



Agencija za energijo

# Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji - Izhodišča

**Posvetovalni dokument**

Maribor, 5. julij 2019  
[www.agen-rs.si](http://www.agen-rs.si)

# KAZALO VSEBINE

<b>KAZALO VSEBINE</b> .....	<b>2</b>
<b>KAZALO SLIK</b> .....	<b>5</b>
<b>KAZALO TABEL</b> .....	<b>5</b>
<b>UPORABLJENE KRATICE</b> .....	<b>5</b>
<b>1 UVOD</b> .....	<b>7</b>
1.1 <b>O posvetovalnem dokumentu</b> .....	<b>10</b>
<b>2 DEFINICIJE IN OPREDELITEV POJMOV</b> .....	<b>12</b>
2.1 <b>Definicija prožnosti</b> .....	<b>12</b>
2.1.1 <b>Lastnosti prožnosti</b> .....	<b>14</b>
2.2 <b>Storitve prožnosti</b> .....	<b>15</b>
2.2.1 <b>Implicitna prožnost</b> .....	<b>16</b>
2.2.1.1 Optimizacija porabe (proizvodnje) glede na tarife .....	17
2.2.1.2 Konična moč .....	17
2.2.1.3 Samooskrba.....	17
2.2.1.4 Lastna samoizravnava.....	18
2.2.1.5 Zasilno napajanje in otočno obratovanje.....	18
2.2.2 <b>Eksplisitna prožnost</b> .....	<b>18</b>
2.2.2.1 Veleprodajni trg.....	18
2.2.2.1.1 Optimizacija portfelja dan pred dobavo.....	19
2.2.2.1.2 Optimizacija portfelja znotraj dneva .....	19
2.2.2.1.3 Samoizravnava.....	19
2.2.2.1.4 Optimizacija proizvodnje.....	19
2.2.2.2 Upravljanje z omejitvami .....	19
2.2.2.2.1 Regulacija napetosti.....	20
2.2.2.2.2 Upravljanje z zmogljivostmi omrežja .....	20
2.2.2.2.3 Upravljanje prezasedenosti .....	20
2.2.2.2.4 Vodeno otočno obratovanje .....	21
2.2.2.3 Izravnava sistema .....	21
2.2.2.3.1 Rezerva za vzdrževanje frekvence .....	21
2.2.2.3.2 Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence .....	22
2.2.2.3.3 Ročna rezerva za povrnitev frekvence .....	22
2.2.2.3.4 Rezerva za nadomestitev .....	22

2.3	<b>OPREDELITEV DELEŽNIKOV IN UPORABE PROŽNOSTI</b>	<b>.22</b>
<b>2.3.1</b>	<b>Uporabniki storitev prožnosti</b>	<b>23</b>
2.3.1.1	Sistemske operater	23
2.3.1.2	Distribucijski operater	24
2.3.1.3	Odgovorni bilančne skupine oziroma bilančne skupine	25
<b>2.3.2</b>	<b>Izvajalci storitev prožnosti</b>	<b>26</b>
2.3.2.1	Uporabniki sistema	26
2.3.2.2	Podjetja za energetske upravljanje	27
<b>2.3.3</b>	<b>Agregatorji</b>	<b>27</b>
<b>3</b>	<b>POTENCIAL PROŽNOSTI</b>	<b>29</b>
3.1	<b>Kritična konična tarifa kot primer implicitne prožnosti v Sloveniji</b>	<b>29</b>
<b>3.1.1</b>	<b>Premakni porabo</b>	<b>30</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Flex4Grid</b>	<b>30</b>
3.2	<b>Izravnava sistema kot primer eksplicitne prožnosti v Sloveniji</b>	<b>30</b>
<b>3.2.1</b>	<b>FutureFlow</b>	<b>31</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Premakni porabo</b>	<b>32</b>
3.3	<b>Možnosti in problemi pri uporabi prožnosti</b>	<b>33</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Odnos agregator–izvajalec storitev prožnosti</b>	<b>33</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Kolizije in koordinacija pri izvajanju storitev</b>	<b>33</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Validacija podatkov, potrjevanje realizirane prožnosti in obračun</b>	<b>34</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Dinamične tarife in koeksistenca implicitne in eksplicitne prožnosti</b>	<b>35</b>
3.4	<b>Vzorčni primer uporabe prožnosti za časovni zamik investicij</b>	<b>37</b>
<b>4</b>	<b>OKVIR AGREGATORJA</b>	<b>40</b>
4.1	<b>Primer storitev izvajanih s strani neodvisnega agregatorja</b>	<b>41</b>
<b>4.1.1</b>	<b>Primer za zasilno napajanje</b>	<b>41</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Primer za polnjenje električnih vozil</b>	<b>41</b>
4.2	<b>Vloga agregatorja</b>	<b>42</b>
<b>4.2.1</b>	<b>Ločitev prožnosti od energije</b>	<b>42</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Izoliranje nadzorovanega sredstva</b>	<b>43</b>

<b>4.2.3</b>	<b>Povezave z modeli ločene dobave.....</b>	<b>44</b>
<b>4.2.4</b>	<b>Modeli na podlagi referenčnih profilov.....</b>	<b>45</b>
<b>4.3</b>	<b>Modeli agregacije .....</b>	<b>46</b>
<b>4.3.1</b>	<b>EG3 model neodvisne agregacije .....</b>	<b>46</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Dopolnilni model: »navidezne prenosne točke« .....</b>	<b>48</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Analiza razlik med modeloma .....</b>	<b>50</b>
<b>4.3.4</b>	<b>Trenutna ureditev v Sloveniji.....</b>	<b>50</b>
<b>5</b>	<b>TRG S PROŽNOSTJO IN PLATFORME .....</b>	<b>51</b>
<b>5.1</b>	<b>Kratek pregled raziskav.....</b>	<b>51</b>
<b>5.2</b>	<b>Pilotne platforme po Evropi .....</b>	<b>53</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Enera .....</b>	<b>53</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Piclo® Flex .....</b>	<b>53</b>
<b>5.2.3</b>	<b>GOPACS .....</b>	<b>54</b>
<b>5.2.4</b>	<b>NODES .....</b>	<b>54</b>
<b>5.2.5</b>	<b>Primerjava platform za trgovanje s prožnostjo.....</b>	<b>55</b>
<b>5.3</b>	<b>Predlogi agencije – platforma za trgovanje s prožnostjo</b>	<b>55</b>
<b>6</b>	<b>ZAZNANE OVIRE PRI UVAJANJU TRGA S PROŽNOSTJO V SLOVENIJI IN PRIPOROČILA AGENCIJE.....</b>	<b>59</b>
<b>6.1</b>	<b>Operacionalizacija zahtev veljavne evropske zakonodaje</b>	<b>60</b>
<b>6.2</b>	<b>Vidiki (aktivnega) odjemalca.....</b>	<b>61</b>
<b>6.3</b>	<b>Dostopnost trga s prožnostjo .....</b>	<b>63</b>
<b>6.4</b>	<b>Zasnova produktov prožnosti .....</b>	<b>64</b>
<b>6.5</b>	<b>Tržni procesi in procesna koordinacija .....</b>	<b>66</b>
<b>6.6</b>	<b>Merjenje, validacija in poravnava produktov prožnosti</b>	<b>67</b>
<b>6.7</b>	<b>Podporni sistemi in tehnične rešitve.....</b>	<b>69</b>
<b>6.8</b>	<b>Zasebnost in varnost .....</b>	<b>70</b>
<b>6.9</b>	<b>Zrelost trga in tehnologij, ekonomika in drugi vidiki ....</b>	<b>71</b>
<b>7</b>	<b>NASLEDNJI KORAKI.....</b>	<b>73</b>

## KAZALO SLIK

Slika 1: Vizija 2050: povezani energetske sektorji ob polno angažiranem odjemalcu (vir: ETIP-SNET) .....	8
Slika 2: Poenostavljeno ogrodje <sup>4</sup> integriranih elementov prožnosti.....	10
Slika 3: Pregled možnih storitev in deležnikov na trgu s prožnostjo.....	16
Slika 4: Prikaz vrednostne verige implicitne prožnosti po USEF [vir: USEF <sup>23</sup> ].....	17
Slika 5: Prikaz vrednostne verige eksplicitne prožnosti po USEF [vir: USEF <sup>23</sup> ] .....	18
Slika 6: Lastna ocena pogostosti odzivanja anketirancev glede na namen aktivacije v projektu Premakni porabo.....	32
Slika 7: Ločitev prožnosti od energije [vir: USEF <sup>46</sup> ].....	43
Slika 8: Dodatno merjenje za izolacijo nadzorovanega sredstva [vir: USEF <sup>46</sup> ].....	44
Slika 9: Model trga z ločeno dobavo, pri čemer je levi del dobava nenadzorovanemu delu odjema, desni del napaja nadzorovano sredstvo. [vir: USEF <sup>46</sup> ] .....	45
Slika 10: Možne relacije med vlogami na trgu [nadgrajen model SGTF (EG3)].....	47
Slika 11: Integracija trga s prožnostjo z obstoječimi organiziranimi trgi.....	57
Slika 12: Trgovalna platforma v funkciji prehoda do trgov s sistemskimi storitvami – model omogoča več hkrati delujočih platform [vir: USEF] .....	58

## KAZALO TABEL

Tabela 1: Lastnosti produkta DSM v letu 2018 .....	31
Tabela 2: Izhodišni podatki .....	38
Tabela 3: Rezultati izračuna razpoložljivih sredstev za prožnost v primeru zamenjave 250 kVA transformatorja s 400 kVA transformatorjem .....	39

## UPORABLJENE KRATICE

Agencija - Agencija za energijo

aRPF - avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (oziroma sekundarna regulacija frekvence)

CEP - sveženj ukrepov Čista energija za vse Evropejce (angl. Clean Energy Package)

DAM - trg za dan vnaprej (angl. Day ahead market)

DO - distribucijski operater (oziroma operater distribucijskega sistema)

EES - elektroenergetski sistem

EZ-1 - Energetski zakon

IDM - trg znotraj dneva (angl. Intraday market)

KKT - kritična konična tarifa

NMS - napredni merilni sistem

OBS - odgovorni bilančnih skupin

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets

OVE - obnovljivi viri energije

SO - sistemski operater (oziroma operater prenosnega sistema)

RVF - rezerva za vzdrževanje frekvence (oziroma primarna regulacija frekvence)

# 1 UVOD

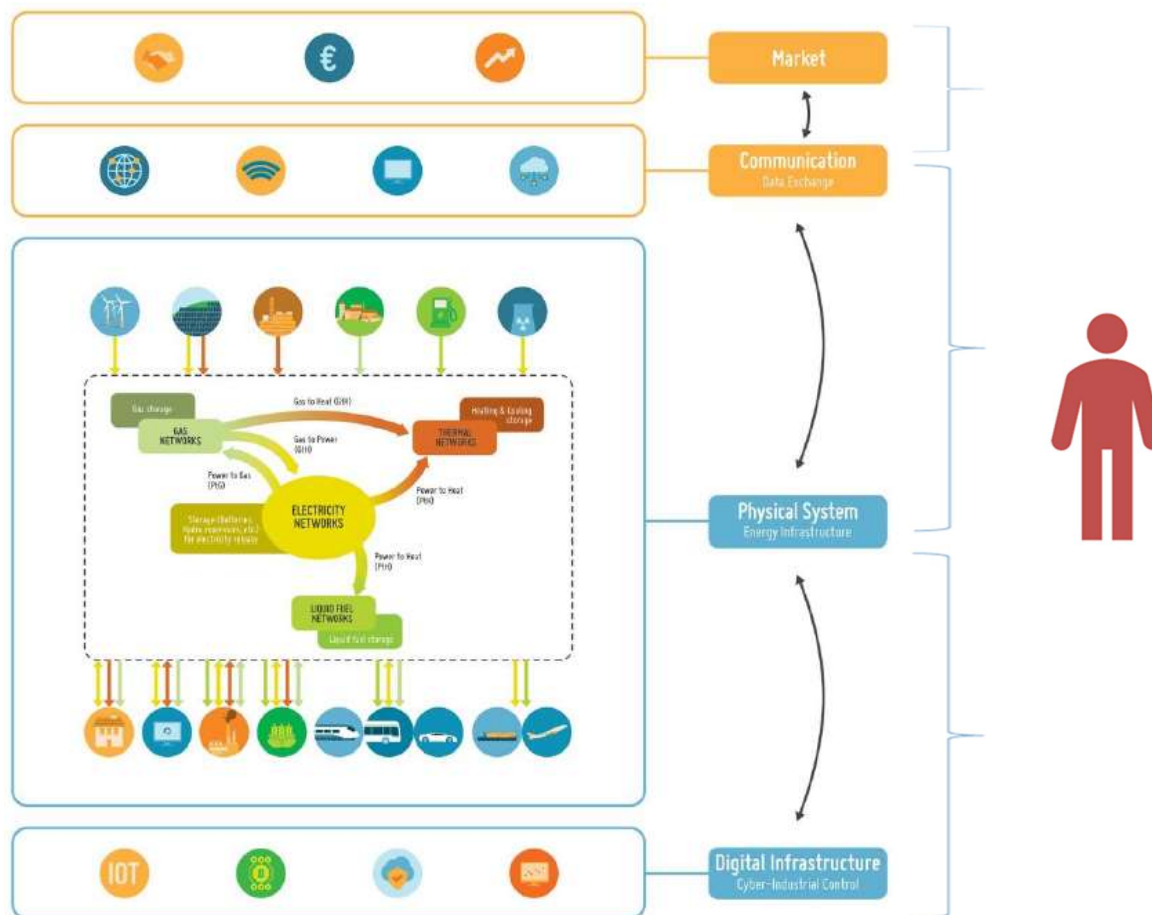
Države članice EU so v maju 2019 tudi formalno potrdile še zadnje zakonodajne akte iz svežnja Čista energija za vse Evropejce<sup>1</sup> (v nadaljevanju CEP), ki predstavlja sodoben temelj za prehod na podnebno nevtrarno gospodarstvo v Evropi in podpira vseh pet dimenzij energetske unije, in sicer: zanesljivost oskrbe z energijo, solidarnost in zaupanje, polna integracija notranjega energetskega trga, energetska učinkovitost, razogljičenje gospodarstva ter inovacije, raziskave in konkurenčnost. Zakonodajni okvir vključuje cilje, po katerih naj bi v EU do leta 2030 zmanjšali emisije toplogrednih plinov za vsaj 40 % in energetska učinkovitost povečali za najmanj 32,5 %, pri čemer je poudarek na izboljšanju energetske učinkovitosti stavb, vključno z njihovim renoviranjem in uvajanjem pametnih tehnologij. Povečanje deleža obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) na vsaj 32 % kaže na vodilno vlogo EU pri izkoriščanju OVE in hkrati povečevanje javnega in zasebnega investiranja v OVE, kar bo pripomoglo k okrepitvi in modernizaciji gospodarstva, povečanju števila delovnih mest in trajni rasti. Navedeni krovni cilji so določeni na ravni EU, nova pravila pa določajo, da se vsaka država odloči, kako bo s pripravo nacionalnega energetske-podnebnega načrta za obdobje 2021–2030 prispevala h krovnim ciljem EU.

Da bi dosegli prej navedene krovne cilje, bo treba sistematično nasloviti izzive inoviranja v energetskega sistema in evolucijo trga, potrebno za doseganje varstva podnebja in integracije OVE na cenovno dostopen način ob zagotavljanju ustrezne zanesljivosti oskrbe: treba je pogledati čez okvir pametnih elektroenergetskih omrežij, torej holistično na celotni energetskega sistema s povezovanjem sektorjev.

