

TARIFNA STAVKA ZA ENERGIJU PREDANU U MREŽU

Davorin Brkić, mag. ing. el. techn. inf.
dbrkic@hera.hr

- inačica s korekcijama iz siječnja 2024.

Stavovi izneseni u referatu su osobna mišljenja autora, nisu obvezujući za poduzeće/instituciju u kojoj je autor zaposlen te se ne moraju nužno podudarati sa službenim stavovima poduzeća/institucije

SADRŽAJ IZLAGANJA

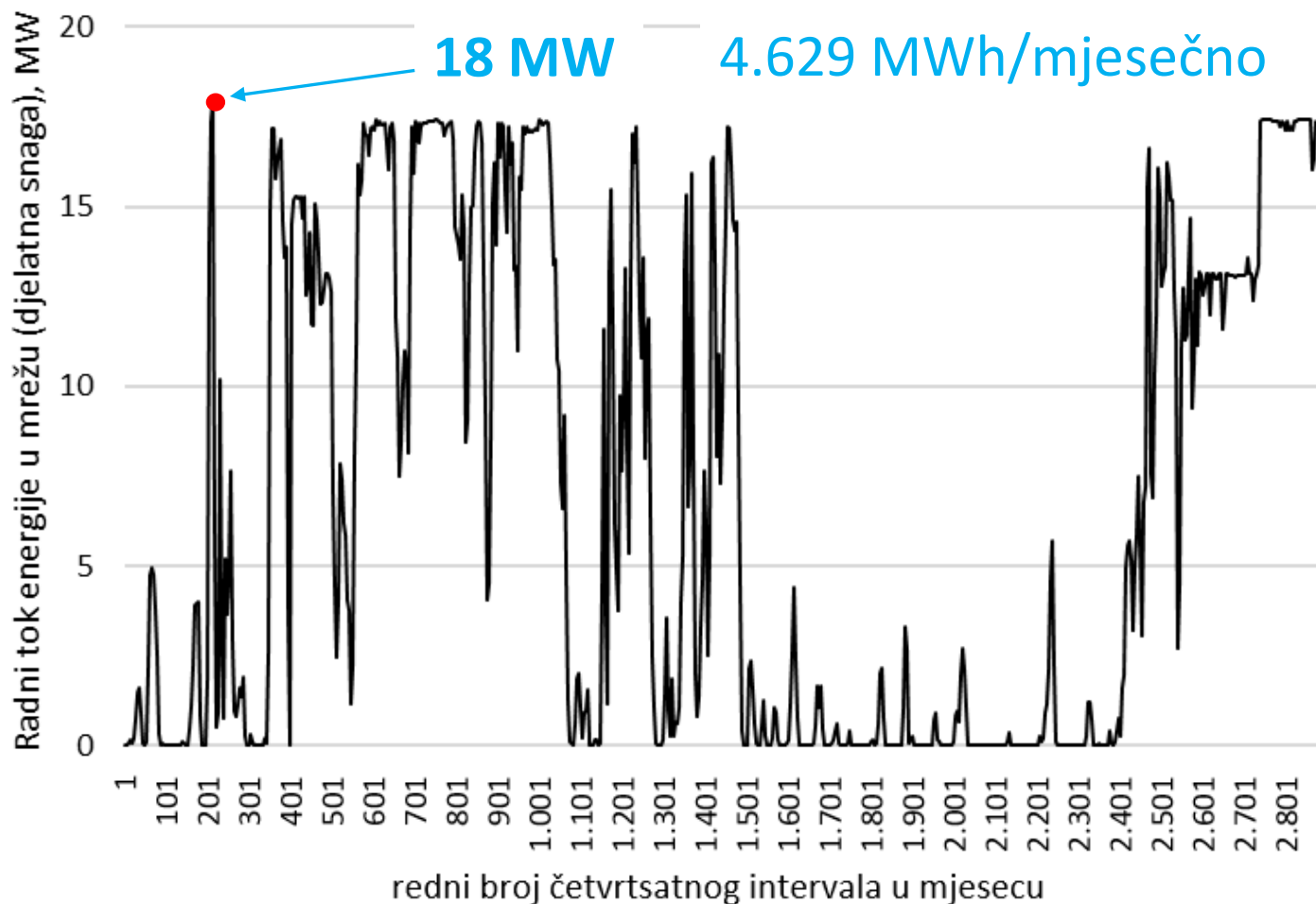
- I. Od kuda tarifna stavka za energiju predanu u mrežu u Hrvatskoj
- II. Što je u Hrvatskoj tarifna stavka za energiju predanu u mrežu
- III. Mreža se projektira na tok energije (snagu) a ne na mjesečnu količinu energije predane u mrežu
- IV. Prijenosne tarifne stavke za proizvođače u Europskoj uniji
- V. Distribucijske tarifne stavke za proizvođače u Europskoj uniji
- VI. Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh
- VII. Struktura troškova HEP-ODS-a
- VIII. Struktura troškova HOPS-a
- IX. Gdje se prihodi od tarifne stavke za proizvođača nalaze među rashodima i ostalim prihodima
- X. Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH
- XI. ACER-ove istaknute preporuke iz siječnja 2023.
- XII. Sažetak
- XIII. Literatura

Od kuda tarifna stavka za energiju predanu u mrežu u Hrvatskoj

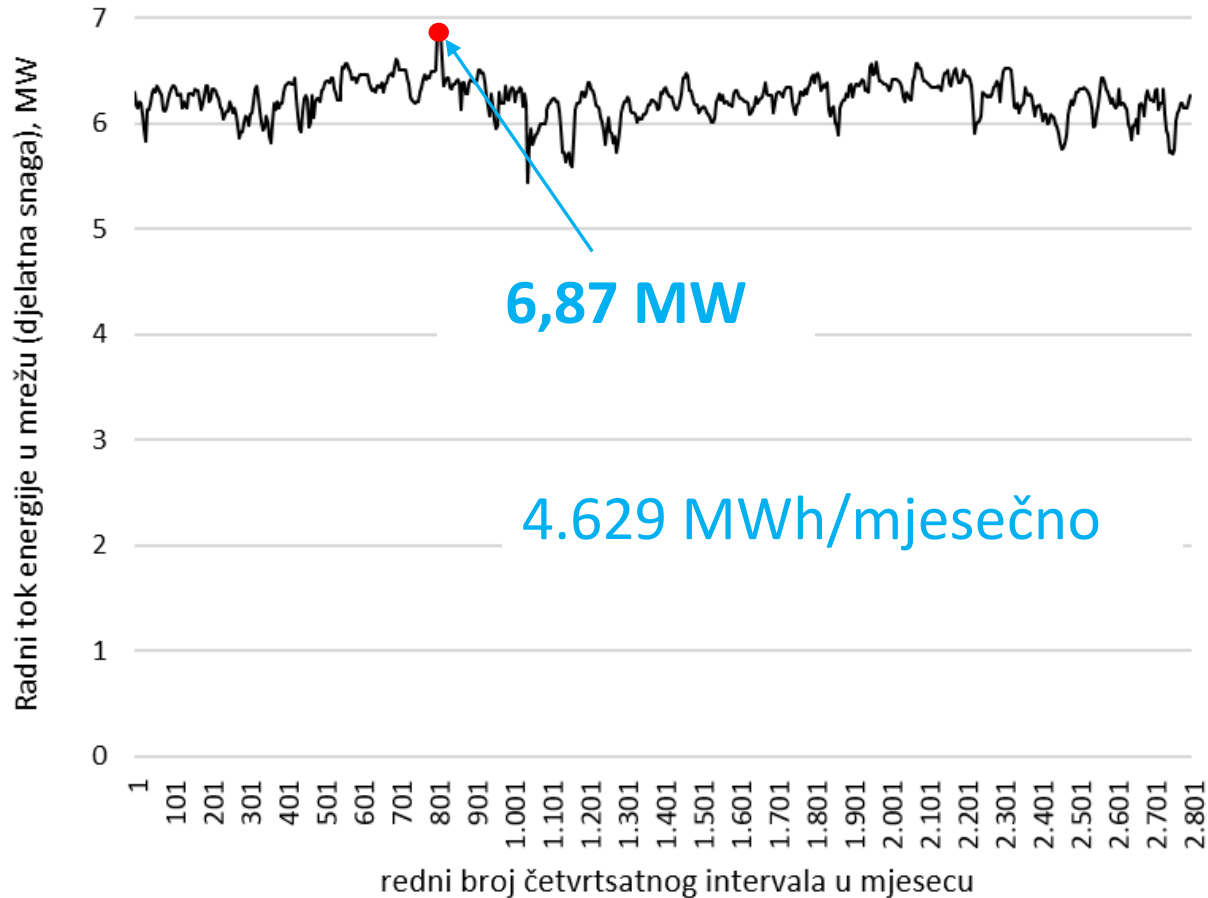
*„Proizvođač električne energije **koji ima dozvolu za proizvodnju električne energije** dužan je plaćati tarifu za korištenje mreže za energiju koju predaje u prijenosnu odnosno distribucijsku mrežu sukladno metodologijama za određivanje iznosa tarifnih stavki za prienos odnosno distribuciju električne energije“*

Zakon o tržištu električne energije
(„Narodne novine“, broj 111/21. i 83/23.)

Što je u Hrvatskoj tarifna stavka za energiju predanu u mrežu (1/2)



Što je u Hrvatskoj tarifna stavka za energiju predanu u mrežu (2/2)

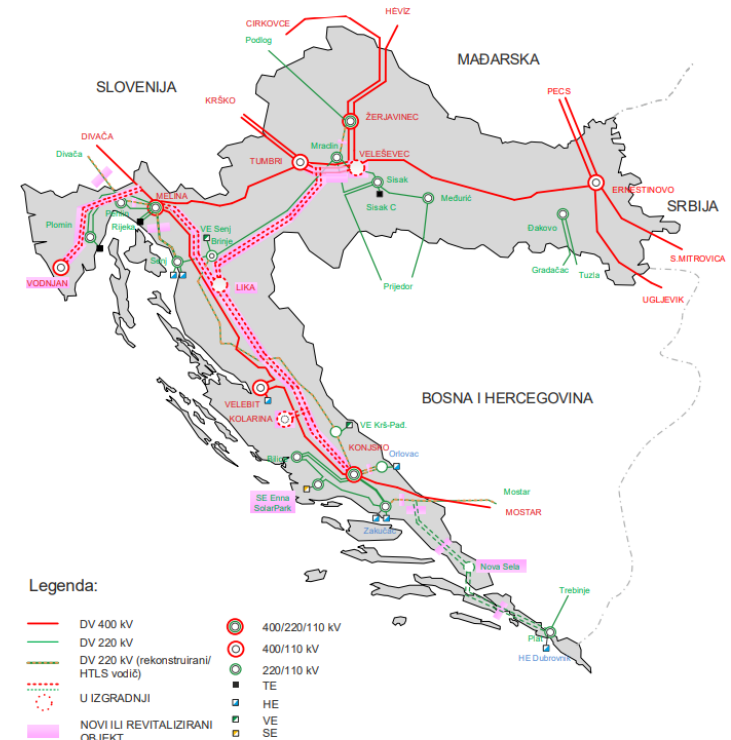
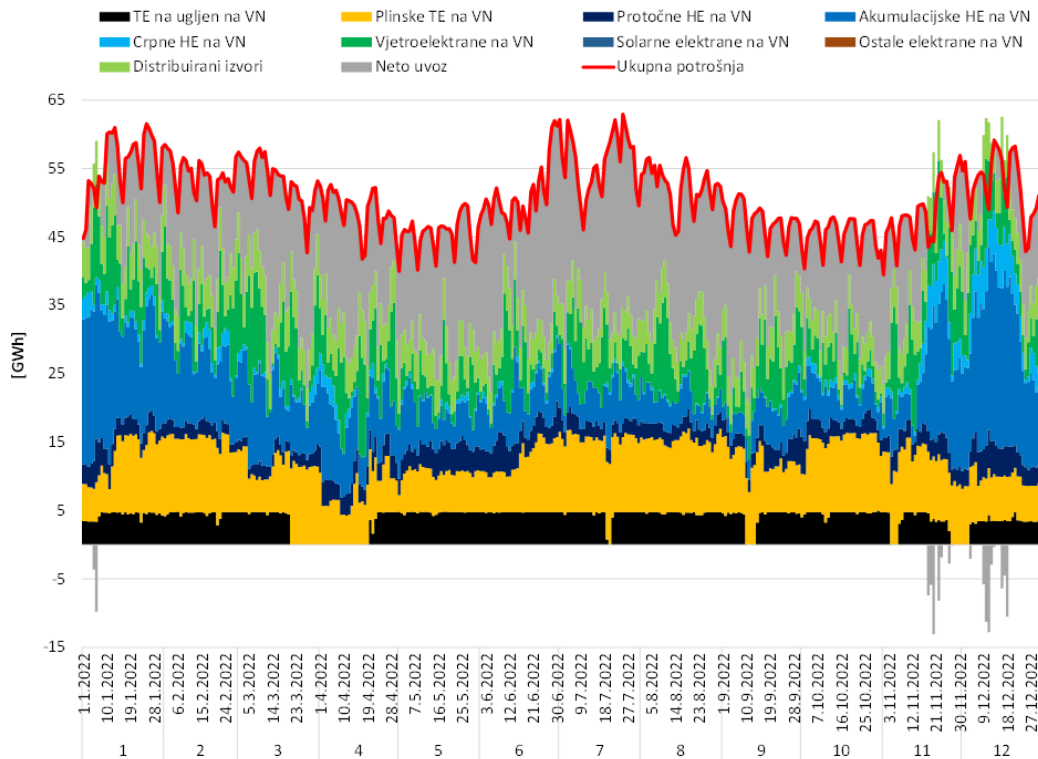


Mreža se projektira na tok energije (snagu) a ne na mjesečnu količinu energije

2022. – 2032.

