekt stavljen u uporabu, investicija se uključuje u regulatornu osnovicu i radi toga ne postoji rizik za operatora sustava. Primjena navedenog pristupa smanjuje rizik investiranja i daje više investicijskih poticaja jer se dozvoljeni kapitalni troškovi tj. amortizacija i prinos na regulirana sredstva određuju *ex-ante* pristupom odobravanja investicijskih planova u sklopu analize i odobravanja zahtjeva za određivanje odnosno promjenu iznosa tarifnih stavki. Time se otklanja rizik nepokrivanja troškova infrastrukturnih projekata, ukoliko su isti opravdani i ekonomski efikasni. Dodatni poticaji u smislu korekcije sadržaja reguliranih sredstava mogli bi dovesti do preinvestiranja i stoga nisu potrebni.

Kao stopa povrata na regulirana sredstva koristi se nominalni ponderirani prosječni trošak kapitala prije oporezivanja (WACC). Kao mjera izbjegavanja sistemskog rizika, stopa povrata na vlasnički kapital izračunava se primjenom CAPM modela.

Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije iz srpnja 2022. uvela je novu značajku koja će omogućiti operatoru prijenosnog sustava da implementira nove tehnologije u obliku regulatornih sigurnih testnih okruženja. Time se omogućuje operatoru prijenosnog sustava investiranje u moderne tehnologije koje će omogućiti vođenje pogona na pametan i optimalan način te će se ujedno odobriti dodatni trošak za njihovu realizaciju.

## **4.2. MJERE ZA UMANJENJE ILI OTKLANJANJE RIZIKA OBUHVAĆENE REGULATORNIM OKVIROM U PODRUČJU PLINA**

Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za plinske infrastrukturne djelatnosti u Republici Hrvatskoj zasnivaju se na metodi poticajne regulacije, odnosno na metodi maksimalno dozvoljenog prihoda. Pritom dozvoljeni prihod pokriva opravdane troškove poslovanja koji se ostvaruju pri obavljanju energetske djelatnosti i osigurava prinos od reguliranih sredstava. Primijenjenom metodom maksimalnog prihoda propisuje se regulacijsko razdoblje kao višegodišnje razdoblje za koje se, zasebno za svaku regulacijsku godinu, utvrđuju dozvoljeni

prihodi koji se sastoje od opravdanih operativnih troškova (dalje: OPEX) i opravdanih kapitalnih troškova (dalje: CAPEX) te iznos tarifnih stavki. Trajanje regulacijskog razdoblja je pet godina.

Dozvoljeni OPEX projicira se za regulacijsko razdoblje na temelju  $1+CPI-X$  formule (CPI = planirani indeks potrošačkih cijena za regulacijsku godinu). Osim koeficijenta učinkovitosti X, u dijelu OPEX-a, kao važan poticajni element za operatora sustava, propisan je i mehanizam podjele ostvarenih ušteda (eng. *profit-sharing*) koji se provodi na način da se po isteku regulacijskog razdoblja bazni OPEX za naredno regulacijsko razdoblje utvrđuje tako da operator sustava zadržava 50% ostvarenih ušteda iz bazne godine.

Dozvoljenim CAPEX-om, koji uključuje trošak amortizacije i prinos na regulirana sredstva, priznaje se vlasničko ulaganje u regulirani energetska subjekt, odnosno osigurava se priljev sredstava dovoljnih za potrebne investicije u izgradnju i rekonstrukciju sustava te za pokrivanje reguliranog povrata na investirani kapital. Regulirana sredstva sastoje se od dugotrajne materijalne i nematerijalne imovine u uporabi, koja je u funkciji određenog plinskog sustava, te investicija u okviru odobrenog plana razvoja sustava koje se uzimaju u obzir za regulacijsku godinu u kojoj će biti u uporabi. Kapitalni troškovi, odnosno amortizacija i prinos na regulirana sredstva nisu obuhvaćeni direktnim mehanizmima za povećanje učinkovitosti, već se određuju *ex-ante* pristupom u sklopu odobravanja investicijskih planova i iznosa tarifnih stavki, čime se smanjuje rizik investiranja i daje više investicijskih poticaja. Naime, otklanja se rizik nepokrivanja troškova infrastrukturnih projekata, ukoliko su isti opravdani i ekonomski efikasni. Dodatni poticaji u dijelu CAPEX-a mogli bi dovesti do preinvestiranja i stoga nisu potrebni.