Na podlagi dolgoročne vizije bo lahko odjemalec leta 2050 polno angažiran v omrežnih in tržnih dejavnostih (v kontekstu nudenja prožnosti), energetskega sistema, v katere so integrirani najrazličnejši viri, so medsebojno integrirani (pretvorba energije za potrebe sezonske hrambe), digitalizacija je prisotna vsepovsod, odjemalec polno izkorišča povezanost, komunikacije, analitiko in digitalizacijo, operaterji na podlagi medsebojne koordinacije v realnem času izkoriščajo digitalno infrastrukturo in s pomočjo avtomatizacije zagotavljajo zanesljivo obratovanje sistema.

---

<sup>1</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>



Slika 1: Vizija 2050: povezani energetski sektorji ob polno angažiranem odjemalcu (vir: ETIP-SNET<sup>2</sup>)

**To posvetovanje oziroma dokument se sicer osredotoča na začetno fazo prehoda v prej opisano končno stanje in obenem zožuje fokus na elektroenergetski sistem ter na trg z električno energijo.**

Prej izpostavljene cilje bo zaradi nestanovitnosti obnovljivih virov in posledično negativnega učinka na kakovost oskrbe mogoče doseči le z uvajanjem prožnosti na področjih rabe, proizvodnje in shranjevanja energije. Trenutno je v ospredju predvsem prožnost na področju električne energije. Pri tem sta gonilna elementa potrebnih sprememb<sup>3</sup> učinkovita vzpostavitev trga s prožnostjo ter aktivno vključevanje vse večjega števila odjemalcev, ki bodo s svojim prostovoljnim sodelovanjem aktivno sooblikovali trg. Vključitev prožnosti aktivnega odjema bo

<sup>2</sup> <https://www.etip-snet.eu/#>

<sup>3</sup> <https://www.agen-rs.si/documents/10926/33123/Stali%C5%A1%C4%8Da---razvoj-elektroenergetskega-sistema-in-trga-z-vidika-transformacije-sektorja/af276323-1108-463b-b288-8211a548a159>



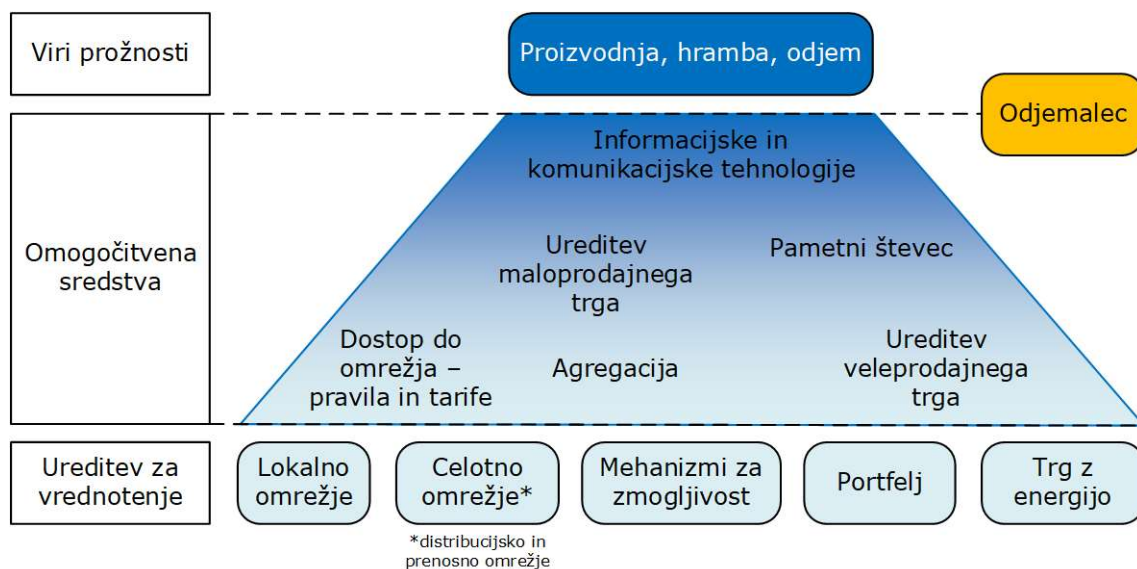
eden izmed ključnih mehanizmov pri čim bolj učinkovitem izkoriščanju obstoječe elektroenergetske infrastrukture oziroma za zagotavljanje potrebnih sistemskih storitev elektrooperaterjev v fazi pričakovane transformacije energetskega sektorja. Za to bo treba vzpostaviti vsaj minimalne pogoje, ki pa so interdisciplinarni in zahtevajo poleg nadgradnje normativne ureditve zaradi novih vlog in odgovornosti na trgu tudi spremembo miselnosti kakor tudi delovanja obstoječih akterjev na trgu.

Evropski regulatorji močno podpirajo zasnovo trga, ki zagotavlja, da vsi viri prožnosti prispevajo k blaženju povečane intermitence in spreminjajočih se vzorcev odjema ter da se ob tem uporabijo vse možnosti, ki jih omogočajo nove tehnologije. V svojih priporočilih<sup>4</sup> so evropski regulatorji predlagali določene zakonodajne spremembe ob upoštevanju nacionalnih posebnosti, ki se odražajo v CEP in naslavljajo zagotovitev celovitega pristopa za podporo trgu s prožnostjo (npr. omogočitev neodvisne agregacije) ter izkoriščanju prožnosti v podporo obratovanja (tudi distribucijskega) omrežja. Ključno pri tem je, da mora biti vsem odjemalcem omogočeno sodelovanje na vseh relevantnih trgih s prožnostjo, vključno skozi agregacijo, da neodvisna agregacija ni ovirana s strani dobaviteljev, da se določijo ustrezni mehanizmi kompenzacij za povzročena odstopanja. Dodatno so izpostavili, da DO deluje nediskriminatorno v skladu z ločitvijo dejavnosti in da uporaba prožnosti za DO ne sme biti izključna, torej mora biti zagotovljeno, da lahko ponudnik prožnosti sodeluje tudi na drugih trgih. Izpostavljena je tudi potreba po koordinaciji na ravni SO-DO.

Naslednji diagram (*Slika 2*) predstavlja poenostavljen okvir integriranih elementov prožnosti. Viri prožnosti v zgornjem delu slike vključujejo proizvodnjo električne energije, shranjevanje in spremembe v odjemu, kot je npr. zmanjšanje odjema na zahtevo. Vrsta ureditev za vrednotenje prožnosti ponudnikov storitev je predstavljena v spodnjem delu slike, npr. izravnalni trg kot vidik celotnega omrežja. Omogočitvena sredstva za podporo virov pri dostopu do ureditev za vrednotenje prožnosti so predstavljena na srednjem delu slike. Na primer pogoji, pod katerimi lahko agregatorji - ki združujejo in tržijo spremembe profilov odjemalcev - dostopajo do trgov energije, so odvisni od ureditve veleprodajnih trgov.

---

<sup>4</sup> European Energy Regulators' White Paper #3: Facilitating Flexibility - Relevant to European Commission's Clean Energy Proposals, 22 May 2017, [https://www.ceer.eu/7th-eap-workshop/-/document\\_library\\_display/MHR47WoZZFAV/view\\_file/5937698](https://www.ceer.eu/7th-eap-workshop/-/document_library_display/MHR47WoZZFAV/view_file/5937698)



Slika 2: Poenostavljeno ogrodje<sup>4</sup> integriranih elementov prožnosti.

## 1.1 O posvetovalnem dokumentu

Posvetovalni dokument obravnava izhodiščno problematiko, ki po mnenju Agencije za energijo (v nadaljevanju agencija) zahteva obravnavo širše zainteresirane javnosti. Agencija pričakuje odziv, na podlagi katerega bo potrdila oziroma usmerila svoje nadaljnje aktivnosti na področju razvoja trga s prožnostjo.

Posvetovalni dokument obravnava procesno domeno, v kateri igrajo ključno vlogo aktivni odjemalec, elektrooperaterja, dobavitelji oziroma odgovorni bilančnih skupin, agregatorji, ponudniki energetskih storitev ter operater trga, posredno pa se dotika tudi energetskih borz. Še posebej z vidika implementacije CEP je dokument namenjen tudi zakonodajalcu, izdajateljem sekundarne zakonodaje na področju trga z električno energijo, Informacijskemu pooblaščenču, znanosti in raziskovalcem, posameznikom in poslovnim subjektom, ki delujejo na trgu ali načrtujejo IT rešitve za podporo poslovnim procesom na nacionalni, regionalni ali EU ravni.

Javno posvetovanje bo podprlo prizadevanja agencije, da aktivno prispeva k zagotovitvi minimalnih pogojev za učinkovit razvoj trga s prožnostjo. Aktivnosti agencije temeljijo tako na analizi stanja razvoja trga na nacionalni ravni kakor tudi priporočilih CEER<sup>4</sup> in ACER<sup>5</sup>, Evropske komisije<sup>6</sup> na področju razvoja trga s

5

[https://www.acer.europa.eu/official\\_documents/acts\\_of\\_the\\_agency/sd052005/supporting%20document%20to%20acer%20recommendation%2005-2014%20-%20%20energy%20regulation%20a%20bridge%20to%202025%20conclusions%20paper.pdf](https://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/sd052005/supporting%20document%20to%20acer%20recommendation%2005-2014%20-%20%20energy%20regulation%20a%20bridge%20to%202025%20conclusions%20paper.pdf)

<sup>6</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>

prožnostjo ter seveda nedavno uveljavljenega CEP in tudi na odprtih standardih na področju izmenjave podatkov na trgu z električno energijo, kot je npr. harmoniziran model vlog na trgu z električno energijo organizacij ENTSO-E, ebIX® in EFET<sup>7</sup>, ki je temelj za pripravo zadevne evropske zakonodaje in omrežnih kodeksov.

Javno posvetovanje bo podprlo izvajanje nalog agencije v okviru projekta »TSO-DSO-Consumer INTERFACE aRchitecture to provide innovative grid services for an efficient power system« (INTERFACE)<sup>8,9</sup> predvsem z vidika nacionalne validacije prispevkov agencije kot edinega partnerja v vlogi sektorskega regulatorja v projektu, podprtega z internimi analizami in študijami agencije, rezultatih dela Sekcije IPET<sup>10</sup> in odprtih diskusijah z deležniki na temo prožnosti v okviru več okroglih miz, posvetov in konferenc v letu 2019 ter predstavlja nadaljevanje predhodnega posvetovanja agencije, ki se je osredotočalo na procese okrog vloge aktivnega odjemalca<sup>11</sup> in zagotavljanju pogojev za njegovo sodelovanje kot vira prožnosti na trgu.

V oddelku 2 so predstavljene relevantne definicije ter opredelitve pojmov. V pododdelku 2.2 so podrobneje opredeljene možne storitve prožnosti, kot jih je agencija identificirala v okviru priprave javnega posvetovanja. V pododdelku 2.3 so podrobneje predstavljeni deležniki in njihove potencialne koristi pri uporabi oziroma zagotavljanju prožnosti. V oddelku 3 je na kratko predstavljen danes še večinoma neizkoriščen potencial prožnosti določenih skupin slovenskih odjemalcev, ki je ovrednoten na podlagi razpoložljivih podatkov iz že izvedenih pilotnih projektov. Pododdelek 3.3 vključuje obravnavo različnih možnosti in problemov pri uporabi prožnosti, ki so bili identificirani med pripravo javnega posvetovanja. Problematika se nadaljuje v oddelku 4, ki ciljno obravnava okvir agregatorja v smislu omogočanja neoviranega razvoja neodvisne agregacije. Temu sledi oddelek 5 s pregledom aktualnih raziskav in evropskih platform za trgovanje s prožnostjo. Potencial prožnosti pa bo mogoče celovito koristno uporabiti le pod pogojem, da pravočasno in učinkovito odpravimo identificirane ovire<sup>12</sup> na

---

<sup>7</sup> [https://www.ebix.org/artikel/role\\_model](https://www.ebix.org/artikel/role_model)

<sup>8</sup>

Ta projekt je prejel sredstva iz programa Evropske unije za raziskave in inovacije Obzorje 2020 na podlagi sporazuma o dodelitvi nepovratnih sredstev št. 824330. Pričujoči dokument odraža stališče avtorjev in Izvajalska agencija za inovacije in omrežja (INEA) in Evropska komisija nista odgovorni za kakršno koli uporabo informacij, ki so vsebovane v njem.



<sup>9</sup> <http://www.interrface.eu/>

<sup>10</sup> [https://www.gzs.si/energetska\\_zbornica\\_slovenije/vsebina/Sekcija-IPET](https://www.gzs.si/energetska_zbornica_slovenije/vsebina/Sekcija-IPET)

<sup>11</sup> [https://www.agen-rs.si/posvetovanja/-/asset\\_publisher/M2GdU2jRtCxV/content/regulativne-spremembe-za-vzpostavitev-nove-vloge-na-trgu-aktivni-odjemalec?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.agen-rs.si%2Fposvetovanja%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_M2GdU2jRtCxV%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-1%26p\\_p\\_col\\_count%3D1](https://www.agen-rs.si/posvetovanja/-/asset_publisher/M2GdU2jRtCxV/content/regulativne-spremembe-za-vzpostavitev-nove-vloge-na-trgu-aktivni-odjemalec?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.agen-rs.si%2Fposvetovanja%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_M2GdU2jRtCxV%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1)

<sup>12</sup> D. Batič, T. Marčič, J. Stergar, »Uvajanje trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji: Zaznane ovire in priporočila«, 14. konferenca slovenskih elektroenergetikov, Laško 2019

nacionalni ravni, ki so skupaj s priporočili za njihovo odpravo podrobneje opisane v oddelku 6.

Gre za prvi, izhodiščni vsebinski sklop posvetovanja, katerega cilj je med drugim tudi identificirati področja, ki so z vidika implementacije najbolj zahtevna ali problematična in bodo zahtevala podrobnejšo obravnavo v naslednjih namenskih sklopih. Prvemu sklopu bosta tako sledila predvidoma še dva vsebinska sklopa z izbranimi tematikami, ki jih bo agencija določila na podlagi izvedenega prvega sklopa. Javno posvetovanje se bo zaključilo v letu 2020, in sicer s stališčem agencije glede implementacije trga s prožnostjo na nacionalni ravni in tudi glede drugih vidikov, ki jih naslavlja CEP.

Ali se strinjate s konceptom javnega posvetovanja?

[1] Podajte morebitne predloge, ki naj jih agencija po vašem mnenju upošteva v nadaljevanju javnega posvetovanja.

## 2 DEFINICIJE IN OPREDELITEV POJMOV

### 2.1 Definicija prožnosti

Poenoteno definicijo prožnosti je težko najti, najverjetneje pa še ne obstaja<sup>13</sup>, saj se slednje razlikujejo glede na njihov namen uporabe.

**OFGEM** pravi, da je prožnost sprememba v porabi ali proizvodnji energije, do katere pride na podlagi odziva na zahtevo za izvajanje storitev znotraj elektroenergetskega sistema (v nadaljevanju EES)<sup>14</sup>. Po drugi strani pa okvir **USEF**<sup>15</sup> uporablja na profilih zasnovano obliko definicije, kjer lahko prožnost definiramo kot premik v profilu (obremenitve ali proizvodnje), ki obstaja samo zato, ker lahko ocenimo, kakšen bi bil profil, če prožnost ne bi bila aktivirana<sup>16</sup>. Obe definiciji se med seboj pomembno razlikujeta, namreč, prva temelji izključno

---

<sup>13</sup> S. Paiho, H. Saastamoinen, E. Hakkarainen, L. Similä, R. Pasonen, J. Ikäheimo, M. Rämä, M. Tuovinen, S. Horsmanheimo: Increasing flexibility of Finnish energy systems—A review of potential technologies and means, *Sustainable Cities and Society*, Vol. 43, pp. 509–523, 2018.