„...infrastructure costs show correlation with peak capacity, while losses and system costs show correlation with injected energy,...”, ACER, siječanj 2023.

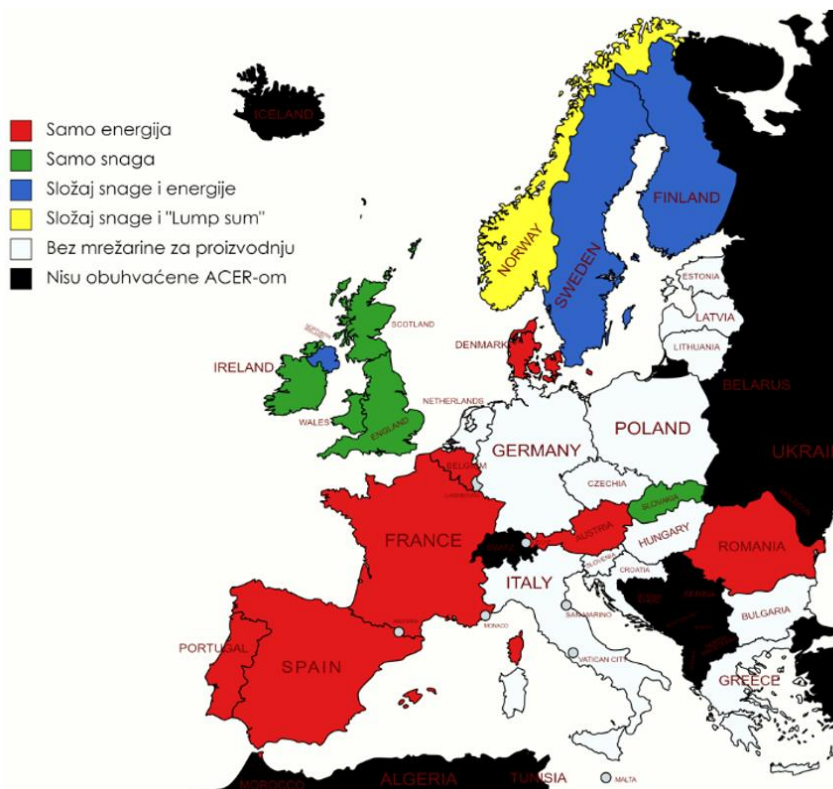
- Maksimalni satni tok vjetroenergije 892 MW (2,2 TWh / 13,2 TWh)
- Minimalni tok potrošnje 1.212 MW, maksimalni 3.126 MW, potrošnja 18,5 TWh



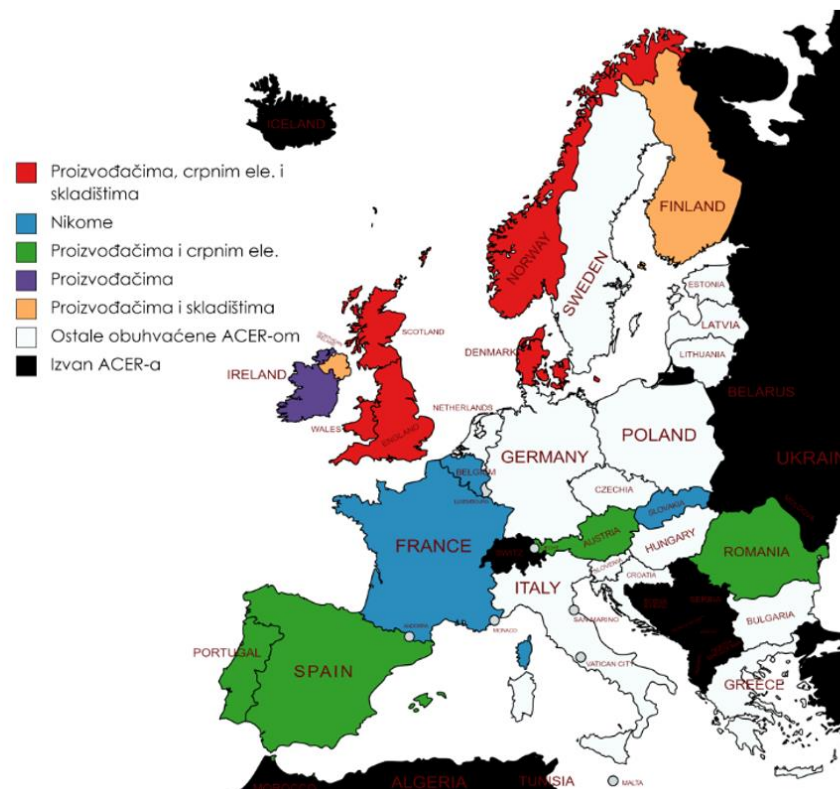
Slika 4.10. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže krajem 2032. godine

Izvor slika: HOPS (2022.) DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE 2023. - 2032. S DETALJNOM RAZRADOM ZA POČETNO TROGODIŠNJE I JEDNOGODIŠNJE RAZDOBLJE, HERA (2023.) Godišnje izvješće za 2022.

Prijenosne tarifne stavke za proizvođače u Europskoj uniji (ACER 2019. i 2021.)



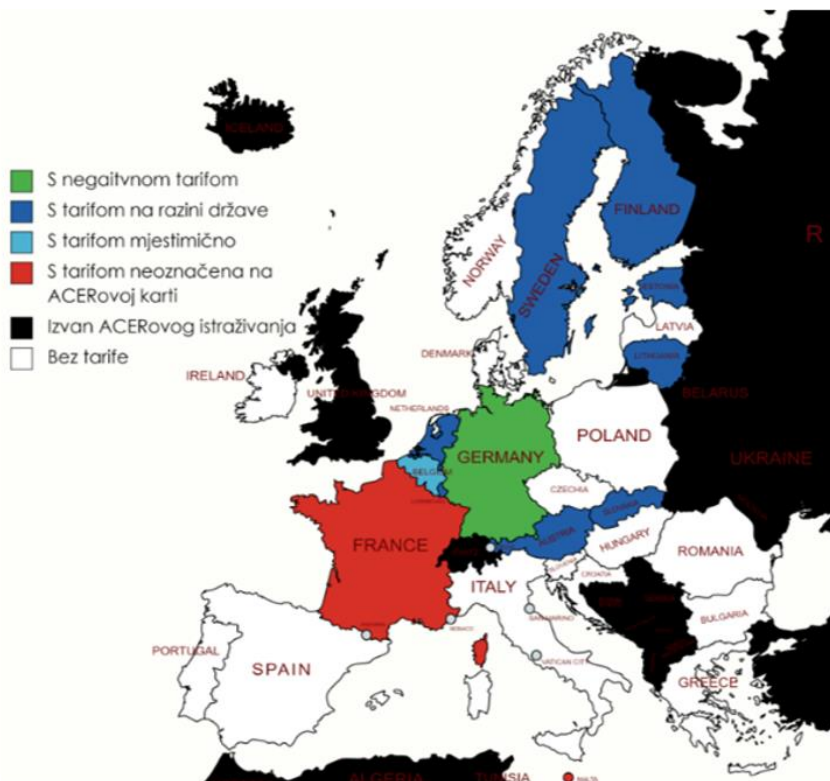
(a) Države koje primjenjuju primjenjuju tarifu za prijenos



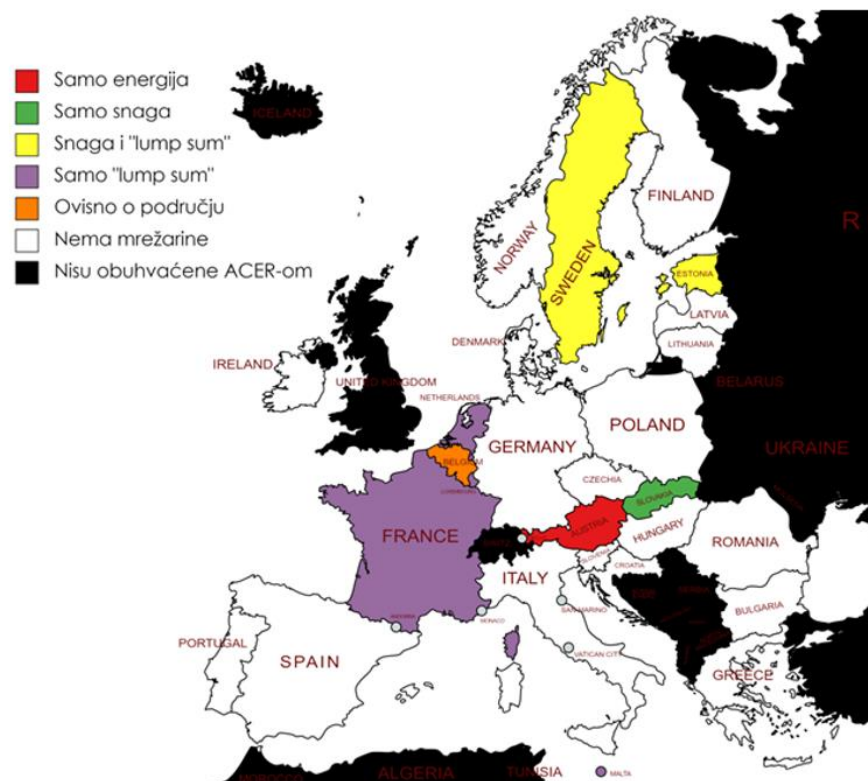
(b) Prijenosna mrežarina po tipovima isporučitelja u mrežu na distribucijskoj mreži

Distribucijske tarifne stavke za proizvođače u Europskoj uniji (ACER 2019. i 2021.)