Važan poticajni element u sklopu primijenjene regulatorne metode je redovna revizija dozvoljenih prihoda koja se provodi po isteku regulacijskog razdoblja, a u sklopu koje se utvrđuje razlika između ostvarenih prihoda (P) i revidiranih dozvoljenih prihoda (DP) koja se raspodjeljuje na sljedeće regulacijsko razdoblje, čime se otklanja rizik neiskorištenosti imovine. Budući da se primijenjenom *revenue cap* metodom operatoru sustava garantira razina prihoda u srednjoročnom razdoblju, znatan dio tržišnog rizika se prebacuje na korisnike sustava. Smanjenje tržišnog rizika ujedno utječe i na ublažavanje rizika smanjene likvidnosti i samim time na smanjenje troškova financiranja investicijskih aktivnosti.

Dodatna mjera za umanjene rizika poslovanja operatora sustava je i mogućnost izvanredne revizije dozvoljenih prihoda koja se može provesti i tijekom regulacijskog razdoblja, i to na zahtjev operatora sustava ili prema procjeni Agencije. Izvanredna revizija dozvoljenih prihoda provodi se uslijed neočekivanih promjena na tržištu koje su značajno utjecale na uvjete obavljanja energetske djelatnosti transporta plina, a koje operator sustava nije mogao predvidjeti niti ih je mogao spriječiti, otkloniti ili izbjeći. U okviru izvanredne revizije moguće je revidirati sve elemente koji se koriste u izračunu dozvoljenog prihoda i u izračunu iznosa tarifnih stavki za tekuće regulacijsko razdoblje.

Kao dodatna mjera u sektoru plina propisana je mogućnost uvođenja regulatornog računa. To je opcijski model ekonomske regulacije kojim se operatoru sustava u kasnijim godinama regulatornog računa omogućava nadoknada prihoda koji su u početnim godinama ostvareni u iznosu manjem od dozvoljenih prihoda koji bi proizašli primjenom redovnog modela regulacije. Naime, u slučaju značajnih investicija u postojeću infrastrukturu ili kod potpuno nove infrastrukture, redovni model regulacije nije odgovarajući jer značajne investicije koje stavljanjem u uporabu ulaze u regulatornu osnovicu utječu na intenzivan rast iznosa dozvoljenih kapitalnih troškova u prvim godinama projekta. Istovremeno, velike investicije u početnom razdoblju često prati i malo korištenje sustava. Isto bi rezultiralo nekonkurentno visokim tarifnim stavkama za korištenje sustava u istom razdoblju, što bi predstavljalo negativan faktor za odluku o investiranju u projekt. Stoga se regulatorni račun odobrava na način da operator sustava ostvaruje kumulativno jednake dozvoljene prihode kao i bez primjene regulatornog računa, ali

različitom vremenskom dinamikom. Razdoblje za koje se uspostavlja regulatorni račun ne može biti kraće od dva regulacijska razdoblja niti duže od 30 godina. Ovakav mehanizam ujedno onemogućuje diskriminiranje novih korisnika koji sustav koriste u prvim godinama, jer će tarifne stavke biti ujednačene i bez fluktuacija u cijelom razdoblju za koje će se voditi regulatorni račun.

Kao stopa povrata na regulirana sredstva koristi se nominalni ponderirani prosječni trošak kapitala prije oporezivanja (WACC). Kao mjera izbjegavanja sistemskog rizika, stopa povrata na vlasnički kapital izračunava se primjenom CAPM modela, a stopa povrata na dužnički kapital utvrđuje se kao prosječna ponderirana kamatna stopa na investicijske kredite koje operator sustava koristi za financiranje reguliranih sredstava. Udjeli dužničkog i vlasničkog kapitala utvrđeni su kao ciljani udjeli u iznosu od 50%, što predstavlja teoretski optimalnu distribuciju kapitala te u dobroj mjeri aproksimira efekt financijske poluge. U tom smislu, unaprijed definirani omjer dužničkog i vlasničkog kapitala u izračunu WACC-a u znatnoj mjeri umanjuje regulatorni rizik, a istovremeno je poticaj operatoru sustava da razmotri stvarno korištenu strukturu kapitala. Osim toga, primjena ciljanog omjera omogućuje jednaki tretman i pristup izračunu WACC-a za sve energetske subjekte u plinskim infrastrukturnim djelatnostima. Odluka o stvarnoj kapitalnoj strukturi u redovitom poslovanju i financiranju projekata i dalje ostaje na operatoru sustava, dok se ciljani omjer utvrđen metodologijama utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za plinske infrastrukturne djelatnosti u Republici Hrvatskoj odnosi isključivo na izračun WACC-a. Dodatno, kao poticajni element WACC-a propisana je premija za razvoj poslovanja energetske djelatnosti upravljanja terminalom za UPP koja odražava dodatni rizik razvoja poslovanja terminala za UPP, a primjenjuje se za određeno vremensko razdoblje, te se utvrđuje ovisno o iskorištenosti terminala za UPP i drugim rizicima sukladno Metodologiji i kriterijima za ocjenu ulaganja u infrastrukturne projekte.