<sup>14</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/smarter-markets-programme/electricity-system-flexibility>

<sup>15</sup> USEF: The Framework Explained, USEF Foundation, 2015, <https://www.usef.energy/>

<sup>16</sup> Izmeriti je mogoče zgolj dejanski obremenilni diagram, medtem ko nespremenjen obremenilni diagram nikdar ni obstajal in ga je mogoče zgolj oceniti. Zato je treba določiti referenčni obremenilni diagram (angl. baseline), ki določa vsesplošno sprejet nespremenjen obremenilni diagram. Uporabnost nekaterih metod na podlagi minutnih profilov je analizirana v delu M. Woolf, T. Ustinova, E. Ortega, H. O'Brien, P. Djapic, G. Strbac, "Distributed generation and demand response services for the smart distribution network", Report A7 for the "Low Carbon London" LCNF project: Imperial College London, 2014.

na meritvah, druga pa tudi na uporabi statistično določenih profilov odjema (oziroma proizvodnje).

Po mnenju agencije nobena od obeh definicij ne zagotavlja natančne določitve prožnosti, vsaka pa pomembno nakazuje možen pristop k določitvi realizirane prožnosti.

**CEER** npr. definira prožnost<sup>17</sup> kot zmožnost EES, da se odziva na spremembe proizvodnje in odjema, medtem ko je zagotovljena zanesljivost sistema. Raziskovalna literatura povzema tudi nekatere druge definicije, kjer je v kontekstu obratovanja EES prožnost opredeljena npr. kot zmožnost<sup>18</sup> EES, da se učinkovito prilagaja nepredvidljivosti in spremenljivosti proizvodnje in odjema ali kot posledica zunanjih vplivov, ali npr. kot stroškovno učinkovit prispevek<sup>19</sup> k stabilnosti EES na podlagi spreminjanja vzorcev proizvodnje in/ali odjema kot reakcija na zunanje signale (cenovni signali ali direktne aktivacije).

Agencija meni, da je zelo pomembno ločevati med implicitno in eksplicitno prožnostjo in zato smiselno v okviru tega javnega posvetovanja uporablja sledeče definicije, ki sledijo metodologiji **Smart Grid Task Force**, ekspertne skupine **EG3**<sup>20</sup> pri Evropski komisiji.

- **Prožnost** na strani odjema definiramo kot zmožnost aktivnega odjemalca, da odstopa od svojega običajnega profila porabe ali proizvodnje električne energije kot odziv na cenovni signal ali tržno spodbudo in zajema odjem, proizvodnjo in hrambo energije.
- **Implicitna prožnost** na strani odjema je odziv aktivnega odjemalca na cenovne signale. Kadar imajo odjemalci možnost, da izberejo dinamično tarifiranje npr. na podlagi urnih ali 15-minutnih cen, ki odražajo spremenljivost trga oziroma obratovalnega stanja omrežja, lahko svoje obnašanje (prek avtomatizacije ali osebne izbire) prilagodijo, da prihranijo pri stroških energije.
- **Eksplicitna prožnost** na strani odjema je zavezujoča prožnost aktivnega odjemalca z zmožnostjo dispečiranja, s katero se lahko trguje (podobno kot s prožnostjo proizvodnje) na različnih energetskih trgih (veleprodajnem, izravnalnem, trgu sistemskih storitev itd.). Običajno jo upravlja posrednik t. i. agregator, ki je lahko neodvisen ponudnik storitev prožnosti ali pa je to dobavitelj.

---

<sup>17</sup> European Energy Regulators' White Paper #3: Facilitating flexibility (Relevant to European Commission's Clean Energy Proposals), 22 May 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/5937686/European+Energy+Regulators+White+Paper+3+Facilitating+Flexibility+2017+05+22/4e03e0b4-0886-606d-b69b-ff48225e83f3>

<sup>18</sup> M. R. M. Cruz, D. Z. Fitiwi, S. F. Santos, J. P. S. Catalão, A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 97, pp. 338-353, 2018.

<sup>19</sup> J. Villar, R. Bessa, M. Matos, Flexibility products and markets: Literature review, *Electric Power Systems Research*, Vol. 154, pp. 329-340, 2018.

<sup>20</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>

Katera izmed spodaj navedenih definicij prožnosti je po vašem mnenju najbolj ustrezna z vidika določitve realizirane prožnosti?

[1]

- a) OFGEM (razlika izmerjenih vrednosti v različnih časovnih intervalih)
- b) USEF (razlika med izmerjeno vrednostjo in statistično določenim profilom za isti časovni interval)
- c) Obe, uporaba je odvisno od primera uporabe
- d) Druga: prosimo, podajte definicijo

Podajte utemeljitev za vašo izbiro.

Ali so v definiciji prožnosti EK (EG3 SGTF) vključeni vsi potrebni vidiki, ki zadovoljivo zaokrožijo splošno definicijo prožnosti za njeno uporabo na nacionalni ravni?

[2]

Natančno navedite možne dopolnitve ali možne alternativne definicije. Podrobno opišite koristi uporabe dopoljenih ali alternativnih definicij. Navedite vire definicij. Po potrebi navedite metodologijo za določitev prožnosti.

## 2.1.1 Lastnosti prožnosti

Prožnost karakterizirajo določene lastnosti<sup>19</sup>, na podlagi katerih se lahko definirajo storitve na trgu prožnosti. Te lastnosti vključujejo:

- količino moči, ki jo je mogoče spreminjati (modulacijska moč),
- čas trajanja,
- hitrost spremembe,
- odzivni čas,
- lokacija (vozlišče v prenosnem ali distribucijskem sistemu),
- čas dobave,
- časovna razpoložljivost (je npr. omejena za električna vozila s časom, ko so priključena na polnilnico),
- predvidljivost in vodljivost<sup>21</sup> (npr. odzivnost in količina energije prožnosti aktivnega odjema za razliko od konvencionalnih virov prožnosti ni popolnoma vodena s strani uporabnikov storitev prožnosti in je hkrati pogojena s trenutnimi zahtevami po udobju aktivnih odjemalcev),
- namen, kot je npr. optimizacija portfelja tržnih akterjev, izravnava sistema ali upravljanje z omejitvami v prenosnem in distribucijskem omrežju

---

<sup>21</sup> K. Bruninx, Y. Dvorkin, E. Delarue, W. D'haeseleer and D. S. Kirschen, "Valuing Demand Response Controllability via Chance Constrained Programming," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 178-187, Jan. 2018.

(sproščanje zamašitev, padci napetosti, minimizacija izgub, podaljšanje življenjske dobe komponent in zakasnitev ojačitev omrežja).

Navedene lastnosti (vsaj nekatere) po mnenju agencije dejansko neposredno vplivajo na definicijo produktov prožnosti, na podlagi katerih se izvajajo storitve. Danes že znan primer so produkti, ki jih v okviru Pravil za ponudnike systemske izravnave<sup>22</sup> določa SO.

Ali so identificirane vse pomembnejše lastnosti prožnosti za EES?

[1] Natančno navedite tudi druge možne lastnosti in opišite koristi uporabe teh lastnosti.

## 2.2 Storitve prožnosti

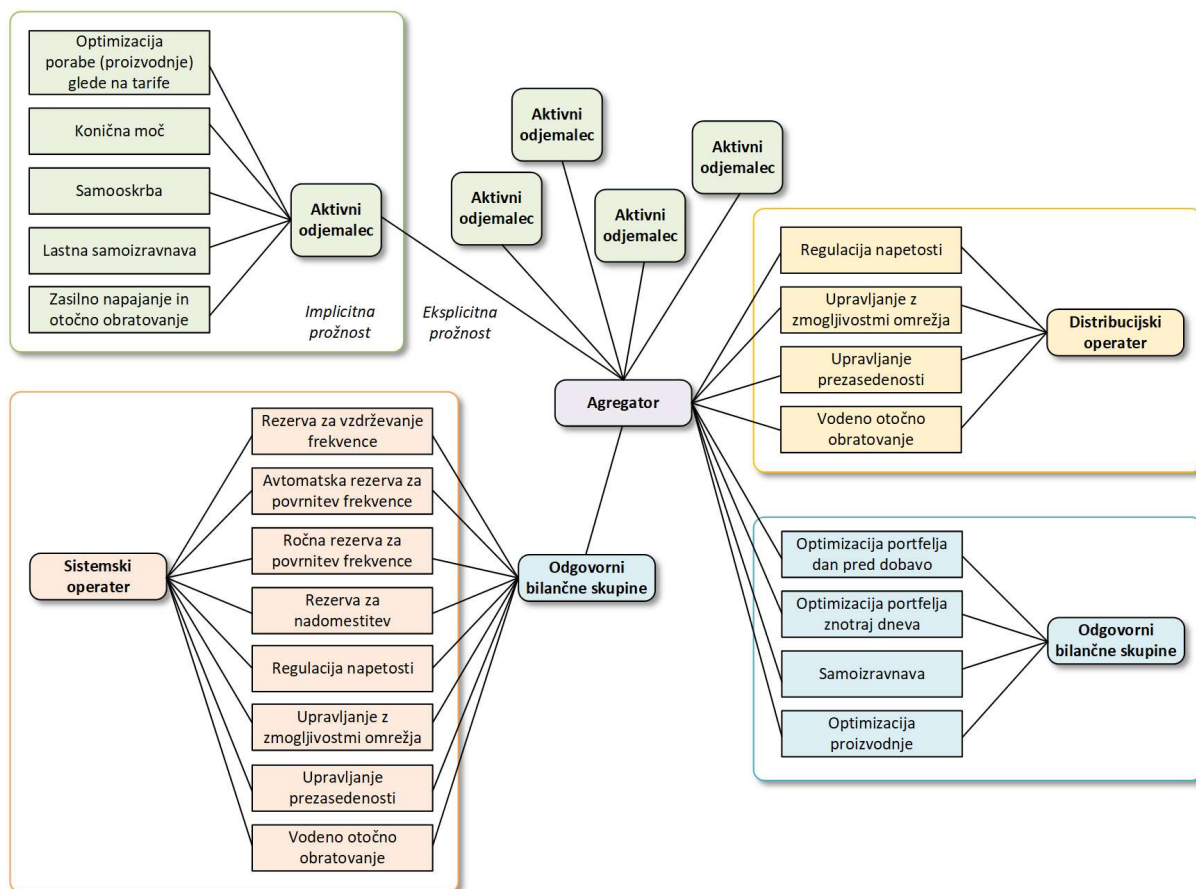
Treba je poudariti, da o prožnosti govorimo tako na področju proizvodnje kot tudi rabe energije. Prožnost pri proizvodnji in rabi energije lahko postane tržna storitev v primeru, če obstajajo uporabniki storitve prožnosti, ki so zanjo pripravljeni plačati, in izvajalci storitve, ki so storitev pripravljeni izvesti za ustrezno plačilo. Pri tem morajo tudi vsi deležniki v verigi med uporabnikom storitve in izvajalcem storitve imeti koristi od izvedbe storitve prožnosti.

Slika 3 podaja splošni pregled možnih storitev prožnosti v Sloveniji in z njimi povezanimi deležniki. Podrobnejši opis uporabe posameznih storitev je podan v pododdelkih in je pripravljen na podlagi opisov storitev iz okvirja USEF<sup>23</sup>, do določene mere prilagojenim razmeram v Sloveniji, vendar je ohranjen najširši možni kontekst (obsega tudi storitve, ki bi bile mogoče ob določenih normativnih spremembah).

---

<sup>22</sup> <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravlnem-trgu-ELES>

<sup>23</sup> USEF: Flexibility Value Chain (White Paper), USEF Foundation, Update 2018, [https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0\\_Oct18.pdf](https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0_Oct18.pdf)



Slika 3: Pregled možnih storitev in deležnikov na trgu s prožnostjo

[1] Ali so identificirane vse možne storitve prožnosti v Sloveniji? Natančno navedite tudi druge možne storitve, jih podrobneje opišite in podajte možne koristi deležnikov od njihove uporabe.

[2] Ali menite, da bi bilo mogoče med storitve prožnosti uvrstiti tudi sistemsko storitev »zagon agregatov brez zunanega vira napajanja«, ki v primeru delnega ali popolnega razpada omrežja omogoča vzpostavitev ustreznih virov omrežne napetosti (agregati) samo z lastnimi viri napetosti?

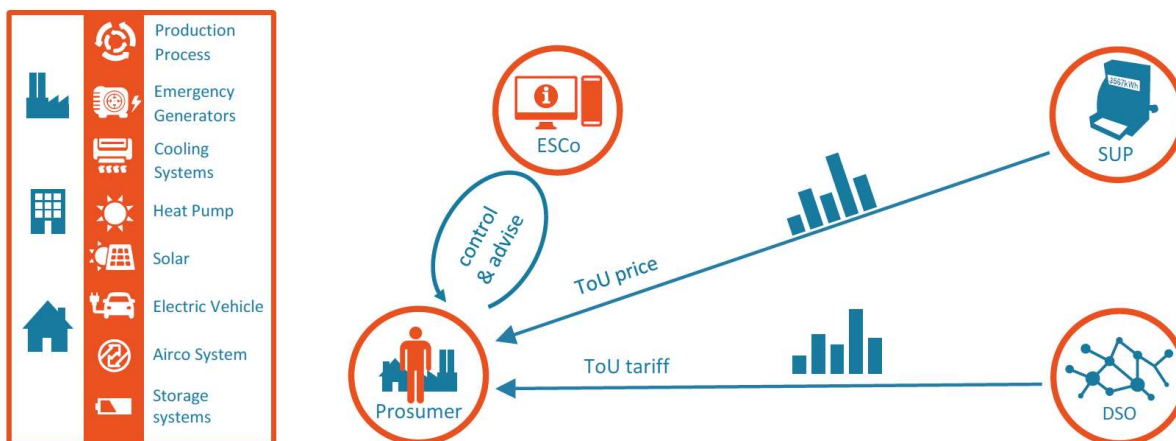
## 2.2.1 Implicitna prožnost

Storitve implicitne prožnosti predstavlja lokalno optimizacijo, ki jo lahko izvaja podjetje za energetska upravljanje za potrebe aktivnega odjemalca ali pa jo izvaja



kar sam aktivni odjemalec bodisi s pomočjo avtomatizacije ali ročno. Za vse v nadaljevanju navedene storitve velja, da so finančno smiselne, če zanje obstaja ustrezna spodbuda (v okviru tarif).

Na spodnji sliki je prikazan koncept implicitne prožnosti po USEF.



Slika 4: Prikaz vrednostne verige implicitne prožnosti po USEF [vir: USEF<sup>23</sup>]

### 2.2.1.1 Optimizacija porabe (produkcije) glede na tarife

Optimizacija porabe (produkcije) glede na tarife pomeni premik porabe (produkcije) iz intervalov višjih (nižjih) cen v intervale nižjih (višjih) cen. Takšna optimizacija zahteva, da so urniki cen znani vnaprej (npr. dan vnaprej). Uporaba prožnosti v ta namen na splošno zmanjšuje stroške za električno energijo (povečuje prihodke od prodaje električne energije).

### 2.2.1.2 Konična moč

Obvladovanje konične moči je zasnovano na zmanjševanju največjega odjema, ki ga ima odjemalec v določenem časovnem intervalu, bodisi s premikanjem dela odjema ali pa z uporabo lokalne proizvodnje, ki ob konicah na strani odjemalca pokriva del odjema. Uporaba prožnosti v ta namen na splošno zmanjšuje stroške omrežnine za priključno moč.

### 2.2.1.3 Samooskrba

Pri samooskrbi se uporabljajo lastni proizvodni viri električne energije (npr. hišna sončna elektrarna) za pokrivanje lastnega odjema. Pri tem igra ključno vlogo hranilnik odjemalca ali pa kar omrežje, ki zagotavljata, da je določen del energije na voljo tudi takrat, ko lastni proizvodni viri niso na voljo oz. ne morejo pokriti zahtevanega odjema. Cilj samooskrbe je povečana energetska samozadostnost odjemalca ter zmanjševanje stroškov za električno energijo in omrežnino.