„lump sum” je paušal,
glavarina, €/mesečno



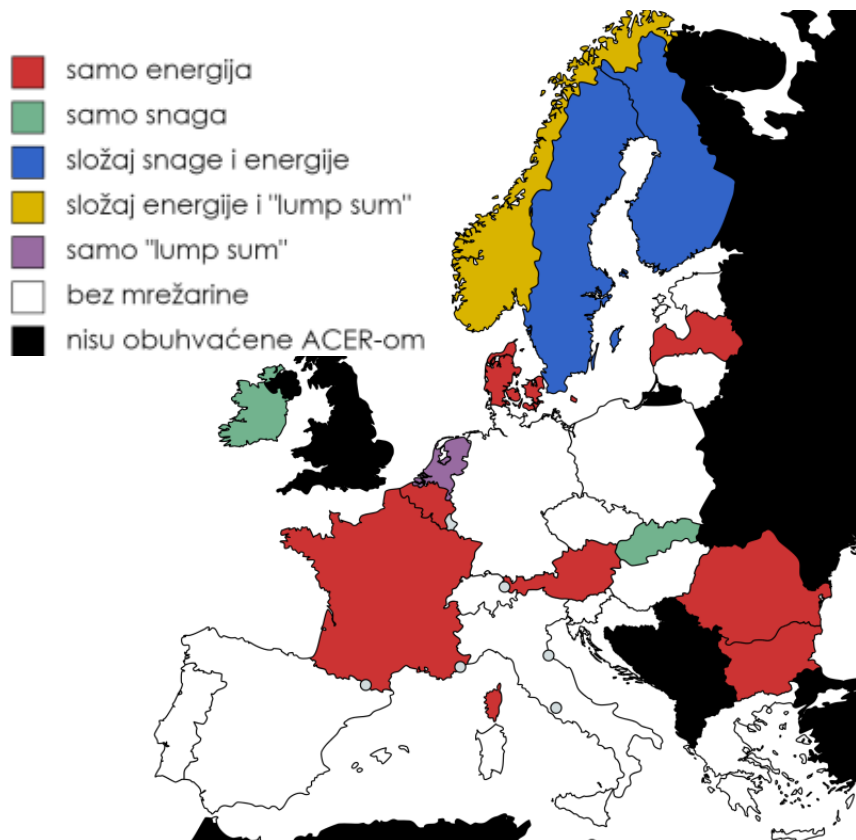
(a) Države koje primjenjuju primjenjuju tarifnu stavku za proizvođače na distribuciji



(b) Tip distribucijske distribucijske tarifne stavke

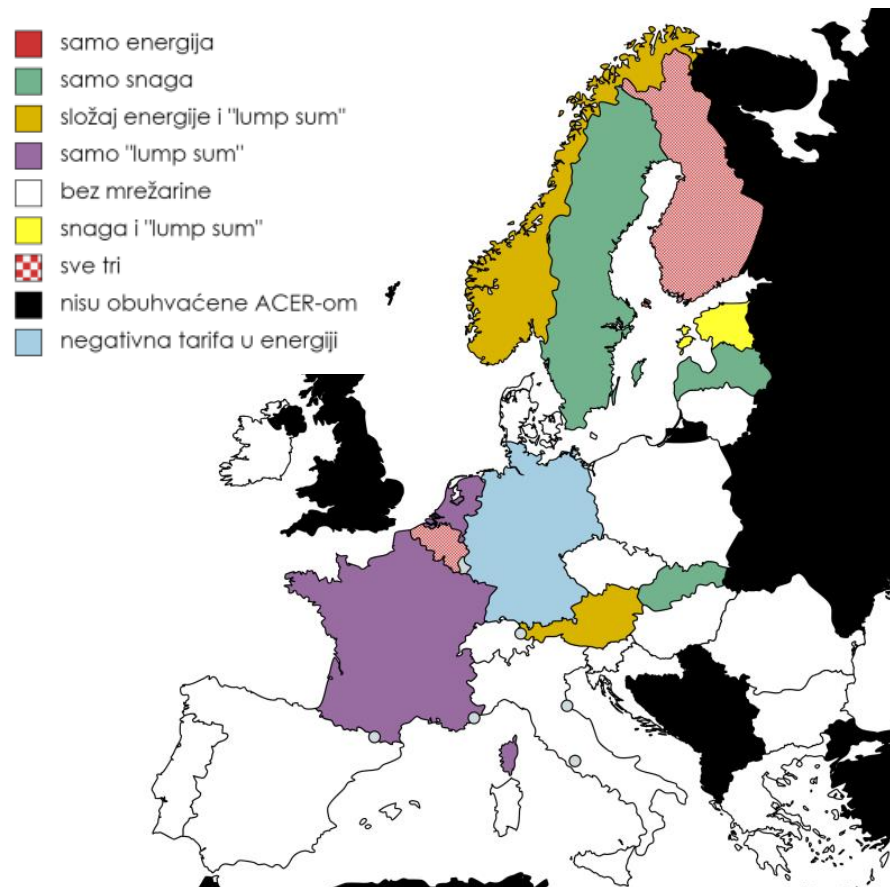
Noviji podaci (ACER 2023.)

„lump sum” je paušal,
glavarina, €/mjesečno



injection charge za prienosnu mrežu

Izvori podataka za izradu slike: ACER(2023.), „ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe”, alat za izradu slike <https://www.mapchart.net/europe.html>



injection charge za distribucijsku mrežu
(u Belgiji se složaj razlikuje u tri područja)

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (1/10)

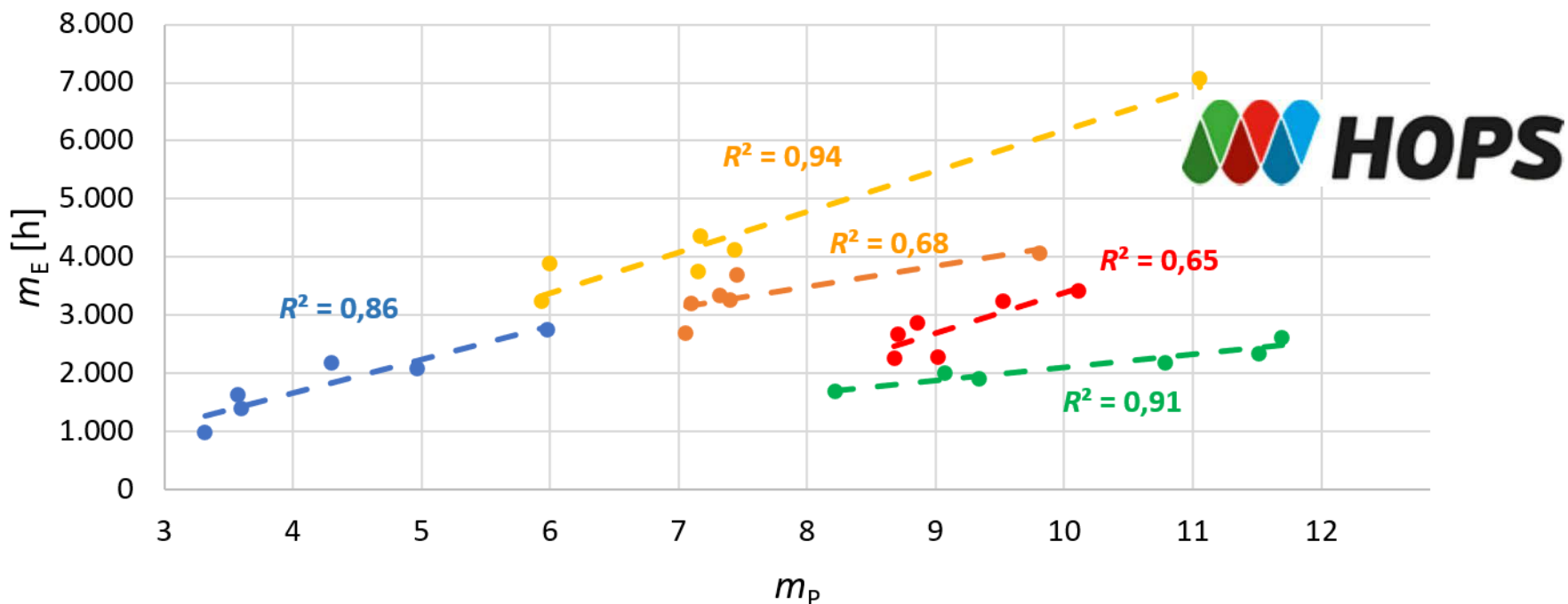
po tehnologijama za HOPS-a - cijena 107 €/MW



Tip tehnologije [€/MWh]	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
akumulacijske hidroelektrane	0,33	0,43	0,32	0,35	0,41
protočne hidroelektrane	0,24	0,28	0,23	0,24	0,22
crpne hidroelektrane	0,52	0,55	0,58	0,52	0,56
vjetroelektrane	0,52	0,52	0,53	0,48	0,53
plinske termoelektrane	0,36	0,26	0,28	0,24	0,21
termoelektrane na ugljen	0,17	0,20	0,17	0,18	0,20

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (2/10)

Parovi broja sati rada (m_E) i obračunske vršne radne snage (m_P) na priključnoj snazi



● akumulacijske ● protočne hidroelektrane ● vjetroelektrane ● ugljen ● prirodni plin

$m_E = E_{\text{isporučeno}} / \text{priključna snaga}$, $m_P = (P_{\text{siječanj}} + P_{\text{veljača}} + \dots + P_{\text{prosinac}}) / \text{priključna snaga}$, podaci od 2016. do 2021.

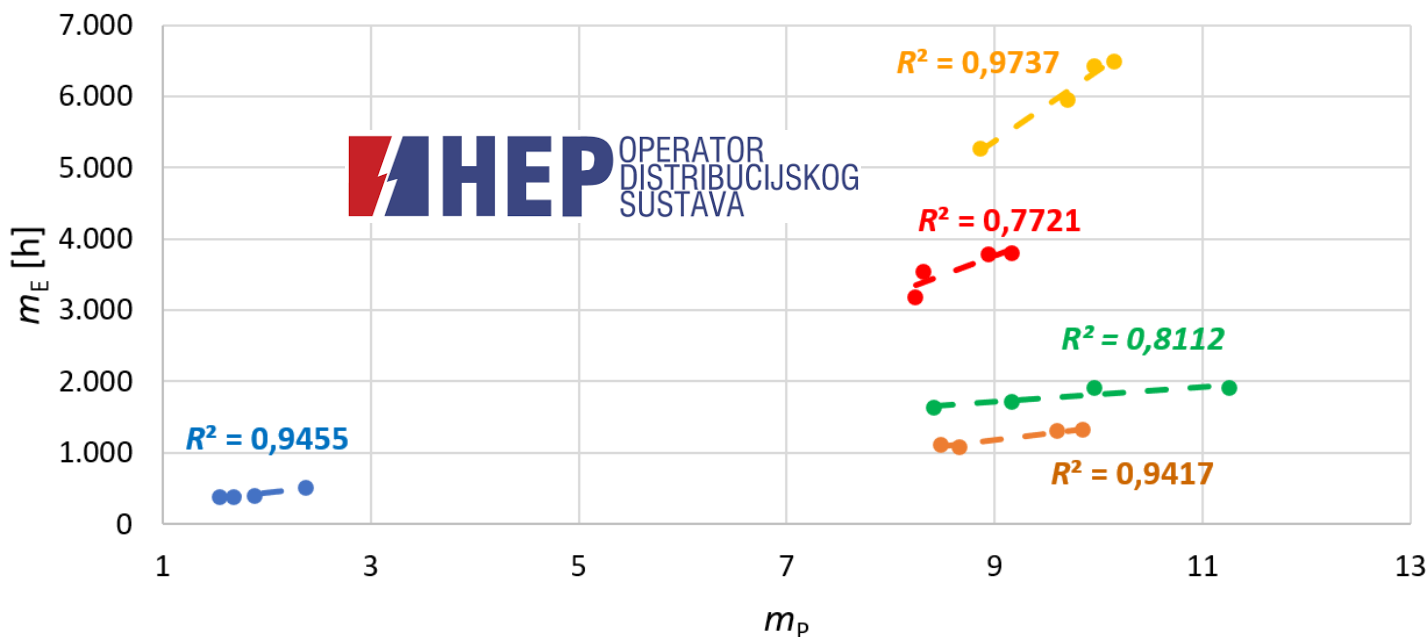
Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (3/10)

po tehnologijama za HEP-ODS-a - cijena 189 €/MW

Tip tehnologije [€/MWh]	2018.	2019.	2020.	2021.
Biomasa	0,33	0,31	0,30	0,29
Bioplin	0,30	0,30	0,29	0,29
Ostalo	0,89	0,90	0,79	0,82
Sunce	1,41	1,38	1,52	1,44
Vjetar	1,01	0,99	1,12	0,98
Voda	0,45	0,46	0,49	0,44

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (4/10)

Parovi broja sati rada (m_E) i obračunske vršne radne snage (m_P) na priključnoj snazi