### 2.2.1.4 Lastna samoizravnava<sup>24</sup>

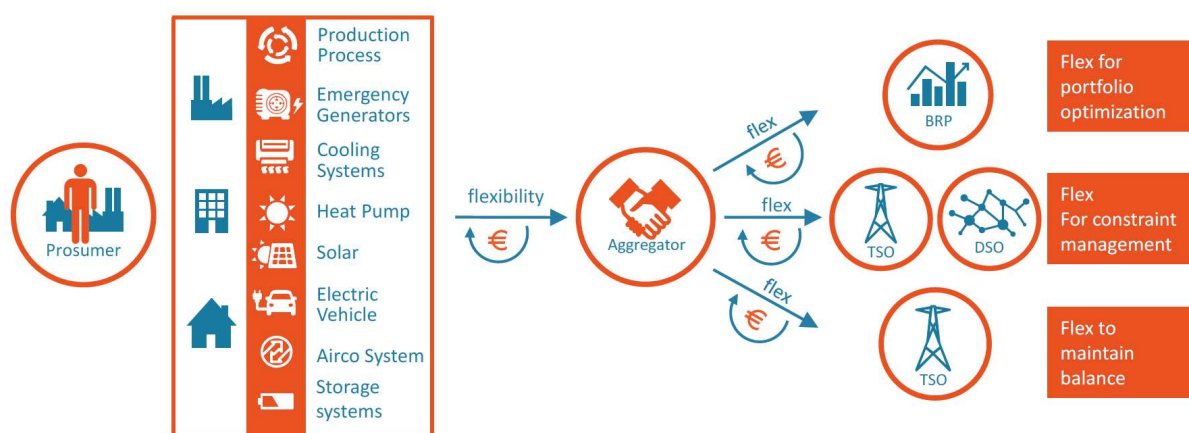
Ta vrsta storitve je značilna za odjemalce, ki imajo možnost proizvajati električno energijo (npr. soproizvodnja toplote in električne energije) in imajo možnost izbire alternativnih nosilcev energije (npr. toplotna oskrba ali plin). Vrednost se pri tem ustvarja z razlikami med cenami nakupa, proizvodnje in prodaje električne energije.

### 2.2.1.5 Zasilno napajanje in otočno obratovanje

Dodatna storitev je zasilno napajanje in otočno obratovanje ob izpadih napajanja iz omrežja. Ali je storitev primerna za odjemalca, je odvisno od zanesljivosti omrežja in potencialne škode, ki jo odjemalec lahko utrpi ob izpadu omrežja, kar pa je odvisno tudi od vrste odjemalca (npr. stanovanjska hiša, poslovna stavba ali bolnišnica). Uporaba storitev prožnosti aktivnega odjema za zasilno napajanje in otočno obratovanje lahko zahteva dodatne naložbe odjemalca, npr. za hranilnike in sistem za sinhronizacijo.

## 2.2.2 Eksplicitna prožnost

Na spodnji sliki je prikazan koncept eksplicitne prožnosti po USEF.



Slika 5: Prikaz vrednostne verige eksplicitne prožnosti po USEF [vir: USEF<sup>23</sup>]

### 2.2.2.1 Veleprodajni trg

Storitve na veleprodajnem trgu pomagajo OBS zmanjševati tako nakupne stroške za električno energijo predvsem na trgu za dan vnaprej (v nadaljevanju DAM) in trgu znotraj dneva (v nadaljevanju IDM) kot tudi stroške izravnave. Primer uporabe se kaže v tem, da agregator zagotavlja prožnost tako svojemu

<sup>24</sup> Angl. »in-home self-balancing«

asociiranemu OBS kot tudi nekemu drugemu OBS npr. preko borze ali bilateralnega posla – npr. OBS dobavitelja energije.

#### 2.2.2.1.1 Optimizacija portfelja dan pred dobavo

Optimizacija portfelja dan pred dobavo cilja na premik odjema iz intervala visokih cen v interval nizkih cen, in sicer v obdobju dneva pred dobavo ali večjem časovnem obdobju. Uporaba storitev prožnosti aktivnega odjema omogočajo OBS zmanjševati nakupne stroške za električno energijo. S prožnostjo se lahko trguje z uporabo DAM ali bilateralne pogodbe.

#### 2.2.2.1.2 Optimizacija portfelja znotraj dneva

Optimizacija portfelja znotraj dneva (z uporabo IDM ali bilateralnih pogodb) je zelo podobna optimizaciji portfelja v dnevu pred dobavo, le da je časovno omejena na čas po zaključku trgovanja na DAM. Na IDM se lahko trguje s produkti manjše granulacije, bliže realnemu času. OBS lahko uporabljajo storitve prožnosti aktivnega odjema za popravljanje napak v obratovalnih napovedih spremenljivih virov v dnevu pred dobavo.

#### 2.2.2.1.3 Samoizravnava

Samoizravnava pomeni, da OBS zmanjšuje odstopanje portfelja od napovedi s ciljem zmanjšanja (pričakovanih) stroškov odstopanj. Za optimizacijo svojega portfelja lahko OBS uporablja storitve prožnosti aktivnega odjema.

#### 2.2.2.1.4 Optimizacija proizvodnje

Optimizacija proizvodnje pomeni optimizacijo obratovanja osrednjih proizvodnih enot, ko pripravljajo načrtovano količino proizvodnje za naslednjo uro. Namreč, hitrost spreminjanja izhodne moči konvencionalnih proizvodnih virov je omejena, zato slednji pričnejo s prilagajanjem nekaj minut pred polno uro. Izogibanje odstopanjem posledično zahteva določen prenehaj izhodne moči, ki pa lahko skrajšuje življenjsko dobo proizvodne enote ali pa povečuje porabo primarnega energenta. Temu prenehaju se je mogoče izogniti z uporabo storitev prožnosti aktivnega odjema.

### 2.2.2.2 Upravljanje z omejitvami

Storitve upravljanja z omejitvami<sup>25</sup> pomagajo elektrooperaterjem (SO in DO) optimirati obratovanje omrežja glede na fizične in tržne omejitve.

---

<sup>25</sup> Angl. constraint management

#### 2.2.2.2.1 Regulacija napetosti

Težave z napetostjo se pojavljajo npr. ko sončne elektrarne proizvajajo veliko energije in posledično se poveča napetost v (lokalnem) omrežju. Prekomernemu povečanju napetosti se je mogoče izogniti tako, da zmanjšamo proizvodnjo ali pa uporabimo storitev prožnosti aktivnega odjema za povečanje odjema. To pomeni, da je z uporabo storitev prožnosti aktivnega odjema mogoče zmanjšati potrebe po naložbah v omrežje (npr. regulacijski transformatorji) ali zmanjšati potrebe po potencialni redukciji proizvodnje iz OVE.

#### 2.2.2.2.2 Upravljanje z zmogljivostmi omrežja

Upravljanje z zmogljivostmi omrežja se nanaša na DO ali SO, ki uporablja storitve prožnosti aktivnega odjema za izboljšanje učinkovitosti brez vpliva na svobodo dispečiranja, trgovanja in povezovanja (princip bakrene plošče<sup>26</sup>). To pomeni, da agregatorji (in aktivni odjemalci) sodelujejo v storitvah prostovoljno (tj. z ustreznimi finančnimi spodbudami). Storitve se izvajajo zaradi:

1. *Zakasnitev potreb po ojačitvah omrežja*

Tradicionalno se ojačitev omrežja zahteva, ko projekcije prihodnjega odjema presežejo (termične) omejitve omrežne komponente. Potrebe po ojačitvah omrežja je mogoče zakasniti z vplivanjem na konični odjem ali proizvodnjo. To je še posebej pomembno za dele omrežij, kjer se zahteva izpolnjevanje pogoja n-1.

2. *Optimizacije obratovanja omrežnih komponent*

Z zmanjševanjem koničnih obremenitev je mogoče podaljšati življenjsko dobo komponent.

3. *Zmanjševanja izgub*

Celokupne izgube se lahko zmanjšajo z zmanjševanjem koničnega odjema in optimiranjem prenosnih poti.

4. *Načrtovanega vzdrževanja*

Z zmanjševanjem koničnega odjema (ali proizvodnje) na prostovoljni podlagi je v času načrtovanega vzdrževanja mogoče izboljšati zanesljivost, zagotoviti izpolnjevanje kriterija n-1 in se izogniti potrebi po upravljanju zamašitev.

Upravljanje z zmogljivostmi omrežja naj se tako obravnava kot (prihodnje) običajno poslovanje DO in SO, nasprotno od upravljanja prezasedenosti, ki je predstavljeno v nadaljevanju.

#### 2.2.2.2.3 Upravljanje prezasedenosti

Upravljanje prezasedenosti se nanaša na izogibanje preobremenitvam komponent sistema z zmanjševanjem končnih obremenitev za izogibanje okvaram kot posledica preobremenitev. Nasprotno od upravljanja z zmogljivostmi omrežja se

---

<sup>26</sup> Angl. copper plate principle

mogoča preobremenitev (ki potencialno lahko pripelje do izpada) ne da predvideti v dolgoročnem načrtovanju omrežja, ali pa se povečanje odjema ali proizvodnje dogaja hitreje kot pričakovano, tako da ojačitve omrežja ne sledijo ustrezno. Torej ta ukrep predstavlja začasno rešitev, kjer je dolgoročna rešitev (na splošno) ojačitev omrežja.

Upravljanje prezasedenosti je strogo reguliran mehanizem, ki je v EU na voljo za SO. V prihodnosti bo lahko na voljo tudi DO<sup>27</sup>. Kjer to predpisi dovoljujejo, lahko elektrooperaterji neposredno dostopajo do virov na strani odjema (npr. omejevanje odjema z uporabo pametnih števcov). Obstaja tudi več mehanizmov, ki so bolj tržno usmerjeni, tako da lahko pri upravljanju prezasedenosti sodelujejo tudi agregatorji. Na splošno pa ti mehanizmi omejujejo svobodo dispečiranja, trgovanja in povezovanja.

#### 2.2.2.2.4 Vodeno otočno obratovanje

Namen vodnega otočnega obratovanja je preprečevanje izpada napajanja v določenem delu omrežja, ki je posledica okvare v katerem koli delu, ki napaja to omrežje. Storitve prožnosti aktivnega odjema se lahko uporabijo za boljše ujemanje lokalnega odjema in lokalne proizvodnje.

### 2.2.2.3 Izravnava sistema

Namen storitev izravnave je obnovitev systemske frekvence na nominalno vrednost 50 Hz. Storitve prožnosti aktivnega odjema se lahko vključijo v ponudbo vseh štirih storitev za izravnavo sistema v skladu z veljavnimi Pravili in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES<sup>28</sup>.

#### 2.2.2.3.1 Rezerva za vzdrževanje frekvence

Namen RVF je omejiti odstopanje systemske frekvence na preddefiniran interval po incidentu. V okviru RVF se pričakuje aktivacijski čas do največ 30 sekund. Moč RVF se zakupi vnaprej (predlagano je dan vnaprej). Nadomestilo med SO in agregatorjem se na splošno izvede na podlagi razpoložljivosti in izbirno na podlagi aktivirane energije. V skladu s Sistemskimi obratovalnimi navodili za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije<sup>29</sup> so vse enote, ki so priključene na 110 kV, 220 kV in 400 kV omrežje, obvezane izvajati storitev RVF. Storitev se v Sloveniji zaenkrat izvaja še brez plačila.

---

<sup>27</sup> USEF DSO Workstream final report: An Introduction to EU market-based congestion management models, April 2018, <https://www.usef.energy/app/uploads/2018/04/USEF-DSO-WG-report-Overview-Market-based-congestion-management-v1.00-FINAL.pdf>

<sup>28</sup> <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>

<sup>29</sup> Sistemski obratovalni navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije (Uradni list RS, št. 29/16)

#### 2.2.2.3.2 Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence

Namen aRPF je obnovitev sistemske frekvence in je definirana kot rezerva, ki jo je mogoče aktivirati z avtomatsko napravo za vodenje. Aktivacijski čas je lahko največ 5 minut. Moč aRPF se lahko zakupi vnaprej (pogodbe na podlagi zakupa moči), vendar nekateri SO dodatno povprašujejo po ponudbah, ki jih lahko sprejmejo v naslednjem bilančnem obračunskem intervalu (proste ponudbe). Nadomestilo se izvede kot kombinacija zakupljene moči in aktivirane energije. Za sprejete proste ponudbe ni predvideno nadomestilo za zakup moči. Dodatno lahko SO preveri, ali so zahteve izpolnjene in po potrebi zaračuna kazni.

#### 2.2.2.3.3 Ročna rezerva za povrnitev frekvence

Čeprav je namen obeh rRPF in aRPF enak (obnovitev sistemske frekvence), pa so zahteve za izvajanje teh dveh storitev različne. Aktivacijski čas je največ 12,5 minut. rRPF ima daljši čas trajanja in manjšo hitrost spreminjanja (počasnejša rampa), zahteva tudi manj pogoste meritve in napovedi. Nadomestilo se izvede na podlagi zakupljene moči in aktivirane energije.

#### 2.2.2.3.4 Rezerva za nadomestitev

RN nadomesti aktivirane rezerve z namenom obnovitev rezerv v sistemu ali pa služi ekonomski optimizaciji. V splošnem ima RN daljši čas trajanja in manjšo hitrost spremembe v primerjavi z rRPF. Nadomestilo se izvede zgolj na podlagi aktivirane energije.

[1] Ali so identificirane vse potencialne storitve prožnosti v slovenskem geografskem prostoru?  
Opredelite morebitne druge možne storitve prožnosti, njihov namen (primer uporabe) ter jih smiselno povežite z deležniki.

## 2.3 OPREDELITEV DELEŽNIKOV IN UPORABE PROŽNOSTI

Namen tega oddelka je najprej predstaviti in opredeliti vlogo posameznih deležnikov na področjih prožnosti proizvodnje, rabe in shranjevanja energije. Pri tem so najprej identificirani potencialni uporabniki storitve prožnosti. Podan je grob pregled trenutnega stanja pri zagotavljanju prožnosti. Posebna pozornost je namenjena agregatorjem, ki so ključni akter pri uporabi potenciala prožnosti aktivnih odjemalcev, ki so najbolj množični, a se njihov potencial izkorišča zaenkrat zgolj v primeru pilotnih projektov. Nasprotno pa se prožnost določenih

večjih virov prožnosti že dalj časa uporablja pri nujenju storitev izravnave sistema.

### 2.3.1 Uporabniki storitev prožnosti

Identificirani uporabniki storitev prožnosti so SO, DO in odgovorni bilančnih skupin oziroma bilančne skupine (v nadaljevanju (O)BS). Drugi morebitni uporabniki storitev prožnosti zaenkrat še niso bili identificirani, kar pa ne pomeni, da jih ni. Vsi omenjeni lahko z uporabo storitev prožnosti dosežejo ekonomske koristi. Če so te večje od stroškov, ki jih morajo plačati ponudnikom in izvajalcem storitev prožnosti, je uporaba storitev prožnosti zanje ekonomsko smiselna.

- [1] Ali so identificirani že vsi potencialni uporabniki storitev prožnosti v slovenskem geografskem prostoru?  
Natančno navedite morebitne preostale uporabnike storitev prožnosti in njihove koristi od uporabe prožnosti.

- [2] Ali menite, da je treba med uporabnika storitev prožnosti šteti tudi agregatorja, ki bi si z uporabo prožnosti npr. drugega agregatorja izboljšal, nadgradil »svoj« portfelj in si s tem npr. omogočil zagotavljanje določenih storitev?