● voda
● ostalo

● sunce

● vjetar

● bioplina i biomasa

Izvor podataka:
HEP-ODS

$$m_E = E_{\text{isporučeno}} / \text{priključna snaga}, \quad m_P = (P_{\text{siječanj}} + P_{\text{veljača}} + \dots + P_{\text{prosinac}}) / \text{priključna snaga}, \text{ podaci od 2018. do 2021.}$$

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (5/10)

po tehnologijama za HEP-ODS - cijena 189 €/MW



po tehnologijama za HOPS - cijena 107 €/MW



Specifični trošak po isporučenom MWh po tehnologijama
proporcionalan je s iznosom tarifne stavke

Ako se specifični trošak (€/MWh) za HOPS uz cijenu 107 €/MW žele
pretvoriti u vrijednosti s HEP-ODS-ovom cijenom 189 €/MW, HOPS-
ove specifične vrijednosti treba pomnožiti s $189/107$

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (6/10)

u 2022. za 2023. HOPS je izračunao **129 €/MW**
(procjena prihoda **5,1 mil. eura**), za 2024. 125 €/MW



u 2022. za 2023. HEP-ODS je izračunao **162 €/MW**
(procjena prihoda **0,56 mil. eura**, **0,36 €/MWh**)



$$TS_{VS, G+1, 11}^{DM, pro., max} = \frac{\sum_{te=1}^{n_{teh}} (m_{E, G, te}^{\min} \cdot P_{G+1, te}^{proc. prik. snaga pro.})}{\sum_{te=1}^{n_{teh}} (m_{P, G, te}^{\max} \cdot P_{G+1, te}^{proc. prik. snaga pro.})} \cdot C^{gran} = 162 \text{ € / MW}$$

Opis tehnologije s primarnim izvorom	A	B	C	D=A*B	E=A*C
	$P_{G+1, te}^{proc. prik. snaga pro.}$	$m_{E, G, te}^{\min}$	$m_{P, G, te}^{\max}$		
sunčana elektrana	21,165	1.079,57	9,85	22.849	208
hidroelektrana	72,773	3.187,11	9,17	231.936	667
elektrana na biomasu	89,239	4.497,61	9,79	401.362	874
elektrana na bioplín	41,86	6.521,66	10,84	272.997	454
vjetroelektrana	130	1.628,30	11,26	211.679	1.464
elektrana na ostale izvore	26,028	373,15	2,38	9.712	62
geotermalna elektrana	20	5.015,93	7,96	100.319	159

Izvor plavih podataka: HEP-ODS

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (7/10)

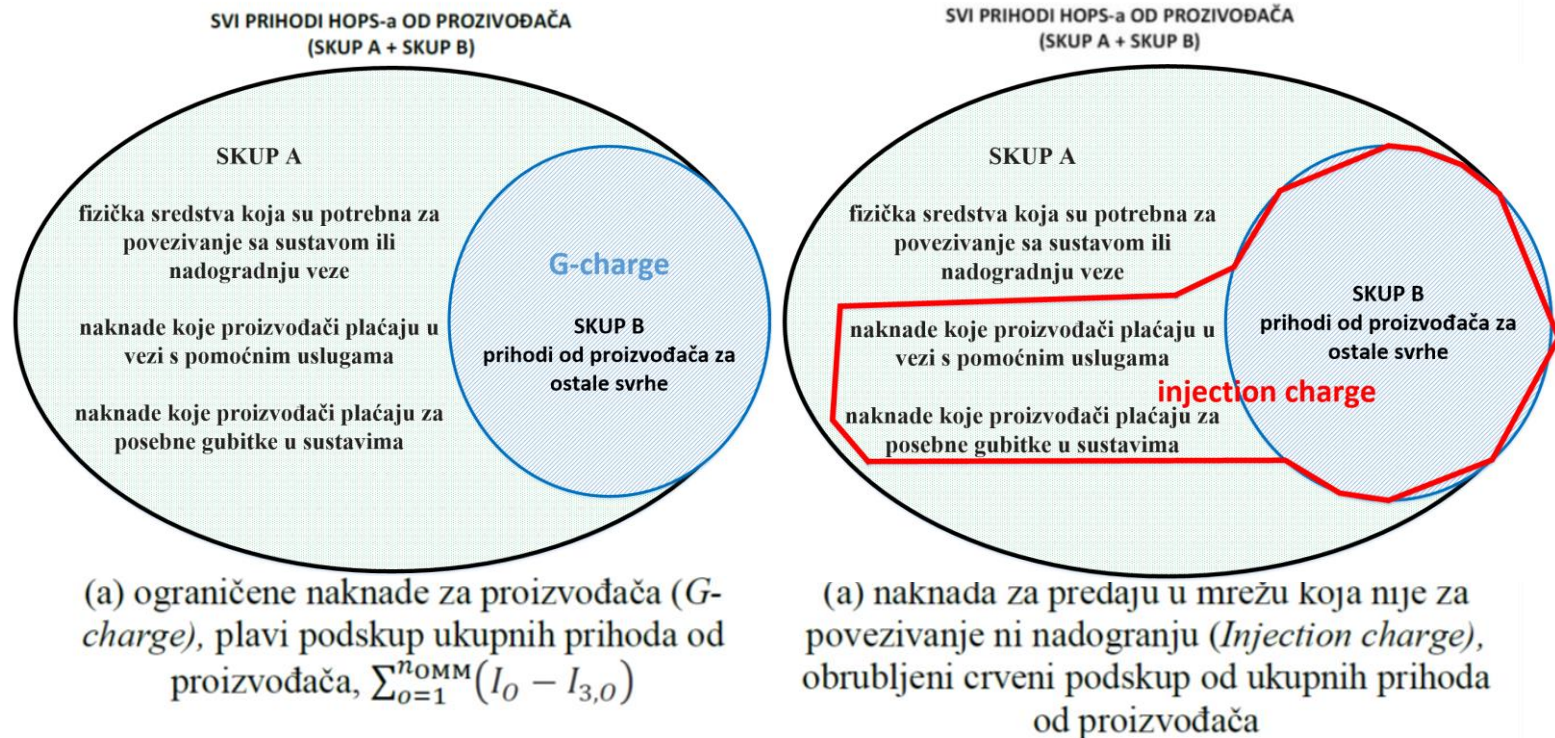
Područje	Prosječan G-charge koji su platili proizvođači za prijenos električne energije [€/MWh]									Ograničenje po Uredbi 838/2010
	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	
Danska	0,4	0,4	0,4	0,38	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,2
Finska	0,7	0,85	0,9	0,7	0,92	0,93	NP	NP	NP	1,2
Francuska	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,2				0,5
Irska	2,03	2,33	0	2,15	1,98	2,11	2,4	2,5	2,5	2,5
Norveška	1,00	1,17	1,04	1,1	1,1	1,1	1,1	1,16	1,2	1,2
Portugal	0,5	0,5	0,5	0,5	0,46	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Rumunjska	2,25	1,97	1,22	0,37	0,2	0,24	0,25	0,27	0,26	2
Slovačka	BP	0,5	0,5	0,4974	0,48	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Španjolska	0,5	0,65	0,77	0,5	0,5	0,5	0,5	BP	BP	0,5
Švedska	0,83	2,04	0	0,63	0,74	NP	NP	0,83	0,84	1,2
Velika Britanija	1,98	1,72	1,36	NP	1,05	1,16				2,5
Sjeverna Irska	1,68	0,4	0,4	1,29	1,46	2,16				2,5
Latvija	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	0,535	0,5

UREDBA 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, Izvor podataka za tablicu: ACER (2019.), „Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe“ i ACER (2023.), .), „ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe“

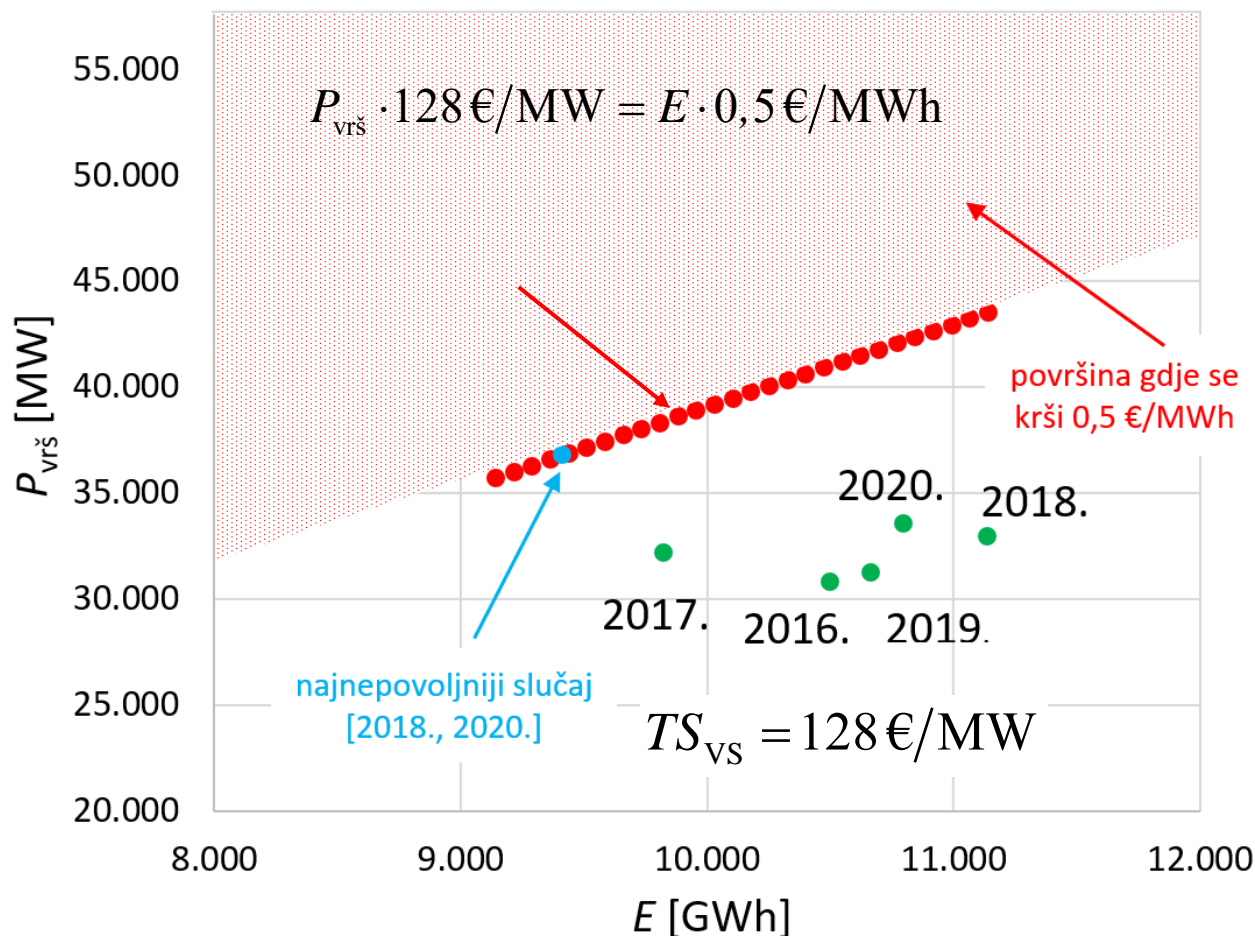
NP – nema podatka,
BP – bez primjene

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (8/10)

- DIO B točka 2. i 3. *Uredbe 838/2010* definira podskup B
 - ograničenje za HOPS 0,5 €/MWh (*G-Charge*)
- plavi podskup je *G-charge* dok je crveno obrubljeni podskup *injection charge*

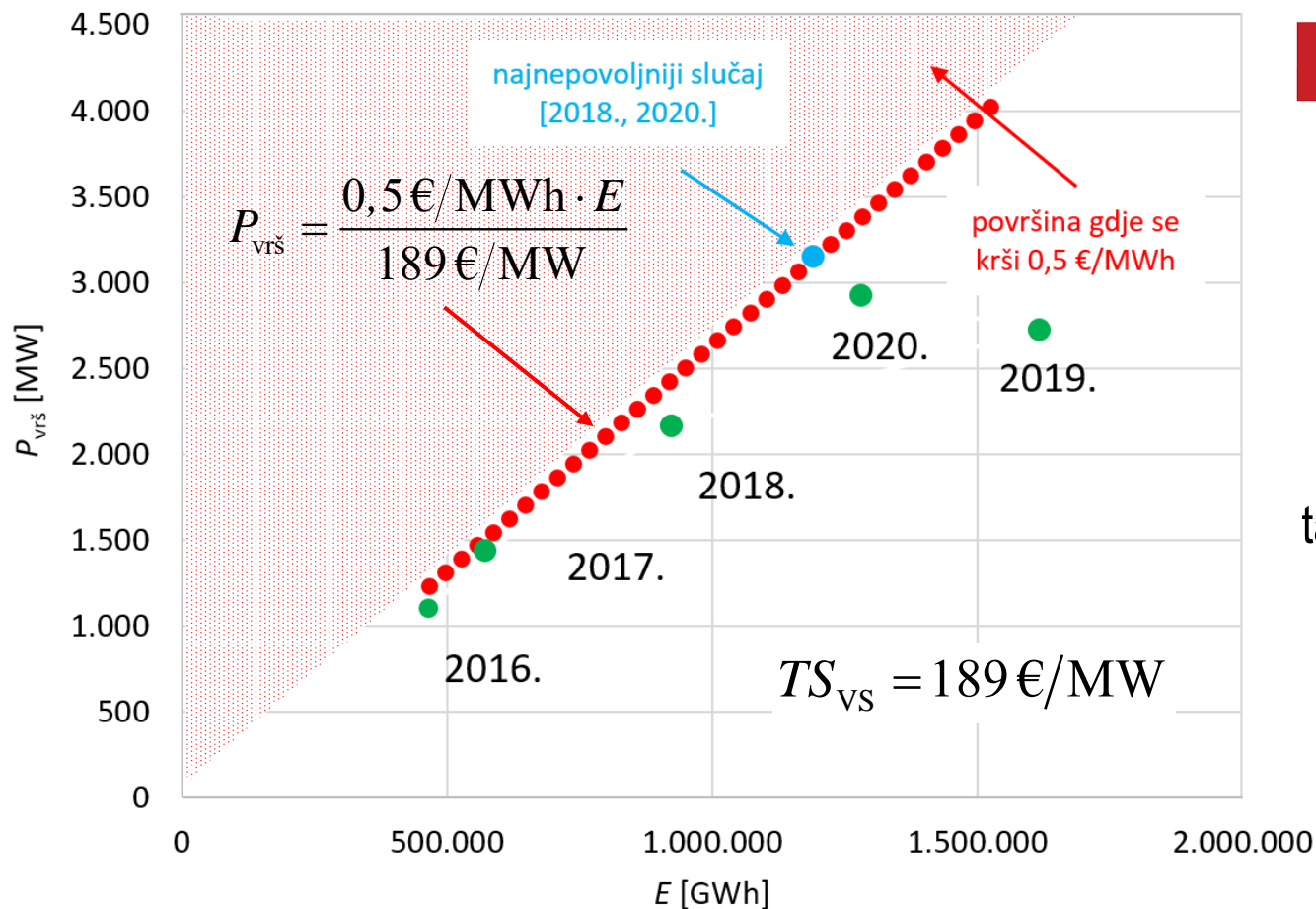


Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (9/10)



zabranjeno područje u slučaju da je iznos tarifne stavke 128 €/MW

Koliki je trošak tarifne stavke za elektranu po isporučenom MWh (10/10)

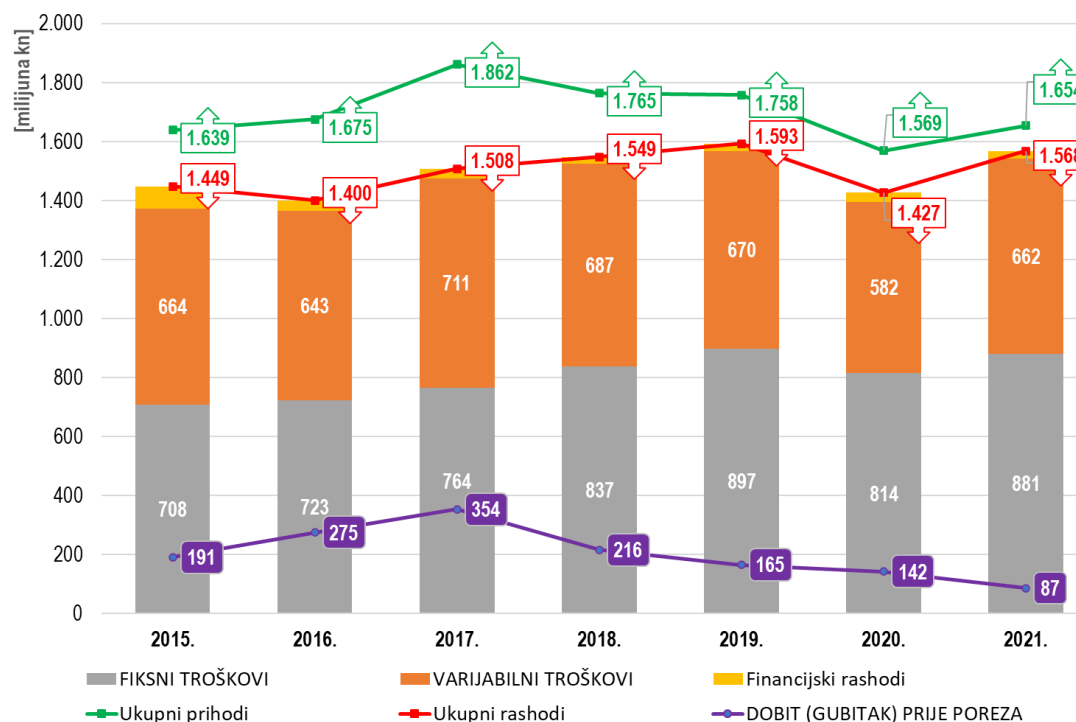


zabranjeno područje u slučaju da je iznos tarifne stavke 189 €/MW

Struktura troškova HOPS-a

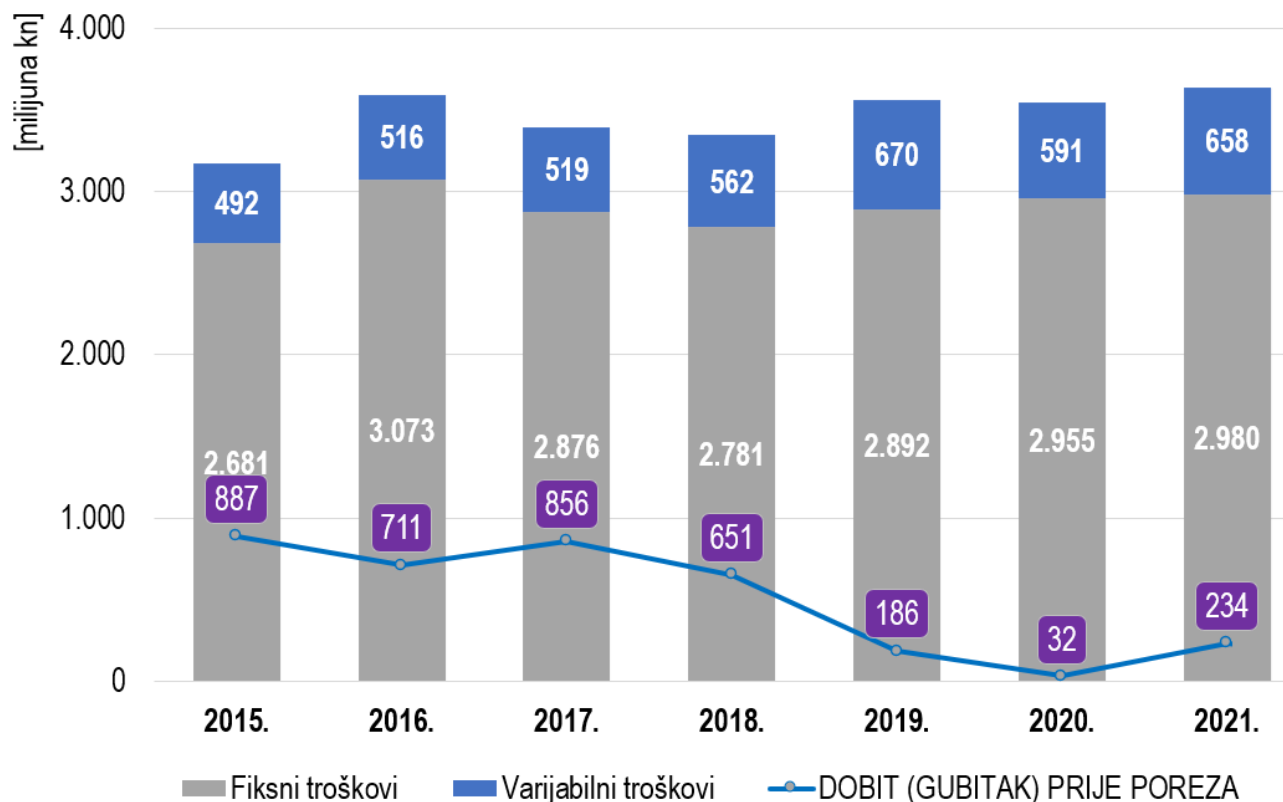


- Od 2015. do 2021. prevladavali su fiksni prijenosni troškovi
- Potrošači su u prosjeku plaćali veću naknadu za priključenje u odnosu na prosječne proizvođače (€/kW)
- Procijenjeni prihod HOPS-a uz **107 €/MW** je od 2016. do 2020. bio od **3,3 do 4,6 milijuna €**
- Sustavski trošak po MWh isporučene električne energije je **0,31 do 0,35 €/MWh**



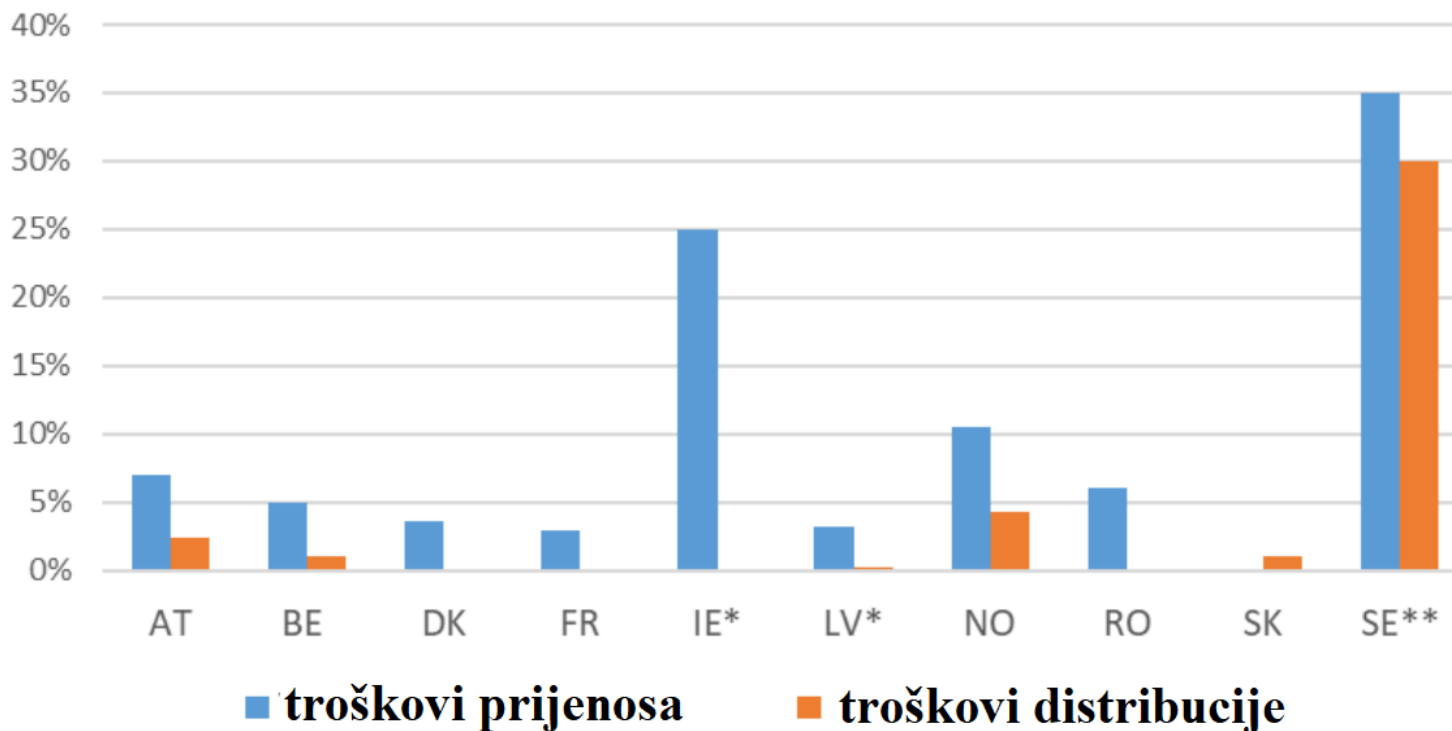
Struktura troškova HEP-ODS-a

- Od 2015. do 2022. prevladavali su fiksni distribucijski troškovi
- Potrošači su u prosjeku plaćali veću naknadu za priključenje u odnosu na proizvođače (€/kW)
- Procijenjeni prihod HEP-ODS-a uz **189 €/MW** je od 2016. do 2020. bio od **0,21 do 0,55 milijuna €**
- Sustavski trošak po MWh isporučene električne energije je **0,32 do 0,48 €/MWh**



Udio *injection charge*-a u troškovima (2020.)