#### 2.3.1.1 Sistemski operater

SO mora ves čas zagotavljati uravnotežen pretok energije, ki se kaže v izravnavi delovne in jalove moči. Pri tem se uporabljata razmerji delovna moč – frekvenca in jalova moč – napetost. Pri izravnavi delovne moči se uporabljajo rezerva za vzdrževanje frekvence (v nadaljevanju RVF), avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (v nadaljevanju aRPF) in ročna rezerva za povrnitev frekvence (v nadaljevanju rRPF). Potrebno energijo zagotavljajo sistemske storitve izravnave. To so že sedaj plačljive storitve zagotavljanja prožnosti. Na podlagi letnih ali večletnih razpisov SO sklene direktne pogodbe z večjimi proizvodnimi enotami, agregatorji in porabniki, ki izvajajo storitve aRPF in rRPF. Pri tem je plačljiva tako pripravljenost za izvajanje sistemskih storitev kot tudi njihova aktivacija. RVF zaenkrat ni plačljiva storitev, ampak so jo v skladu s SONPO<sup>30</sup> obvezane izvajati vse enote, ki so priključene na 110 kV, 220 kV in 400 kV omrežje.

SO kupuje izravnalno energijo rezerve za nadomestitev (v nadaljevanju RN) za namen sproščanja regulacijskih obsegov aRPF in rRPF na izravnalnem trgu operaterja trga za potrebe kontrolnega območja Republike Slovenije, in sicer

---

<sup>30</sup> Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije (Uradni list RS, št. 29/16)

skladno s Pravili za izvajanje izravnalnega trga z elektriko. Pri tem operater trga (Borzen d.o.o.) določi seznam produktov (v sodelovanju s SO) in postopek aktiviranja ponudb na izravnalnem trgu operaterja trga. SO izvede nakup potrebne količine izravnalne energije prek trgovalne platforme, ki mu sledi aktiviranje ponudb in dobava izravnalne energije s prijavo zaprte pogodbe pri operaterju trga.

Večino navedenih frekvenčnih sistemskih storitev danes še zagotavljajo konvencionalni viri prožnosti. V prihodnosti pa bo v vedno večji meri tudi za zagotavljanje sistemskih storitev z izvajanjem storitev prožnosti mogoče uporabiti vire sicer številčnejših, a manjših uporabnikov omrežja, ki jih združujejo in koordinirajo agregatorji. Frekvenčne sistemske storitve niso krajevno omejene. Izvajajo jih lahko vse primerne (kvalifikacijski postopek) porabniške oziroma proizvodne enote znotraj EES. Sem sodijo tudi vse enote, ki so priključene v distribucijsko omrežje (SO v novih pravilih<sup>22</sup> eksplicitno ureja tudi agregacijo virov priključenih na distribucijski sistem) in so tako le posredno priključene v prenosno omrežje, kar zahteva ustrezno koordinacijo med zadevnima elektrooperaterjema.

Nefrekvenčne sistemske storitve za potrebe SO pa so lokacijsko pogojene z lokacijo v omrežju. Storitve prožnosti za potrebe SO bi v prihodnosti lahko vključevale tudi sodelovanje pri regulaciji napetosti, upravljanju z zmogljivostmi omrežja, upravljanju prezasedenosti kot tudi vodeno otočno obratovanje<sup>31</sup>.

[1] Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za SO? Natančno navedite in opišite preostale.

### 2.3.1.2 Distribucijski operater

Osnovna naloga DO je zagotavljanje nemotene oskrbe odjemalcev z električno energijo in zagotavljanje nemotene uporabe omrežja drugim uporabnikom, kot so na primer razpršeni viri. Pri tem morajo biti parametri napetosti v točki priključitve na električno omrežje skladni s standardi.

Pri obratovanju distribucijskega omrežja je bistveno zagotoviti ustrezne napetostne profile in preprečiti preobremenjevanje posameznih elementov omrežja (vodi, transformatorji...). Klasični pristop k obratovanju omrežja temelji na pasivnih uporabnikih omrežja, ki ne sodelujejo pri obratovanju omrežja. To pomeni, da je omrežje treba dimenzionirati bistveno bolj bogato, kar pomeni večje naložbe v omrežno infrastrukturo. V alternativnem pristopu aktivni uporabniki omrežja z uporabo prožnosti sodelujejo<sup>31</sup> pri zagotavljanju regulacije napetosti, upravljanju z zmogljivostmi omrežja (preprečevanje preobremenitev, zmanjševanje izgub), upravljanju prezasedenosti, kot tudi otočnem obratovanju

Z uporabo prožnosti je mogoče zamakniti tudi naložbe v infrastrukturo distribucijskih omrežij. Pri tem pa je potrebna previdnost, saj je kljub uporabi

<sup>31</sup> Za opis glej pododdelek 2.2.2.2



prožnosti treba zagotoviti posodabljanje in razvoj distribucijskih omrežij. Storitve prožnosti so primerne za reševanje problemov v distribucijskih omrežjih, ki se pojavljajo zgolj občasno in v omejenem obsegu.

Izvajanje storitev prožnosti za potrebe DO je krajevno omejeno in se izvaja le v delih distribucijskega omrežja, kjer je to potrebno. Zato je informacija o lokaciji izvajanja storitve ključnega pomena za distribucijsko omrežje. V takem delu omrežja je izvajanje storitev prožnosti za druge uporabnike prožnosti omogočeno le, če podpirajo učinke, ki jih z izvajanjem storitev prožnosti želi doseči DO. Takšna omejitev velja, dokler se za potrebe DO izvajajo tiste storitve prožnosti, ki so nujne za nemoteno obratovanje distribucijskega omrežja. V to kategorijo gotovo sodi preprečevanje preobremenitev elementov omrežja in zagotavljanje napetostnih profilov.

[1] Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za DO? Natančno navedite in opišite preostale.

### 2.3.1.3 Odgovorni bilančne skupine oziroma bilančne skupine

(O)BS lahko zagotovijo pričakovane dnevne prihodke, če sta njihovi realizaciji proizvodnje in porabe skladni z napovedanimi profili. V primeru odstopanj je treba plačati kazni. Uporaba prožnosti uporabnikov omrežja je smiselna, če so stroški storitev prožnosti nižji od stroškov kazni za odstopanja.

OBS lahko uporabljajo storitve prožnosti uporabnikov omrežja tudi za to, da uporabnike omrežja spodbudijo k rabi energije v časovnih intervalih znotraj dneva, ko so cene energije na trgu nižje. Pri aktivni in sproti udeležbi bilančne skupine na trgu električne energije pa je mogoče z uporabo storitev prožnosti tudi spodbuditi spreminjanje porabe in proizvodnje električne energije uporabnikov omrežja, če pride do hitrih sprememb cen. OBS lahko tako ustvari viške glede na napovedani profil, ki jih lahko potem, po bistveno višji ceni od kazni za odstopanja, proda na trgu. Na podoben način bi OBS lahko postopal tudi v primeru večjega padca cen, kjer bi s storitvami prožnosti lahko spodbudil tudi rabo energije po nižji ceni.

V opisanih primerih gre za izboljševanja poslovnih rezultatov bilančne skupine, ki jih omogoča izvajanje storitev prožnosti uporabnikov omrežja. Pri tem bi bilo smiselno poskrbeti za to, da je plačilo za izvajanje storitev prožnosti proporcionalno prihodku bilančne skupine, ustvarjenem s to storitvijo. Takšen pristop bi lahko bistveno povečal zanimanje za izvajanje storitev prožnosti in morebiti tudi za nakup dodatnih naprav, kot so na primer hranilniki energije.

Izvajanje storitev prožnosti za potrebe OBS ni krajevno odvisno in se lahko izvaja kjerkoli v omrežju.

[1] Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za (O)BS? Natančno navedite in opišite preostale.

## 2.3.2 Izvajalci storitev prožnosti

### 2.3.2.1 Uporabniki sistema

Potencialni izvajalci storitev prožnosti so vsi uporabniki EES, ki razpolagajo z aktivnimi elementi - viri prožnosti v obliki virov, porabnikov, in hranilnikov energije. Zanje je značilno, da je nanje mogoče vplivati, zaradi česar so primerni za izvajanje storitev prožnosti. Na splošno lahko rečemo, da so izvajalci storitev prožnosti **aktivni odjemalci**. Pri tem je z izrazom aktivni odjemalec označen tisti odjemalec, ki se s svojimi viri prožnosti prilagaja cenovnim signalom (implicitna prožnost na podlagi tarifnih signalov) in se aktivno odziva na neposredne pozive za aktivacijo izvajanja storitev prožnosti glede na stanje razpoložljivosti svojih virov prožnosti (dispečirana eksplicitna prožnost).

V gospodinjstvih so viri energije predvsem fotonapetostni sistemi, hranilniki energije so predvsem baterijski sistemi, porabniki pa so toplotne črpalke, sistemi ogrevanja, hlajenja in ventilacije, hladilniki, grelniki, pralni in pomivalni stroji in podobno.

V primeru uporabnikov omrežja, povezanih s proizvodnim ali drugim tehnološkim procesom, je za zagotavljanje storitev prožnosti in določitvi potenciala za izvajanje storitev prožnosti nujno sodelovanje tehnologa, ki zelo dobro pozna tehnološki proces. Za razliko je potencial gospodinjstev za izvajanje storitev prožnosti mogoče vsaj grobo ovrednotiti, gospodinjstva pa tipizirati.

Koristi, ki nastajajo odjemalcem na podlagi izvajanja storitev prožnosti, obsegajo:

- prihranke pri obračunu omrežnine na podlagi tarif,
- prihranke pri obračunu dobave energije na podlagi tarif,
- izboljšano optimizacijo stroškov porabe energije zaradi možnosti kombiniranja različnih energentov, različnih dobaviteljev ipd.,
- obvladovanje konične moči,
- samooskrbo za pokrivanje lastnega odjema in povečano energetska neodvisnost,
- možnost uporabe sistema kljub eksternim omejitvam (otočno obratovanje, zasilno napajanje ipd.),
- možnost sodelovanja v energetskih skupnostih,
- neposredna plačila za izvajanje storitev eksplicitne prožnosti (sodelovanje v frekvenčnih in nefrekvenčnih sistemskih storitvah, sodelovanje v storitvah na veleprodajnem trgu),
- dostop do trga (npr. direktno ali prek agregatorjev).

[1] Navedite in opišite morebitne dodatne potencialne koristi aktivnih odjemalcev od izvajanja storitev prožnosti.

[2] Aktivni odjemalci so s svojimi napravami in hranilniki najbolj množični vir prožnosti. Vključevanje aktivnih odjemalcev v izvajanje storitev prožnosti je ključno za uspešnost vzpostavitve trga s prožnostjo.

Navedite in opišite možne pristope za množično vključevanje aktivnih odjemalcev ter navedite ključne deležnike.

### 2.3.2.2 Podjetja za energetska upravljanje

Podjetja za energetska upravljanje<sup>32</sup> nudijo podporne energetske storitve za aktivne odjemalce, ki vključujejo optimizacijo porabe, oddaljeno vzdrževanje uporabniških naprav, izvajanje investicijskih projektov energetske učinkovitosti in izkoriščanja OVE na ključ. Podjetja za energetske storitve sprejemajo določeno stopnjo tveganja za doseganje izboljšane energetske učinkovitosti aktivnega odjemalca, zato je njihovo plačilo za opravljene storitve v celoti ali vsaj delno vezano na doseganje izboljšav energetske učinkovitosti aktivnega odjemalca<sup>33</sup>. Če dobavitelj ali DO uporablja implicitne mehanizme prožnosti - tarife, lahko podjetje za energetske storitve optimira stroške aktivnega odjemalca glede na tarife. Za razliko od agregatorjev podjetja za energetske storitve niso aktivni udeleženci na organiziranem trgu, lahko pa tudi prevzamejo njihovo vlogo – neodvisni agregator (glej 4.1).

### 2.3.3 Agregatorji

Storitve prožnosti manjših proizvodnih in porabniških enot ni mogoče neposredno uporabiti za zagotavljanje sistemskih storitev, saj so razpoložljivost, moč in energija omenjenih enot premajhne za sklepanje direktnih pogodb s SO, OBS ali DO oziroma je neposredno sodelovanje manjših odjemalcev na organiziranih trgih ovirano zaradi vstopnih stroškov in kompleksnosti. Zato se kot vmesni člen med uporabnikom storitev prožnosti in manjšimi izvajalci storitev prožnosti pojavi **agregator** kot nova vloga na trgu. Ta agregira (združuje) ponudbe izvajalcev storitev prožnosti in tako premosti navedene ovire oziroma omogoči odjemalcu posredni dostop do organiziranega trga.

Agregator za svoje delovanje potrebuje ustrezno komunikacijsko povezavo z uporabniki in izvajalci storitev prožnosti, ustrezno programsko opremo za izvedbo trgovanja in seveda pravila trgovanja. Pri tem agregator agregira (zbira)

<sup>32</sup> Angl. Energy Service Company (ESCO)

<sup>33</sup> <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/communities/energy-service-companies>

povpraševanja za izvajanje storitev prožnosti, sami posli pa se sklepajo na trgu prožnosti. Storitve prožnosti se lahko izvajajo v različnih časovnih intervalih in zahtevajo različne odzivne čase. Temu morajo biti prilagojene tudi komunikacijske povezave agregatorja z uporabniki in izvajalci storitev prožnosti.

Če bi storitve prožnosti želeli uporabljati na primer za storitev RVF, bi potrebovali izjemno hitre in zanesljive komunikacijske povezave in trenutne odzive, medtem ko so za zagotavljanje storitev aRPF in rRPF na podlagi prožnosti zahtevani odzivi v času nekaj sekund in minut. V vseh primerih so izvajalci storitev prožnosti aktivirani trenutno oziroma v zelo kratkem času, kar načeloma ni povezano s tipičnimi dnevnimi profili proizvodnje in porabe (15-minutni profili, ki so na voljo v NMS). Podobno velja tudi za aktivacije izvajalcev storitev s strani OBS ob trenutnih spremembah cen na trgu z energijo. V kontekstu zahtev glede odzivnih časov in z njimi povezano izmenjavo podatkov je treba preveriti, ali za komunikacijo zadostuje zanesljiva internetna povezava, skladna z univerzalno storitvijo dostopa do širokopasovnega interneta<sup>34</sup>, ali pa je treba zagotoviti drugo ustrezno komunikacijo. V povsem drugo kategorijo sodijo storitve prožnosti, ki jih je mogoče napovedati za nekaj ur vnaprej, običajno na osnovi profilov proizvodnje in porabe, vremenskih razmer, časa v dnevu, dneva v tednu in mesecu ter meseca v letu. Za izvajanje takih storitev prožnosti so obstoječe internetne ali druge, relativno počasne komunikacijske povezave, povsem zadostne.

Na trgu lahko deluje hkrati več agregatorjev. Ker določen tržni udeleženec lahko izvaja več vlog, ločujemo med **neodvisnim agregatorjem**<sup>35</sup> (subjekt izvaja izključno to vlogo) in dobaviteljem (oziroma OBS), ki izvaja tudi vlogo agregatorja. Od modela agregacije oziroma z njimi povezanih pravil je odvisno, kako so urejena razmerja med neodvisnimi agregatorji in dobavitelji oziroma OBS. Pri uvajanju trga prožnosti bi bilo treba npr. poskrbeti, da pogodbe o dobavi energije ne bi smele bile vezane tudi na izvajanje storitev prožnosti, saj se s tem omejuje neodvisnost in medsebojna konkurenca različnih agregatorjev: to bi namreč pomenilo, da bi bilančne skupine prek pogodb o dobavi energije dobile monopol nad izvajanjem storitev prožnosti uporabnikov omrežja. Agregacija virov v kontekstu enega ali več neodvisnih agregatorjev lahko na ravni uporabnika rezultira v več bilančnih pogodbah različnih subjektov na istem priključku.

Po mnenju agencije je treba zagotoviti skladen normativni okvir, v katerem bo agregator lahko nudil storitve kateremukoli potencialnem kupcu in bo zagotavljal, da so vsi zainteresirani deležniki dovolj informirani in če je potrebno tudi kompenzirani zaradi akcij agregatorja. Okvir agregatorja je treba integrirati z obstoječimi tržnimi mehanizmi, ob tem pa vpeljati nove trge, če ti še niso vzpostavljeni (npr. lokalni trgi za upravljanje prezasedenosti in upravljanje z zmogljivostmi). Z uvedbo optimalnega modela agregacije ter standardizacijo tržnih procesov in izmenjave podatkov je možno zagotoviti vsem tržnim udeležencem enostaven dostop do trga s prožnostjo, obenem pa lahko odpravimo

<sup>34</sup> <https://www.akos-rs.si/odgovori-agencije-na-prejete-pripombe-na-analizo-in-predloge-sprememb-splosnih-aktov-s-podrocja-univerzalne-storitve-ter-sprememnjeni-splosni-akti>

<sup>35</sup> Glej 17. člen CEP

tudi potrebo po bilateralnih pogodbah med neodvisnim agregatorjem in dobaviteljem (OBS) odjemalca, ki predstavlja nevarno oviro za razvoj trga s prožnostjo.

[1] Ali se strinjate, da bo trg s prožnostjo pomembno pridobil z uvedbo koncepta neodvisnega agregatorja?

[2] Ali menite, da bi morali tudi elektrooperaterjem omogočiti izvajanje vloge agregatorja? Navedite razloge in utemeljite.

## 3 POTENCIAL PROŽNOSTI

### 3.1 Kritična konična tarifa kot primer implicitne prožnosti v Sloveniji

Pilotna uporaba implicitne prožnosti v obliki (pozitivne) kritične konične tarife (v nadaljevanju KKT) za omrežnino se je izkazala za uporabno za zmanjševanje konične obremenitve na distribucijskem sistemu v okvirih dveh pilotnih projektov Premakni porabo<sup>36</sup> in Flex4Grid<sup>37</sup>, ki sta se zaključila s koncem leta 2018. Sklepne ugotovitve obeh projektov kažejo na velik potencial uporabe KKT in tudi na nadaljnjo podporo odjemalcev za sodelovanje v nadaljevalnih in novih pilotnih projektih.

V aktualnem regulativnem obdobju<sup>38</sup> je agencija pilotno omogočila tudi dodatno negativno KKT, s pomočjo katere bi del obremenitve (npr. polnjenje električnih vozil) lahko premaknili v nočni čas, kadar je omrežje manj obremenjeno, oziroma v čas največje proizvodnje iz obnovljivih virov (pozno dopoldan do zgodaj popoldan). Agencija je v aktualnem regulativnem obdobju kvalificirala že tri nove pilotne projekte s pričetkom izvajanja v letu 2019, ki vključujejo uporabo implicitne prožnosti aktivnih odjemalcev za potrebe distribucijskega in prenosnega sistema. V okviru teh projektov izvajalci načrtujejo tudi vključitev dobaviteljev, ki bodo lahko hkrati testirali uporabo dinamičnega tarifiranja za področje dobave električne energije.

<sup>36</sup> <https://premakni-porabo.si/>

<sup>37</sup> <https://www.elektro-celje.si/si/flex4grid>

<sup>38</sup> Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS 46/18, 47/18 - popr., 86/18)

### 3.1.1 Premakni porabo

Odjemalci so v projektu Premakni porabo sodelovali tako z ročnim upravljanjem svoje porabe kot tudi s pomočjo avtomatizacije. Projekt je vključeval uporabnike gospodinjstev in poslovnega odjema brez merjenja moči. Iz končnega poročila projekta<sup>39</sup> sledi, da je bilo med projektom izvedenih 50 enournih aktivacij KKT, pri čemer so bili odjemalci obveščeni 24 ur pred aktivacijo in ponovno 15 minut pred aktivacijo. Skupno znižanje obremenitve je v primerih KKT znašalo tudi do 34 % (306 kW) na ravni agregiranih podatkov uporabnikov, vključenih v projekt, odvisno od sezone. Potencial prožnosti je v zimskem času višji, medtem ko je v ostalih obdobjih nižji. Ugotovljeno je bilo, da je za skupino odjemalcev brez avtomatizacije mogoče vrednost znižanja obremenitev za KKT ocenjevati na okvirno med 122 W in 40 W na odjemalca, odvisno od sezone, medtem, ko je mogoče za skupine z avtomatizacijo vrednost znižanja obremenitev za KKT ocenjevati na okvirno med 822 W in 359 W na odjemalca, odvisno od sezone.

### 3.1.2 Flex4Grid

Odjemalci so tudi v projektu Flex4Grid sodelovali tako z ročnim upravljanjem svoje porabe kot tudi s pomočjo avtomatizacije. Projekt se je osredotočal izključno na gospodinjstve. Iz končnega poročila projekta<sup>40</sup> sledi, da je bilo med projektom izvedenih 42 kritičnih dogodkov. Osemkrat je bil izveden dvourni dogodek, drugače pa je dogodek trajal eno uro, kar skupaj predstavlja 50 ur KKT. Ugotovljena povprečna ocenjena prožnost v celotnem obdobju je bila ocenjena na 55 W na pilotnega uporabnika v času izvajanja ukrepa. Oceno določajo predvsem enourni dogodki, kjer je bila povprečna prožnost 54 W, medtem ko je bila na vseh dvournih dogodkih prožnost v povprečju višja za 4 W na pilotnega uporabnika. Možen razlog za večjo prožnost dvournih dogodkov je morebiti izbira obdobja proženja, saj so bili dvourni dogodki proženi v jesenskem in zimskem času, ko je tudi prožnost večja. Velikost potencialne prožnosti sledi po velikosti povprečju porabe v dogodkih: večja je v zimskem obdobju in manjša preko poletja. Povprečna prožnost glede na celotno porabo znaša 6,85 %.

## 3.2 Izravnava sistema kot primer eksplicitne prožnosti v Sloveniji

Storitve za izravnavo sistema oziroma regulacije sistemske frekvence so tipičen primer storitev eksplicitne prožnosti v proizvodnji in rabi energije. Trenutno jih na

---

<sup>39</sup> Končno poročilo projekta PREMAKNI PORABO, Elektro Maribor, april 2019

<sup>40</sup> Kos A., Koželj K., Bobek D., Stepančič Ž., Gabrijelčič D.: Končno poročilo projekta Kritične Konične Tarife Flex4Grid: Prosumer Flexibility Services for Smart Grid Management, Projekt št. 646428, april 2019

osnovi direktnih pogodb izvajajo večje proizvodne in porabniške enote neposredno ali posredno v okviru agregatorjev.

Za leto 2018<sup>41</sup> je SO predvidel naslednji obseg frekvenčnih sistemskih storitev:

- RVF: med  $\pm 14$  in  $\pm 18$  MW,
- aRPF:  $\pm 60$  MW,
- rRPF: +348 MW, – 185 MW.

Pri tem je SO del potrebne rRPF zakupil v obliki letnega produkta DSM v objektih razpršene proizvodnje in s prilagajanjem odjema.

Tabela 1: Lastnosti produkta DSM v letu 2018

<i>Količina (MW)</i>	<i>Čas aktivacije</i>	<i>Čas najave spremembe aktivacije</i>	<i>Število aktivacij</i>	<i>Čas nerazpoložljivosti po aktivaciji</i>	<i>Trajanje ene aktivacije</i>
20	≤15 min	≤15 min	Neomejeno, vendar največ 2-krat na dan	≤10 ur	≤4 h

V aktualnih Pravilih za ponudnike storitev izravnave<sup>42</sup> je SO razširil možnosti sodelovanja ponudnikov na trgu izravnave, saj pravila omogočajo sodelovanje ponudnikov – agregatorjev, ki v svojem portfelju združujejo kapacitete enot s prilagajanjem odjema in najmanjše enote razpršene proizvodnje ter tako omogočajo izvajanje sistemskih storitev tudi s strani najmanjših virov prožnosti – aktivnih odjemalcev.

### 3.2.1 FutureFlow

FutureFlow<sup>43</sup> je štiriletni mednarodni raziskovalni projekt, ki ga vodi ELES in med drugim vključuje še tri druge evropske SO. V projektu sta razviti platformi za združevanje virov prožnosti in za regionalno izmenjavo virov prožnosti za potrebe aRPF. Cilj projekta je omogočiti dostop do izravnalnih trgov in redispečiranja novim ponudnikom prožnosti in da bodo slednji na teh trgih delovali konkurenčno. Izbrani aktivni odjemalci bodo storitve lahko nudili na podlagi prototipne agregacijske rešitve ter razvoja novih tehnik napovedovanja in agregacije. Aktivnosti v letu 2018 so vključevale izvajanje pilotnih testov, v katerih je sodelovalo več kot 100 posameznih odjemno-proizvodnih enot, skupne moči prožne proizvodnje +33 MW

<sup>41</sup> <https://www.agen-rs.si/documents/10926/38704/Poro%C4%8Dilo-o-stanju-v-enrgetiki-2018/b3ab5189-7c0e-46eb-94e7-ea6d341eb34e>

<sup>42</sup> <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>

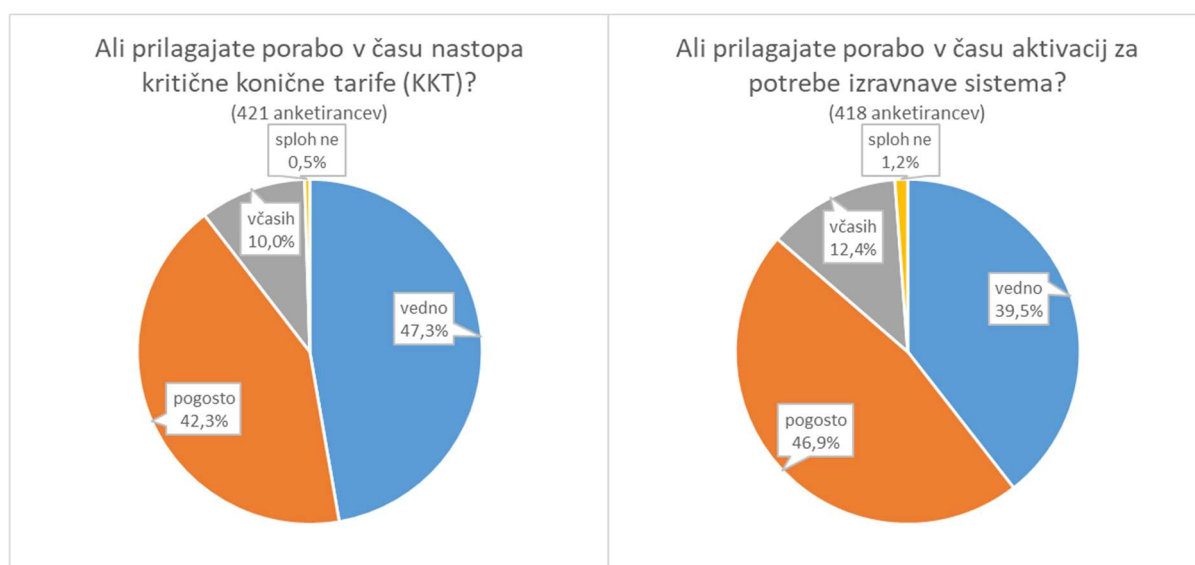
<sup>43</sup> <http://www.futureflow.eu/>

in -40 MW. Projekt tako razširja področje delovanja aRPF iz proizvodnje tudi na odjem in omogoča mednarodno izvajanje te dejavnosti. Projekt demonstrira aktivno sodelovanje odjemalcev v najzahtevnejših sistemskih storitvah, s tem pa posledično zmanjšuje ceno teh storitev.

### 3.2.2 Premakni porabo

Odjemalci so v projektu Premakni porabo sodelovali tudi v aktivnostih za potrebe izravnave sistema. Iz končnega poročila projekta<sup>39</sup> sledi, da je bilo med projektom izvedenih 21 aktivacij izravnave sistema v skupnem trajanju 32 ur. Pri tem je bilo zmanjšanje odjema nekoliko nižje kot v primeru KKT, saj so imeli odjemalci za odziv na aktivacije na voljo le 15 minut, kar ustreza zahtevanemu času aktivacije rRPF. Rezultati odziva odjemalcev so vsekakor vzpodbudni. Ugotovljeno je namreč bilo, da odjemalci brez avtomatizacije znižajo svoj odjem za približno 4 %, medtem ko odjemalci z opremo za avtomatizacijo znižajo svoj odjem za približno 20 % in tako lahko ob ustrezno zastavljenih programih predstavljajo del portfelja ponudbe sistemskih storitev. Potencial prožnosti je v zimskem času višji, medtem ko je v ostalih obdobjih nižji.

Lastna ocena pogostosti odzivanja odjemalcev glede na namen aktivacije je bila ovrednotena tudi s pomočjo ankete. Primerjavo odzivanja odjemalcev na aktivacije KKT in aktivacije za potrebe izravnave sistema prikazuje spodnja slika.



Slika 6: Lastna ocena pogostosti odzivanja anketirancev glede na namen aktivacije v projektu Premakni porabo



## 3.3 Možnosti in problemi pri uporabi prožnosti

### 3.3.1 Odnos agregator–izvajalec storitev prožnosti

Izvajalci storitev prožnosti lahko agregatorju posredujejo svoje ponudbe za izvajanje storitev prožnosti. Slednja je lahko podana v aktivni obliki ponudbe za moč in čas izvajanja storitve, torej energije in ponujene cene. Pri tem lahko gre tako za povečanje kot tudi zmanjšanje rabe ali proizvodnje energije. Ponudba je lahko agregatorju posredovana tudi v pasivni obliki, kjer se agregatorju posreduje napovedani profil proizvodnje in porabe ter informacije o dovoljeni spremembi moči v danem časovnem intervalu. V aktivni obliki se enemu ali več agregatorjem lahko posreduje tudi več različnih ponudb z različnimi cenami. Po uspešni interakciji (pogajanjih) z agregatorji se za določeno storitev prožnosti, ki se bo izvedla v določenem časovnem intervalu, samo z izbranim agregatorjem sklene zavezujoča pogodba, ki ji sledi izvedba storitve. Seveda lahko izvajalec v istem časovnem intervalu izvaja več različnih in s pogodbami ločenih storitev prožnosti za različne agregatorje, če ima za takšno izvajanje dovolj razpoložljivih resursov in lahko vse storitve izvaja hkrati. Na primer: porabo v iznosu 1 kW lahko zmanjša za eno uro za ceno A; baterijo moči 5 kW lahko prazni v omrežje eno uro za ceno B. Izvajalec bo izvedel storitev za tistega agregatorja ali uporabnika storitev, ki mu bo ponudil največ.

### 3.3.2 Kolizije in koordinacija pri izvajanju storitev

V primeru hitrih sprememb cen energije uporabnik storitev z zelo nizko ali zelo visoko ponujeno ceno spodbuja pri izvajalcih storitev prožnosti ali povečano rabo in shranjevanje energije iz omrežja v hranilnike ali minimizacijo rabe energije in praznjenje hranilnikov energije v omrežje. Za resnično delovanje trga s prožnostjo mora obstajati možnost spodbujanja tako na strani ponudbe kot tudi povpraševanja. Če ponudnik storitve prožnosti želi izvesti storitev bo ustrezno nižal ceno. Če uporabnik storitve prožnosti želi izvedbo storitve, bo zanj pripravljeno plačati višjo ceno.

V tem primeru se zelo hitro lahko zgodi, da bo prišlo do nasprotujočih si interesov uporabnikov storitev. Na primer: DO bo želel s storitvami prožnosti preprečiti preobremenitev elementa omrežja in bo želel zmanjšati porabo. Istočasno bo za potrebe izpolnjevanja voznega reda OBS želel povečati porabo.