- Procjena za HEP-ODS **0,1%**, 0,5 mil. € / 427 mil. € (2020.)
- Procjena za HOPS **2,7%**, 5 mil. € / 186 mil. € (2020.)



Gdje se prihodi od tarifne stavke za proizvođača nalaze među rashodima i ostalim prihodima (1/2)

ACER 
European Union Agency for the Cooperation
of Energy Regulators

ACER

Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe

January 2023

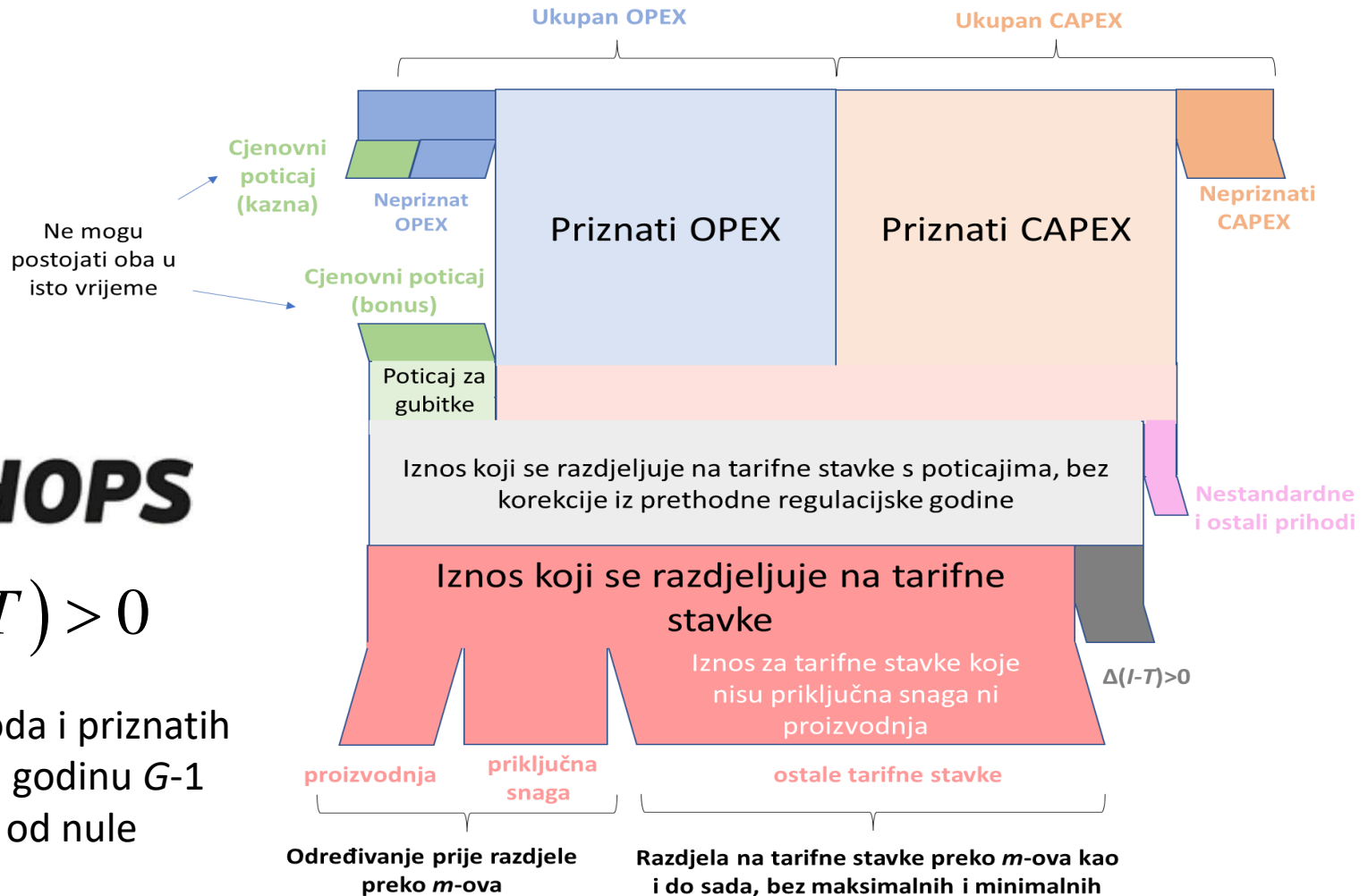
PLEASE CONTACT ELECTRICITY@ACER.EUROPA.EU REGARDING THIS DOCUMENT FOR
ANY QUESTIONS YOU MIGHT HAVE.

Tig Republike 3
1000 Ljubljana
Slovenia

The split of the costs allocated to generation can be obtained in various ways, as summarised below (for more information please refer to Table 14 and Table 15 in Annex 1):

- The split can start by setting the level of the injection charges, while the remaining costs are allocated to withdrawal charges: administratively set injection charge at the value of the ceiling set by the Commission Regulation (EU) No 838/2010 (in Latvia); determined based on an international benchmarking method (e.g. using the weighted average of the injection charges applied in neighbouring countries, in Belgium's Wallonia region) or; calculated by using some formula (Denmark).
- The split can be based on a decided fixed percentage of the relevant costs (i.e. ancillary services reservation costs in Belgium are allocated 50-50% to injection and withdrawal);
- The split can result from identifying the costs directly related to injection (for distribution costs in Belgium's Flanders region, for transmission costs in Romania) or the costs directly related to injection for certain purposes (e.g. exports in France);
- The split can be made by using the same unit prices of charges for injection and withdrawal, (e.g. in Slovakia the energy-based and the power-based unit prices of the charges are the same for injection and withdrawal, but for the power-based charges in case of injection only 15% of the contracted capacity is taken into account in the calculation; in Estonia the same level of power-based and lump sum charges are applied for both producers and consumers in distribution).

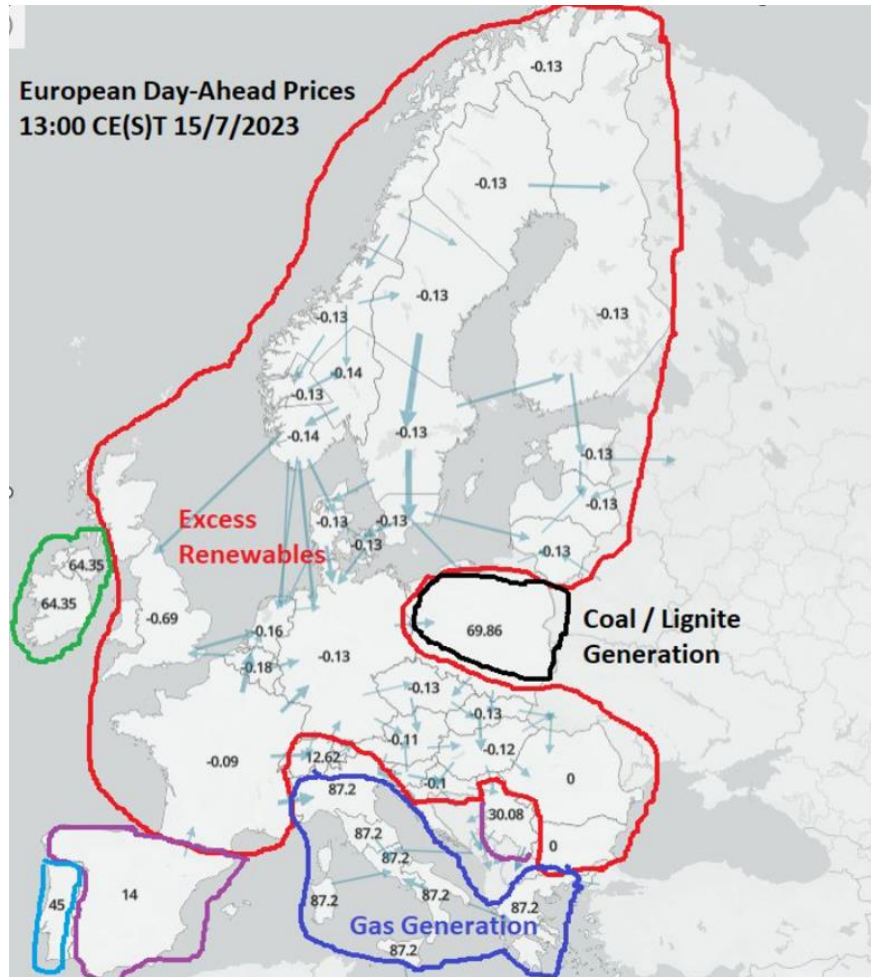
Gdje se prihodi od tarifne stavke za proizvođača nalaze među rashodima i ostalim prihodima (2/2)



$$\Delta(I - T) > 0$$

Razlika prihoda i priznatih troškova za godinu G-1 veća je od nule

Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH (1/5)

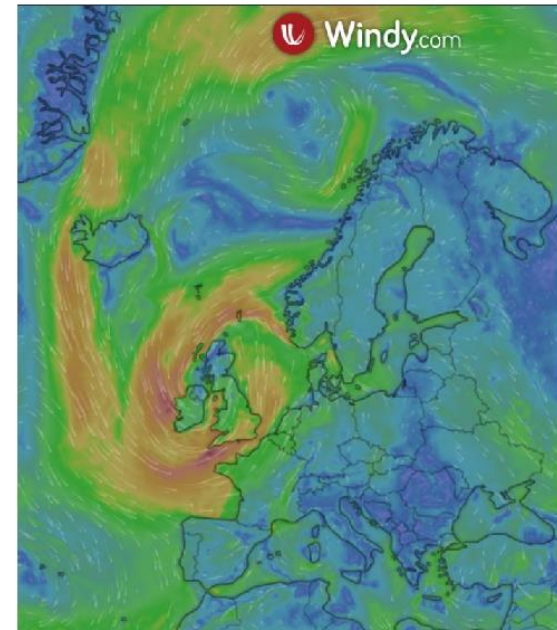


EnAppSys - Energy Insight

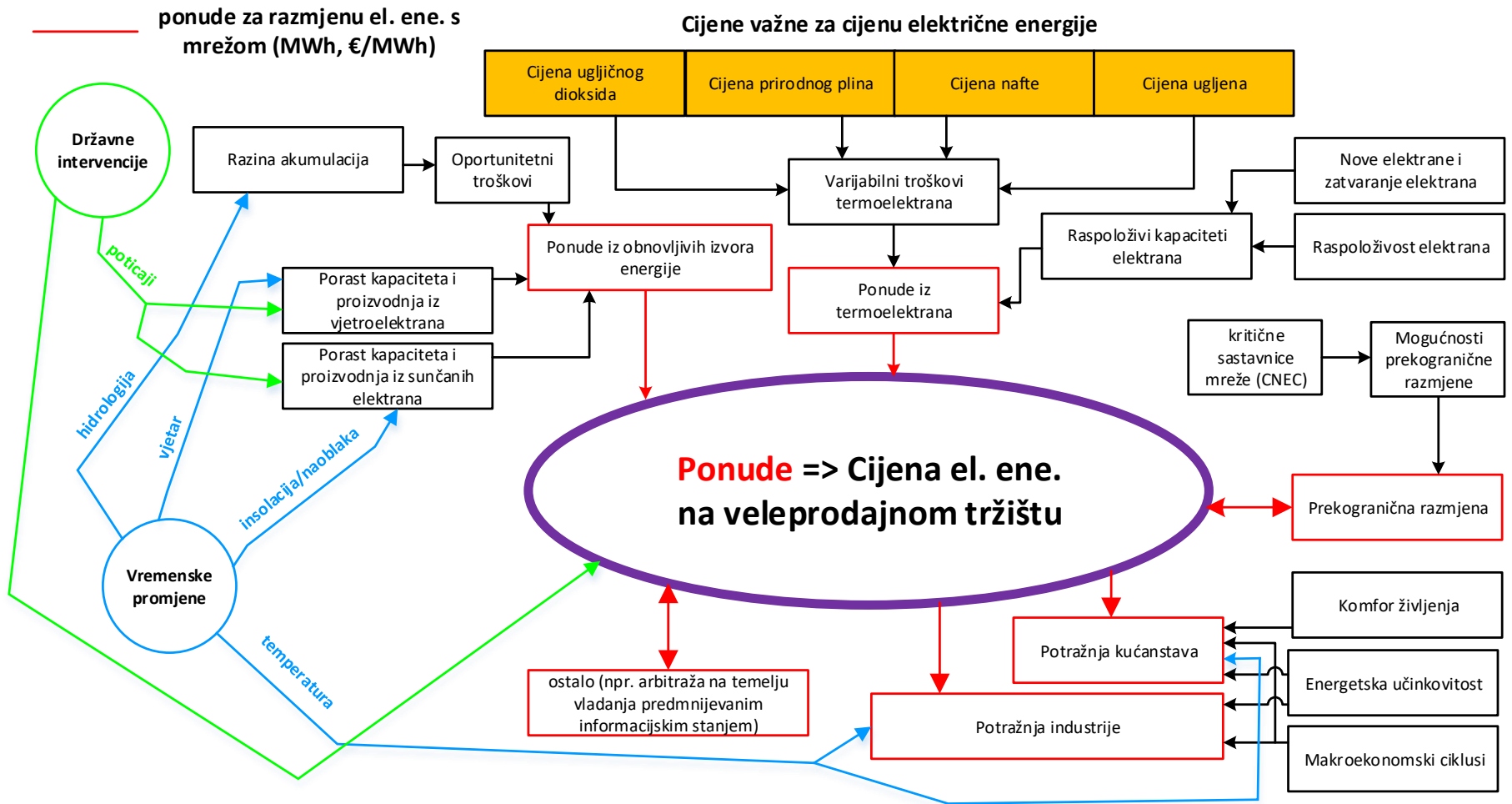
16,217 followers

1d • 🌐

EU : A glut of renewable generation in the west of Europe spreads zero or slightly negative prices outwards for Saturday afternoon for most of the continent with the exception of Italy/Greece where the price is being set by gas and Poland where it is set by coal ^PH

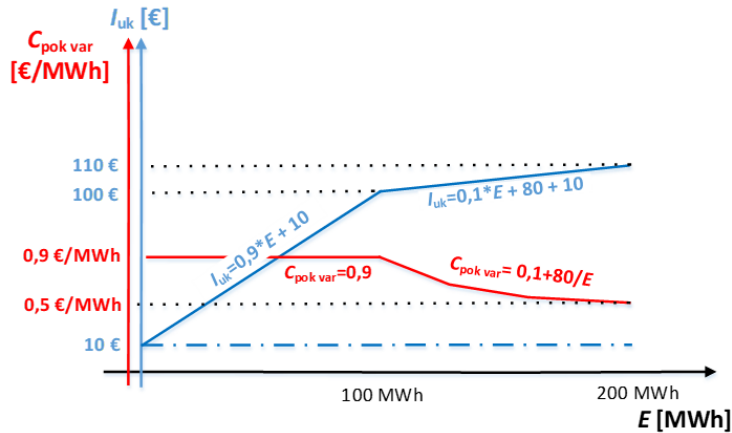


Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH (2/5)

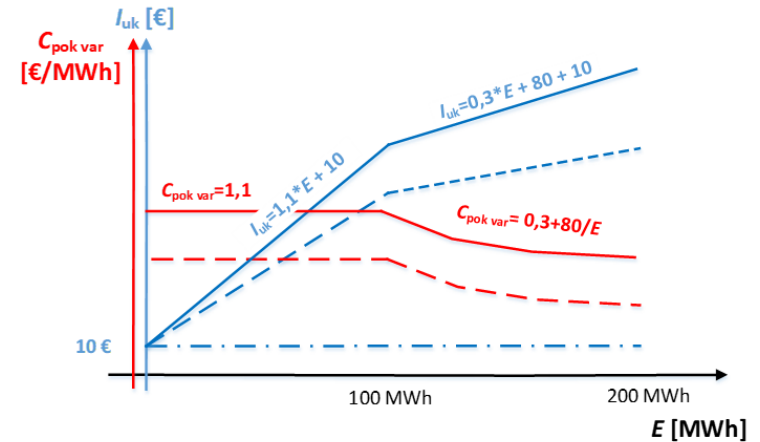


Idejni prikaz slike je uzet iz ENGIE nakon čega je izmjenjena, prezentacija „Trading in the forward timeframe“, Helene Robaye EFET-ECS Training on Trading in wholesale gas and electricity markets 10th March 2022.

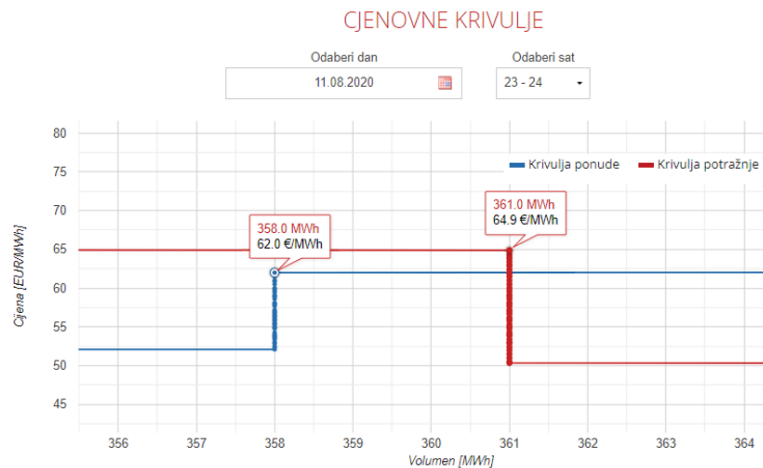
Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH (3/5)



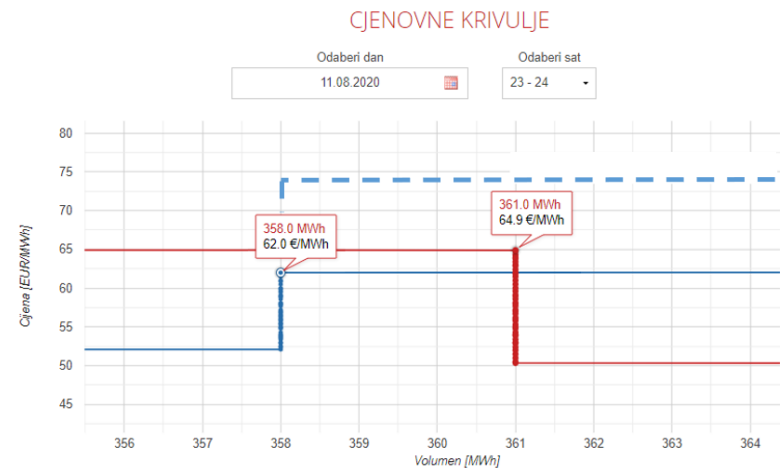
(a) proizvođač ne plaća naknadu po predanoj energiji u prienosnu mrežu



(b) proizvođač plaća naknadu po predanoj energiji u prienosnu mrežu



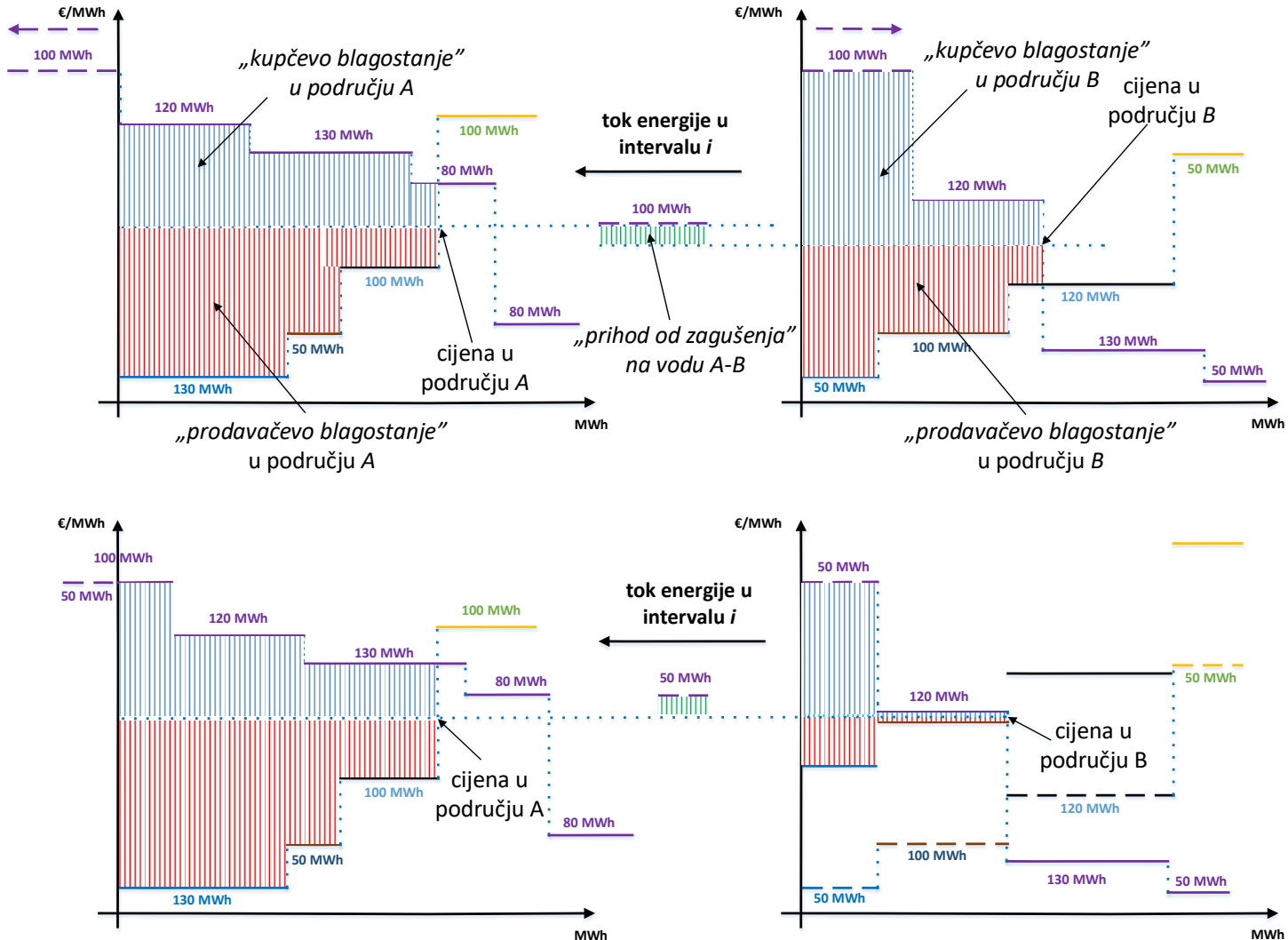
(a) cjenovne krivulje prodavača i kupaca s cropex.hr