Agencija se zavzema za smiselno oblikovanje prioritete za izvajanje storitev prožnosti, kot sledi:

1. preprečevanje preobremenitev elementov omrežja in zagotavljanje napetostnega profila za DO;

2. zagotavljanje sistemskih storitev za potrebe SO;
3. vse ostalo po tržnih principih (kdo ponudi več).

Obenem pa bi po mnenju agencije pri trgovanju s prožnostjo bilo treba vpeljati sistem »semaforja«, ki temelji na obratovnih stanjih omrežja in izhaja iz aktivnega upravljanja z omejitvami. Poleg stanj, v katerih je izvajanje storitev za tržne udeležence povsem sproščeno oziroma deloma omejeno, nastopijo v omrežju tudi stanja, ko lahko tovrstne storitve koristita koordinirano le DO ali SO. Stanja so lahko lokacijsko pogojena ali pa veljajo za celoten sistem.

### **3.3.3 Validacija podatkov, potrjevanje realizirane prožnosti in obračun**

V primeru sklenitve posla oz. dogovora med izvajalcem in ponudnikom storitve za izvedbo storitve v dogovorjenem obsegu, v dogovorjenem časovnem intervalu in ob dogovorjeni ceni, bo dejansko izvedbo storitev treba potrditi tudi z ustrezno zabeleženimi podatki validiranih števnih meritev. Podatki števnih meritev v intervalu 15 min in 1 h se načeloma validirajo z določenim časovnim zamikom. Pri uporabi standardnega vmesnika I1 v časovnem v področju sekund pa ta problem validacije ni povsem rešen, saj obstajajo le referenčne vrednosti za 15-minutne intervale.

Rešiti bo treba tudi probleme spremljanja dogovorjenega posla, potrjevanja dejanskega obsega izvedene storitve, obračuna in izvedbe plačila opravljene storitve, poročna razlike v primeru odstopanj ter poplačila agregatorja - posrednika pri izvedbi posla, kar celovito naslavlja referenčni okvir USEF.

Trg s prožnostjo omogoča OBS boljše sledenje zastavljenim profilom proizvodnje in porabe in zagotavljanje boljših poslovnih rezultatov v primeru hitrih sprememb na trgu z električno energijo. Hkrati to pomeni tudi to, da se z izvajanjem storitev prožnosti lahko povzroči odstopanja od zastavljenega profila. Dokler uporabnik omrežja bilančni skupini ni dolžan podajati profilov porabe in proizvodnje, bilančna skupina pa ga profilira glede na povprečni profil uporabnika omrežja, uporabnik omrežja ne more in ne sme imeti nobenih obveznosti do bilančne skupine, tudi če bi z nudenjem storitev prožnosti za drugega uporabnika teh storitev vplival na profil porabe ali proizvodnje bilančne skupine.

[1] Ali menite, da bi lahko izvajalec storitev prožnosti v istem časovnem intervalu izvajal več različnih in s pogodbami ločenih storitev prožnosti za različne agregatorje? Navedite razloge in utemeljite.

[2] Ali se strinjate, da se storitve prožnosti, ki so krajevno omejene na distribucijskem omrežju (npr. preprečevanje preobremenitev ali zagotavljanje ustreznega

napetostnega profila), v korist DO izvajajo prednostno, torej pred vsemi ostalimi storitvami (v korist SO ali OBS)? Ali se strinjate s predlogom agencije, da je smiselno oblikovanje prioritet za izvajanje storitev prožnosti in mehanizem »semaforja« (glej 3.3.2)?

Navedite razloge in utemeljite.

[3] Ali po vašem mnenju obstajajo kakršnekoli normativne ovire ali pomanjkljivosti oziroma drugi problemi v zvezi z uporabo podatkov, posredovanih na vmesnik I1 pametnega števca?

### 3.3.4 Dinamične tarife in koeksistenca implicitne in eksplicitne prožnosti

Da bi čim bolj povečali koristi in učinkovitost dinamičnih tarif, bi bilo treba oceniti potencial uvajanja dinamičnih tarifnih postavk oziroma zmanjšanja deleža fiksnih komponent v računih za električno energijo, in kjer tak potencial obstaja, bi bilo treba sprejeti ustrezne ukrepe. CEP (11. člen) uveljavlja razpoložljivost pogodb za dobavo na podlagi dinamičnih cen električne energije (cena energije povezana s produktom DAM ali IDM) in tako razširja normativni okvir z vidika uporabe implicitne prožnosti na strani aktivnega odjema. Če se uvede tak mehanizem, bo aktivni odjemalec svoje ravnanje zagotovo prilagodil v času visokih cen bodisi z manjšo porabo ali z večjo proizvodnjo (in obratno v času nizkih cen). Vendar pa lahko ta novost privede do nekaterih resnih težav, ki jih je treba primerno obravnavati in rešiti z ustrezno zasnovo trga.

Cena dobavljene energije ni edina, ki se lahko oblikuje kot dinamična tarifa. Ko se uvede več komponent dinamičnih tarif, lahko medsebojni vplivi posameznih cenovnih komponent zmanjšajo moč signala končne cene za odjemalca in tako ovirajo prožnost aktivnega odjema. Na primer, poleg tarifne postavke za energijo (kWh) se tudi tarifa za omrežnino lahko oblikuje dinamično in tako vpliva na prožnost aktivnega odjema. Omrežnina kot komponenta končne cene je lahko opredeljena bodisi kot statična tarifa znotraj regulativnega obdobja (samo na osnovi moči ali kot kombinacija komponente moči in časovno odvisne komponente za odjem energije) ali kot dinamična tarifa, ki npr. vsebuje komponento KKT, ki se uporablja (lokalno) v realnem času na podlagi napovedi. Ni smiselno pričakovati, da bi lahko druge komponente cen (plačila sheme podpore, davki, dajatve idr.) postale dinamične, vsaj ne na podoben način, čeprav je to teoretično mogoče in je tudi to mogoče upoštevati. Če več kot ena cenovna komponenta temelji na dinamični tarifi, je bistveno analizirati njihovo medsebojno interakcijo in zagotoviti ustrezno usklajevanje tržnih in/ali reguliranih mehanizmov, ki vodijo v spremembo tarif, da se odpravijo morebitni nasprotujoči se učinki: npr. v času nizke cene energije (glede na nizko veleprodajno ceno energije) ob hkratnem nastopu lokalnih prezasedenosti v distribucijskem omrežju (visoka omrežnina glede na dinamično

določeno KKT), potrošnik morda ni dovolj motiviran, da bi porabo premaknil v obdobje izven KKT (učinek nevtralizacije). Zato uvedba implicitnih mehanizmov prožnosti ne zahteva le ustrezne zasnove tarif (strogo odražajo nastale stroške, npr. zaradi manjših izgub, odloženih naložb itd.), temveč tudi upoštevanje interakcije med dinamičnimi cenovnimi komponentami, še posebej ko se na trgu omogoči neodvisna agregacija: v določenih primerih soobstoj implicitnih mehanizmov prožnosti, ki temeljijo na različnih cenovnih signalih (omrežje, trg), morda sploh ni smiseln.

Poleg tega lahko prožnost aktivnega odjema potrošnikov ovira tudi nepravilno ali togo oblikovanje tarif, kadar se lahko trguje z eksplicitno prožnostjo na organiziranih trgih, neposredno ali posredno prek agregatorjev. Aktivno sodelovanje v frekvenčnih ali nefrekvenčnih sistemskih storitvah ne bi smelo kaznovati aktivnega odjemalca (s povečanjem stroškov, saj npr. povečanje porabe pomeni višje stroške energije in omrežnine, posledično tudi večji prispevek k shemi podpore, davkom in dajatvam). Torej bi spremenljivost tarif lahko zagotovili z izključitvijo realizirane eksplicitne prožnosti iz omrežnine (ki običajno vključuje tudi plačila za zakup razpoložljivosti pri nujenju sistemskih storitev), če udeležba vodi do „kazni“ (npr. izključiti je treba povečanje porabe v času, ko aktivni odjemalec sodeluje v sistemskih storitvah). To bi moralo veljati tudi za vse druge toge tarifne komponente, kot so plačila za sheme podpore (prispevek OVE in SPTE, prispevek URE ...) ali celo za davke in dajatve, če je to primerno.

Agencija se zavzema za takšno oblikovanje tarifnega sistema za obračun omrežnine, ki bi omogočal koeksistenco implicitnih in eksplicitnih mehanizmov prožnosti na trgu vsaj še eno novo regulativno obdobje. Agencija meni, da je treba zasnovo novega tarifnega sistema temeljiti na poglobljenih in celovitih raziskavah in simulacijah, za katere bodo potrebni kakovostni vhodni podatki iz sistema NMS.

[1] Ali se strinjate z mnenjem agencije, da je treba z ustrezno zasnovo tarifnega sistema podpreti koeksistenco implicitnih in eksplicitnih mehanizmov prožnosti?

[2] V primeru ustrezne razpoložljivosti in kakovosti podatkov bi lahko tudi pri gospodinjstvih uvedli tarifno postavko na podlagi merjenja moči. Kako bi morala ta postavka po vašem mnenju biti odvisna od izvajanja storitev eksplicitne prožnosti, da bi premostili zgoraj navedene probleme?

Ali menite, da lahko mehanizem eksplicitne prožnosti (npr. izvajanje prilagajanja odjema prek agregatorja za DO) na podlagi plačila ustrezno nadomesti lokalno uporabo dinamičnih omrežninskih tarif (ob enaki ali boljši učinkovitosti)?

[3] Če menite, da lahko, opredelite, kdaj bi lahko začeli opuščati implicitni mehanizem dinamičnih omrežninskih tarif:

- 0-3 leta,
- 3-6 let,

- > 6 let
- odvisno od zrelosti trga s prožnostjo.

Če menite, da to ne bo izvedljivo in bodo pravila morala zagotavljati uporabo implicitnih in eksplicitnih mehanizmov, svoje stališče utemeljite.

[4] V nasprotju z opuščanjem implicitnih mehanizmov je vsaj teoretično mogoče zagotoviti prožnost na strani aktivnega odjema tudi s sprotno spremenljivimi tarifami, ki so časovno in krajevno pogojene in veljajo tako za proizvodne in porabniške enote kot tudi za hranilnike energije. Pogoj za to bi bila namestitve ustreznih EMS sistemov pri aktivnem odjemalcu kakor tudi naprednejša podpora obračunu storitev.

Ali menite, da bi lahko s tako zastavljenimi tarifami ob uporabi ustreznih tehnologij dosegli podobne učinke kot z eksplicitnimi mehanizmi, tj. trgov s prožnostjo? Utemeljite.

[5] Opredelite nujne spremembe veljavne omrežninske tarife in jih smiselno povežite s problematiko izkoriščanja prožnosti s strani DO.

### 3.4 Vzorčni primer uporabe prožnosti za časovni zamik investicij

V nadaljevanju je prikazan fiktivni vzorčni primer izvajanja storitev prožnosti za potrebe DO na podlagi ocenjenih hipotetičnih podatkov. Primer izračuna prikazuje reševanje problema preobremenitve distribucijskega transformatorja z uporabo prožnosti aktivnega odjema namesto z investiranjem v nov transformator. **Pri tem gre za hipotetične primere izračunov, ki so izvedeni ob naslednjih predpostavkah:**

- odjem in proizvodnja se v času opazovanja ne spreminjata (ni priključitev novih odjemalcev ali proizvodnih virov),
- stroški vzdrževanja in zavarovanja so linearni.

Prikazan je scenarij, ko se obstoječi distribucijski transformator 250 kVA po  $n$  letih zamenja z novim distribucijskim transformatorjem 400 kVA.

Tabela 2 podaja izhodiščne podatke za izračun sredstev, ki bi bila razpoložljiva za izvajanje storitev prožnosti, če bi z njimi preprečili preobremenitev transformatorja.

Tabela 2: Izhodiščni podatki

<b>Tip distribucijskega transformatorja</b>	250 kVA	400 kVA
Nabavna vrednost (NV) distribucijskih transformatorjev z montažo	8.500,00 €	11.500,00 €
Letni strošek vzdrževanja 1 % od NV	85,00 €	115,00 €
Letni strošek zavarovanja 0,3 % od NV	25,50 €	34,50 €
Skupni letni stroški	110,50 €	149,50 €
Življenjska doba = št. let odpisovanja	35 let	35 let
Amortizacijska stopnja	0,0285714	0,0285714
Letni znesek amortizacije	242,86 €	328,57 €

### Opis uporabljene metodologije

- Za izračun prožnosti najprej določimo spremenljivko  $n$ , ki predstavlja leto obratovanja starega transformatorja, v katerem bi ga nadomestili z novim.
- Spremenljivka  $t$  predstavlja število let do konca življenjske dobe starega transformatorja.
- Pri tem vsota  $n+t$  predstavlja življenjsko dobo transformatorja, ki znaša 35 let.
- Nato izračunamo neodpisano vrednost starega transformatorja v letu  $n$ . To naredimo tako, da letni amortizacijski znesek pomnožimo s številom let  $t$ . Tej vrednosti prištejemo še vse skupne letne stroške, ki bi jih stari transformator povzročal do konca življenjske dobe v  $t$  letih. Tako dobimo **skupne stroške, ki bi jih imeli s starim transformatorjem** do konca njegove življenjske dobe.
- Nato je treba izračunati še stroške, ki jih bomo imeli z novim transformatorjem v naslednjih  $t$  letih. To naredimo tako, da za to obdobje

najprej izračunamo odpisano vrednost novega transformatorja. Od nabavne vrednosti novega transformatorja odštejemo neodpisano vrednost, ki jo bo novi transformator imel čez  $t$  let, ko bi se iztekla življenjska doba starega transformatorja. Ko k tej odpisani vrednosti novega transformatorja prištejemo še skupne letne stroške vzdrževanja za  $t$  let, dobimo **skupne stroške novega transformatorja**.

- Če od stroškov novega transformatorja odštejemo stroške starega transformatorja, dobimo vrednost, ki lahko predstavlja **skupna razpoložljiva sredstva za izvajanje storitev prožnosti**.
- Ko ta sredstva za prožnost delimo s številom let v obdobju  $t$ , dobimo **letna razpoložljiva sredstva za prožnost**.

Tabela 3 podaja rezultate izračuna skupnih in letnih razpoložljivih sredstev za izvajanje storitev prožnosti v skladu s predstavljeno metodologijo, če se s prožnostjo lahko izognemo nadomestitvi manjšega transformatorja z večjim in pri tem veljajo na začetku tega podpoglavja podane predpostavke. Skladno z opisom metodologije so vsi izračuni izvedeni glede na preostalo življenjsko dobo obstoječega transformatorja.

Tabela 3: Rezultati izračuna razpoložljivih sredstev za prožnost v primeru zamenjave 250 kVA transformatorja s 400 kVA transformatorjem

$n$ - leto nakupa	Skupni stroški starega 250 kVA transformatorja	Skupni stroški novega 400 kVA transformatorja	Skupna razpoložljiva sredstva za prožnost	Letna razpoložljiva sredstva za prožnost
5	10.600,71 €	14.342,14 €	3.741,43 €	124,71 €
10	8.833,93 €	11.951,79 €	3.117,86 €	124,71 €
15	7.067,14 €	9.561,43 €	2.494,29 €	124,71 €
20	5.300,36 €	7.171,07 €	1.870,71 €	124,71 €
25	3.533,57 €	4.780,71 €	1.247,14 €	124,71 €
30	1.766,79 €	2.390,36 €	623,57 €	124,71 €

Če predpostavimo, da je vsak transformator preobremenjen 10 ur na leto v iznosu 10 % nazivne moči, potem je za reševanje preobremenitev transformatorja s prožnostjo na voljo 0,50 EUR/kWh pri 250 kVA transformatorju

Pri 250 kVA transformatorju znaša 10 % preobremenitev 25 kW, če jo v celoti pripišemo delovni moči. Pri letnem trajanju preobremenitve 10 ur dobimo energijo

250 kWh. Če letna razpoložljiva sredstva za prožnost (Tabela 3) v vrednosti 124,71 € delimo z 250 kWh, dobimo 0,50 EUR/kWh.