(b) nova krivlja prodavača nakon uvođenja naknade prema energiji

Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH (4/5)

„društveno blagostanje” = „prodavačevo blagostanje” u području A + „kupčevo blagostanje” u području B + „prodavačevo blagostanje” u području B + „prodavačevo blagostanje” u području A + „prihod od zagušenja” prekogranični vod A-B



Zašto ne tarifna stavka prema količini isporučene električne energije u kalendarskom mjesecu u RH (5/5)



OPINION OF THE AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS No 09/2014

of 15 April 2014

ON THE APPROPRIATE RANGE OF TRANSMISSION CHARGES PAID BY ELECTRICITY PRODUCERS

THE AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS,

HAVING REGARD to Commission Regulation (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging¹, and, in particular, point (5) of Part B of the Annex thereof,

WHEREAS:

- (1) Pursuant to Recital (10) of Regulation (EU) No 838/2010, the values of annual average transmission charges faced by producers ("G-charges") across the EU should not undermine the internal market and should be kept within a range which helps to ensure that the benefits of harmonisation are realised. Pursuant to Article 18(2) of Regulation (EC) No 714/2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003², guidelines may also determine appropriate rules leading to a progressive harmonisation of the underlying principles for the setting of charges applied to producers under national tariff systems, including the provision of appropriate and efficient locational signals. When assessing the appropriateness of the current range of G-charges, the Agency took those objectives into account.
- (2) Pursuant to point 4 of Part B of the Annex to Regulation (EU) No 838/2010, the Agency has to monitor the appropriateness of the ranges of G-charges, taking particular account of their impact on the financing of transmission capacity needed for Member States to achieve their targets for the promotion of energy from renewable sources and their impact on system users in general. The results of this monitoring for the years 2011 and 2012 were also considered in defining the appropriate range of G-charges and are presented in Annex A to this Opinion.

- In particular, the Agency considers that:
 - energy-based G-charges (€/MWh) shall not be used to recover infrastructure costs; and, therefore,
 - except for recovering the costs of system losses and the costs related to ancillary services, where cost-reflective energy-based G-charges could provide efficient signals, energy-based G-charges should be set equal to 0 €/MWh.

In competitive electricity markets, the dispatch is mainly determined by the spot market price. Generators base their running decisions on the short-run marginal costs (SRMC) of production (i.e. costs that directly vary with production). For fuel-based generation, these consist, *inter alia*, of fuel costs, costs for CO₂-allowances (where a CO₂ allowance scheme operates, as in the EU) and costs associated with wear and tear of plant and equipment. Fixed costs, on the other hand, are not part of the dispatch decision, as they can be considered as sunk at the time of such a decision.

An energy-based G-charge can affect the dispatch decision of generators as an increase in production directly increases payments for the use of the transmission system.

In a uniform market area without bottlenecks, a flat energy-based G-charge for all plants will have no effect on the dispatch of power plants. As SRMC increase by the same amount, the relations of SRMC are not affected. Still, SRMC and therefore also the spot market price is increased by the level of the applied G-charge.

In markets with a high level of competition, power-based G-charges have no effect on the dispatch of power plants, as they do not increase the generation costs for the generators and hence SRMC remain unchanged.

ACER-ove istaknute preporuke iz siječnja 2023.

ACER

Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe

January 2023

PLEASE CONTACT ELECTRICITY@ACER.EUROPA.EU REGARDING THIS DOCUMENT
ANY QUESTIONS YOU MIGHT HAVE.

Trg Republike 3
1000 Ljubljana
Slovenia

(145) **ACER recommends that:**

- a) If a network user both withdraws from and injects into the grid, both network uses should be considered when setting the tariffs, by properly taking into account the potential cost-offsetting effect and the overall cost-impact to the network.
- b) In this regard, where volumetric charges apply, net-metering (i.e. payment based on the net balance of injected and withdrawn energy) should be avoided as it is not cost-reflective and shifts costs to those users who only inject into or only withdraw from the grid.

Sažetak (1/5)

- I. U metodologijama obaju operatora uveden je, za proizvođače s dozvolom, način izračuna maksimalnog iznosa tarifne stavke
- II. Posebno se računa maksimalan iznos tarifne stavke za HEP-ODS i posebno za HOPS - iznos mrežarine ne razlikuje se po tehnologijama
- III. Naknadu za HOPS plaćaju samo proizvođači s dozvolom koji su na prijenosnoj mreži, a naknadu za HEP-ODS plaćaju samo proizvođači s dozvolom koji su na distribucijskoj mreži
- IV. Ograničenje na prikupljeni iznos prema Uredbe 838/2010 je po količini isporučene električne energije u mrežu (0, 5 € po MWh)
- V. U Hrvatskoj se mrežarina treba obračunavati prema maksimalnoj obračunskoj vršnoj četvrtsatnoj radnoj snazi (€ po MW)
- VI. Projektiran je matematički model, temeljen na četverogodišnjim povijesnim podacima, koji umanjuje vjerojatnost da iznos mrežarine u €/MW probije ograničenje u €/MWh

Sažetak (2/5)

- VII. Matematički model računa dva parametra po svakoj tehnologiji:
- *broj sati rada na nazivnoj snazi* - umnožak toga parametra i priključne snage daje godišnju isporučenu električnu energiju u mrežu i
 - *godišnji količnik zbroja mjesečnih obračunskih vršnih radnih snaga prema priključnoj snazi* – ako je elektrana šest puta postigla priključnu snagu, a u tri mjeseca polovicu i u tri petinu, vrijednost ovoga količnika je $1 \cdot 6 + 0,5 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 = 8,1$
- VIII. Model za svaku tehnologiju određuje, za postavljeni cilj, najsigurniji par vrijednosti – minimalni broj sati rada i maksimalni godišnji količnik
- IX. Po tehnologiji nije vjerojatna istovremena pojava minimalnog broja sati rada i maksimalnog količnika po tehnologiji (za HOPS R^2 je 0,65 do 0,94) – model je na strani sigurnosti

Sažetak (3/5)

- X. Matematičkom modelu je potrebno dati procjenu instaliranih snaga po tehnologijama u godini G za godinu $G+1$
- XI. S minimalnim brojem sati rada i procijenjenim priključnim snagama dobiva se godišnja energija - minimalna energija
- XII. S maksimalnim godišnjim brojem sati rada i procijenjenim priključim snagama dobiva se količina tarifnog elementa – maksimalna količina tarifnog elementa
- XIII. Uz minimalnu energiju i maksimalnu količinu tarifnog elementa dobiva se maksimalan iznos tarifne stavke
- XIV. Metodologijom je dozvoljen odabir manjeg iznosa tarifne stavke od maksimalnog ali je po tehnologijama isti
- XV. Svi na pojedinoj mreži plaćaju jednako po MW-u, a cijene se po MWh-u razlikuju – više plaćaju oni kojima je potreban jači tok energije u mrežu prema količini isporučene električne energije u mrežu

Sažetak (4/5)

- XVI. ACER ne preporuča odabir tarifnog elementa po mjesečnoj količini isporučene električne energije u mrežu istu za sve elektrane – zato jer očekivano poskupljuje veleprodajnu cijenu električne energije za isti iznos – osim u slučaju se njome šalju odgovarajući lokalni signali iz mreže (npr. zagušenja, pomoćne usluge, gubitci)
- XVII. ACER preporuča ukidanje ograničenja iz Uredbe 838/2010 po količini isporučene električne energije
- XVIII. Naknada po obračunskoj vršnoj radnoj snazi šalje signal da mreži s naslova troškova ne odgovara preuzimanje iste količine energije na većem četvrtsatnom toku energije iz elektrane – kao što se s naknadom za priključenje u € po MW signalizira slično
- XIX. U Hrvatskoj je u metodologiji uvedena mrežarina za proizvođače s dozvolom za proizvodnju električne energije, ali još nije određen njezin iznos pa ju proizvođači trenutačno ne plaćaju

Sažetak (5/5)

- XX. ACER je načelno za uvođenje naknade za korištenje mreže za proizvođače (i prokupce), kada preporuča da se razmotre načela za uvođenje koja daje
- XXI. ACER je protiv netomjerenja u slučaju prokupaca (*prosumer*) kao proizvođača električne energije, jer se time krši načelo uzročno-posljedične veze između troškova koje izazivaju te naknade koju plaćaju (*not cost-reflective*), i jer onda trošak koji oni ne plate plaćaju drugi korisnici mreže

Literatura (1/3)

- [1] ACER, „OPINION OF THE AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS No 09/2014”, s priložima, 14. travnja 2014.,
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf, pristupljeno 25.10.2023.
- [2] UREDBA KOMISIJE (EU) br. 838/2010 od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između a prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa
- [3] ACER (2019.), „Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe”,
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf, pristupljeno 25.10.2023.
- [4] ACER (2021), „*Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*”,
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf, pristupljeno 25.10.2023.

Literatura (2/3)

[5] Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije („Narodne novine”, broj 84/22.), <https://www.hera.hr/hr/docs/SPKP/NN-2022-07-20-1284.pdf>

[6] Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije („Narodne novine”, broj 84/22.), <https://www.hera.hr/hr/docs/SPKP/NN-2022-07-20-1283.pdf>

[7] HERA (2022.), „PRIJEDLOG METODOLOGIJE ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE - POPRATNI DOKUMENT ZA RASPRAVU SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU”,
<https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-08.pdf>, pristupljeno 25.10.2023.

[8] HERA (2022.), „PRIJEDLOG METODOLOGIJE ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA DISTRIBUCIJU ELEKTRIČNE ENERGIJE - POPRATNI DOKUMENT ZA RASPRAVU SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU”,
<https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-07.pdf>, pristupljeno 25.10.2023.

Literatura (3/3)

[9] HERA (2022.), „METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA DISTRIBUCIJU ELEKTRIČNE ENERGIJE - REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU -“,

https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-07_1.pdf, pristupljeno 25.10.2023.

[10] HERA (2022.), „METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE - REZULTATI PROVEDENOG JAVNOG SAVJETOVANJA SA ZAINTERESIRANOM JAVNOŠĆU -“,

https://www.hera.hr/hr/docs/2022/savjetovanje-2022-08_1.pdf, pristupljeno 25.10.2023.

[11] ACER (2023.), „ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe“

[12] Lion Hirth (2023.), „Marginal Pricing and the Merit Order: The Short-Term Equilibrium“, <https://vimeo.com/776662064/44f08c3d7c>, pristup 23. 5. 2023.

[13] D. Brkić (2021.), „Sustavsko mišljenje i elektroenergetsko tržište u teoriji“, simpozij Povijest i filozofija tehnike 2020., <https://shorturl.at/uzIJ8>

PRILOG - Put do formule

$$1. \quad \frac{C_{\text{OPS,max,G+1}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} \sum_{m=1}^{12} P_{\text{VRŠ},i,g,m}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} E_i} \leq C_{\text{gran}}$$

⇓

Propisano
ograničenje

$$2. \quad \frac{C_{\text{OPS,max,G+1}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} m_{\text{P},i} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} m_{\text{E},i} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1}} \leq C_{\text{gran}}$$

⇓

Uvođenje broja sati rada na priključnoj snazi
i količnika zbroja mjesečnih vršnih snaga
prema priključnoj snazi

$$3. \quad C_{\text{OPS,max,G+1}} \leq \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} m_{\text{E},i} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} m_{\text{P},i} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1}} \cdot C_{\text{gran}}$$

⇓

Nakon transformacija

$$4. \quad C_{\text{OPS,max,G+1}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} (m_{\text{E},i}^{\text{min}} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1})}{\sum_{i=1}^{n_{\text{teh}}} (m_{\text{P},i}^{\text{max}} \cdot P_{\text{PRIK},i,G+1})} \cdot C_{\text{gran}} \cdot c_{\text{teč,G}}$$

Uvođenje najsigurnijih vrijednosti
parametara (minimum brojnika i maksimum
nazivnika prema promjenjivim parametrima)