V danem scenariju so razpoložljiva sredstva večja ali vsaj enaka tistim, ki so na voljo za reševanje problematike sistemskih storitev. Z vsako dodatno uro preobremenitve, ki jo je treba reševati s prožnostjo, pa razpoložljiva sredstva padajo. Ravno tako se razpoložljiva sredstva EUR/kWh manjšajo z večanjem moči transformatorja. Iz navedenega je mogoče razbrati, da predstavljeni rezultati temeljijo na vhodnih podatkih o stroških za transformatorje (Tabela 3) in metodologiji, ki temelji na preostali vrednosti transformatorja, v veliki meri pa so odvisni od uporabljenih predpostavk in obratovalnih scenarijev. Uporaba drugačnih predpostavk in drugačnih obratovalnih scenarijev lahko pripeljeta do bistveno drugačnih rezultatov. Torej, vsi podani rezultati veljajo izključno za predstavljene hipotetične primere, podane obratovalne scenarije in podane predpostavke.

Samo za primerjavo je mogoče navesti, da je glede na podatke Statističnega urada Republike Slovenije<sup>44</sup> skupna cena električne energije za gospodinjstva, z vključeno omrežnino in vsemi dajatvami in prispevki, v drugem četrtletju 2018 znašala 0,1616 EUR/kWh. Dejanska cena za odjemalca pa je bila odvisna od pogodbe, sklenjene z dobaviteljem.

[1] Ali se strinjate z identificiranim potencialom prožnosti za zamikanje potrebnih naložb v distribucijsko omrežje?  
Podajte svoje mnenje in pomisleke.

## 4 OKVIR AGREGATORJA

Delovanje agregatorjev, posebej neodvisnih agregatorjev, je treba podpreti z ustreznimi pravili za delovanje trga, ki mu širše pravimo tudi **okvir agregatorja**. Okvir agregatorja podrobneje obravnava USEF<sup>45,46</sup>, po katerem so povzete in ustrezno prilagojene vsebine v nadaljevanju. Okvir agregatorja bo predmet ločenega posvetovalnega procesa (sklop 2) potem, ko bodo potrjena izhodišča.

V nadaljevanju sta predstavljena dva tipična primera, ko na povsem »naraven« način določeni subjekti razvijejo ustrezne storitve, prevzamejo vlogo neodvisnega agregatorja in ponudijo storitve elektrooperaterjem.

<sup>44</sup> Statistični urad Republike Slovenije, <https://pxweb.stat.si/pxweb/dialog/statfile2.asp>

<sup>45</sup> USEF: The Independent Aggregator (Position Paper), USEF Foundation, Version: 1.1, Date: June 2015, [https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF\\_IndependentAggregator.pdf](https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_IndependentAggregator.pdf)

<sup>46</sup> USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models (Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response), USEF Foundation, Version: 2.0, Date: September 2017, <https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>



## 4.1 Primera storitev izvajanih s strani neodvisnega agregatorja

V tem pododdelku sta predstavljena dva značilna primera storitev, ki ju lahko razvijejo neodvisni agregatorji. Primera kažeta, da je prisotnost neodvisnih agregatorjev koristna za trg prožnosti. Kažeta tudi na to, da je smiselno pričakovati, da bodo aktivni odjemalci izbirali različne dobavitelje za energijo in nudili svoje storitve različnim uporabnikom storitev prožnosti (neposredno ali posredno prek agregatorjev), saj gre pri tem za precej različne produkte.

Vendar pa sta energija in prožnost tesno povezani in njuno ločevanje ni enostavno. Ločevanje energije od prožnosti na pošten, pregleden in preprost način bo zato ključno za razvoj storitev prožnosti.

### 4.1.1 Primer za zasilno napajanje

Agregator lahko ponudi (prek OBS) storitve rRPF z uporabo portfelja enot za neprekinjeno napajanje (UPS), ki so nameščene pri poslovnih in industrijskih odjemalcih. Ker so UPS-i na splošno aktivni zgolj med izpadi napajanja, so te naprave primeren vir prožnosti za opravljanje takšnih storitev. Ponudnik storitev UPS, ki ponuja pogodbe o vzdrževanju, je odlično pozicioniran, da prevzame vlogo agregatorja: razume tehnične značilnosti UPS, lahko ima omogočen oddaljen dostop do UPS naprav in razpolaga z ustreznim portfeljem strank. V tem smislu je lahko ponudnik storitev UPS bolje pozicioniran za ponujanje prožnosti kot dobavitelj energije ali OBS, ki skrbi za dobavo energije aktivnemu odjemalcu.

V trenutni ureditvi trga bo ta agregator bodisi vplival na odstopanja OBS ali pa bo moral prevzeti vlogo dobavitelja ali OBS za celoten odjem dotičnega aktivnega odjemalca.

### 4.1.2 Primer za polnjenje električnih vozil

Agregator lahko ponudi (prek OBS) storitve RVF ali aRPF z uporabo portfelja polnilnih postaj za električna vozila (EV). Da bi te storitve lahko nudil 24 ur na dan, bo morda moral agregator tudi kontrolirati postopek nočnega polnjenja EV na domu aktivnega odjemalca. Ker ima polnjene EV razmeroma visok odjem energije in se EV lahko polnijo na relativno visoki moči, so te naprave primeren vir prožnosti za opravljanje takšnih storitev. Ponudnik storitev e-mobilnosti je odlično pozicioniran, da prevzame vlogo agregatorja: razume tehnične značilnosti polnjenja EV, lahko ima omogočen oddaljen dostop do teh naprav, razpolaga z ustreznim portfeljem strank in hkrati že morebiti ponuja pogodbe o gostovanju na javnih polnilnih postajah. V tem smislu je lahko ponudnik storitev e-mobilnosti bolje pozicioniran za ponujanje prožnosti kot dobavitelj energije ali OBS, ki skrbi za dobavo energije aktivnemu odjemalcu. V trenutni strukturi trga bo ta agregator bodisi vplival na odstopanja OBS ali pa bo moral prevzeti vlogo dobavitelja ali OBS za celoten odjem dotičnega aktivnega odjemalca.

## 4.2 Vloga agregatorja

Vloga agregatorja zahteva vzpostavitev določenih konceptov, ki so obravnavani v nadaljevanju.

V modelih implementacije agregatorja za izkoriščanje eksplicitne prožnosti je prožnost ločena od osnovne oskrbe z energijo, kjer agregator prevzame odgovornost za aktiviranje prožnosti in dobavitelj za oskrbo z energijo. Vendar pa ločevanje prožnosti od energije ni preprosto, saj aktiviranje prožnosti vodi do odstopanja od „normalnega“ vzorca porabe oziroma proizvodnje aktivnega odjemalca in tako vpliva na količino porabljene / dobavljene energije. Posledično sta prizadeta OBS, ki prevzema odgovornosti za bilančno ravnotežje dobave, in tudi dobavitelj energije.

Navedeno odpira vrsto vprašanj, kot npr. ali naj bi bila vlogi dobavitelja in agregatorja združeni v enega tržnega udeleženca, ali mora agregator vzpostaviti lastnega OBS, ali mora imeti agregator pogodbo z OBS dobavitelja, kako je s prenosom energije (ToE) med OBS agregatorja in OBS dobavitelja (v primerih dualnega OBS modela). Ta vprašanja naslavlja z agregacijo povezani koncepti ter modeli agregacije, ki so predstavljeni v nadaljevanju.

### 4.2.1 Ločitev prožnosti od energije

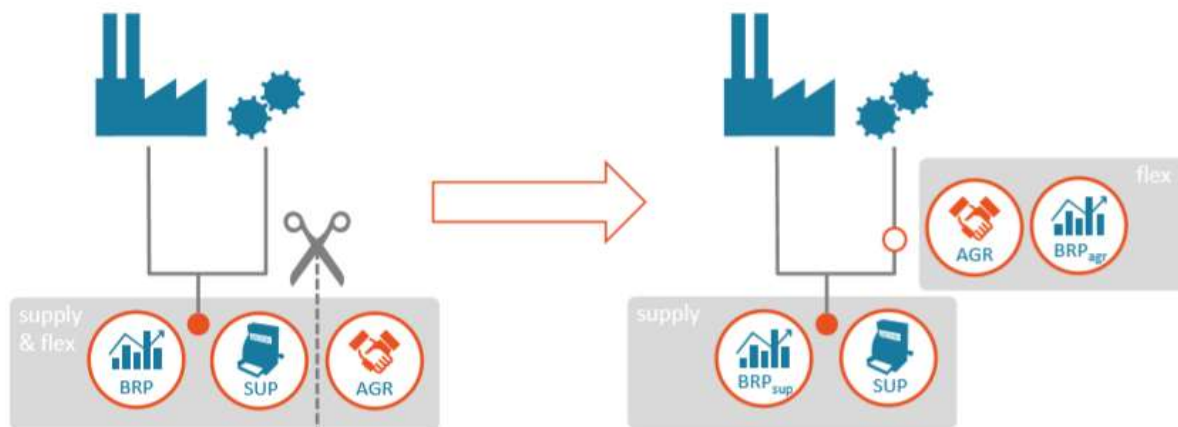
Ne glede na model agregacije je prožnost treba ločiti od dobave energije. Agregator prevzame odgovornost za aktivacijo prožnosti, dobavitelj pa za dobavo energije. Pri ločevanju prožnosti od dobave se uporabijo trije glavni principi:

1. Odgovornost agregatorja (in njegovega OBS) so omejene na:
  - a. Obdobja aktivacije. Za obdobje aktivacije je treba upoštevati t. i. povratni učinek<sup>47</sup>;
  - b. Sredstva (viri prožnosti), ki so bila aktivirana;
  - c. Za vsako aktivirano sredstvo na odstopanje od reference;
2. Agregator ne prevzema odgovornosti za dobavo energije aktivnemu odjemalcu;
3. Učinki aktivacije prožnosti na dobavitelja in z njim povezanega OBS morajo biti ustrezno kompenzirani;

---

<sup>47</sup> Angl. rebound effect – glej USEF

(<https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>)



Slika 7: Ločitev prožnosti od energije [vir: USEF<sup>46</sup>]

Za kompenzacijo je treba zagotoviti naslednje elemente (odvisno od modela agregacije):

- Območje OBS dobavitelja je treba popraviti z aktivirano prožnostjo, s čimer se ponovno vzpostavi izravnalna pozicija OBS;
- Izvesti je treba t. i. prenos energije<sup>48</sup> od dobavitelja do agregatorja (oziroma med z njima povezanimi OBS), da se zagotovi, da je dobavitelj kompenziran za energijo, pridobljeno prek svojega OBS, vendar ne prodano v primeru zmanjšanja obremenitve (ali povečanja proizvodnje). Prenos energije je obraten v primeru povečanja obremenitve (zmanjšanja proizvodnje).

Obstajata dva razloga, zakaj bi bil agregator povezan z OBS:

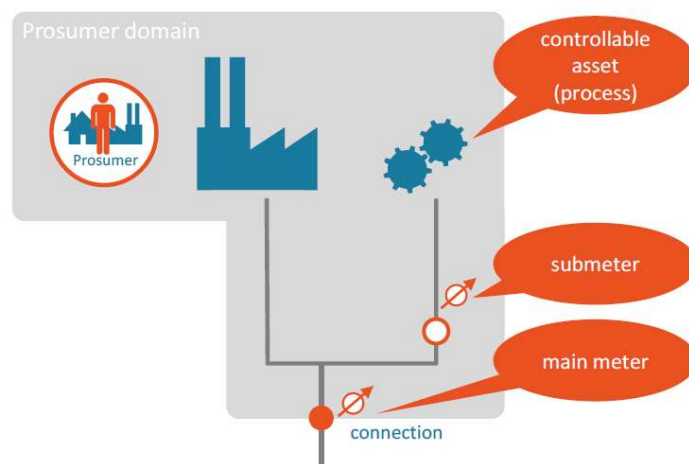
- Če agregator ne uspe dobaviti zahtevane količine prožnosti svoji stranki (uporabniku prožnosti), bo to pogosto povzročilo neravnotežje v sistemu. V večini modelov agregacije mora zato agregator poskrbeti za to neravnotežje (izbrati svojega OBS);
- Če agregator želi tudi trgovati z energijo.

#### 4.2.2 Izoliranje nadzorovanega sredstva

Da bi lahko ločili prožnost od dobave, je treba ustrezno izolirati nadzorovano sredstvo, ki je uporabljeno za prilagajanje odjema od ostalih sredstev pri aktivnemu odjemalcu, s čimer odstranimo odgovornost agregatorju za nenadzorovan del bremen. S tem namenom lahko agregator vzpostavi dodatno merjenje<sup>49</sup>

<sup>48</sup> ToE – transfer of energy

<sup>49</sup> Angl. sub-metering



Slika 8: Dodatno merjenje za izolacijo nadzorovanega sredstva [vir: USEF<sup>46</sup>]

Dodatno merjenje lahko služi tudi drugim namenom:

- za boljšo kvantitativno določitev zmogljivosti aktivnega odjemalca v relaciji z agregatorjem;
- za boljšo kvantitativno določitev zmogljivosti agregatorja v relaciji s koristnikom prožnosti (SO, DO, OBS), kar je lahko zahteva, ki izhaja iz definicije produkta prožnosti;
- za boljšo kvantitativno določitev aktivirane prožnosti kot osnove za ustrezen prenos energije (ToE);
- za omogočanje upravljanja z viri prožnosti različnim agregatorjem v okviru istega priključka (pri aktivnem odjemalcu) istočasno.

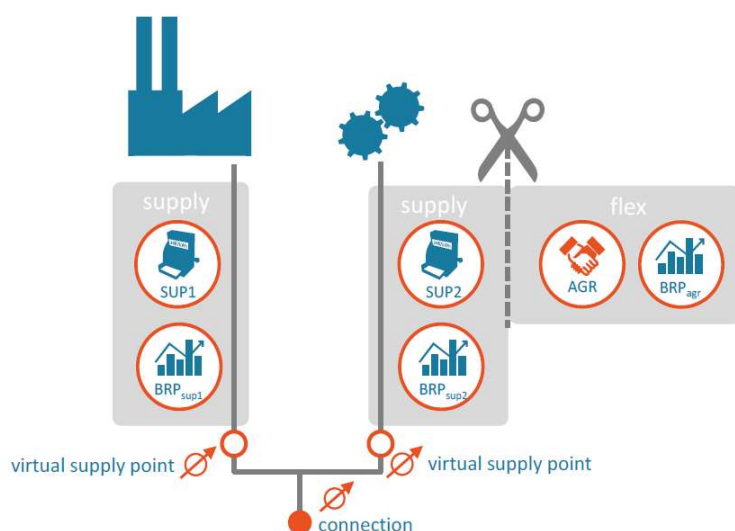
### 4.2.3 Povezave z modeli ločene dobave

Zahteve zakonodaje EU ter problematika implementacije obračuna na področju oskrbe z obnovljivimi viri energije (glej 4.3.2) nalagajo državam članicam, da dovolijo več kot enega dobavitelja na priključek uporabnika.

Tako imenovani modeli trga z ločeno dobavo (model podpira tudi več kot dva dobavitelja na prevzemno-predajnem mestu) se običajno implementirajo z nameščanjem dodatnih števcov, bodisi vzporedno na priključnem mestu bodisi z dodatnimi (podrednimi/sekundarnimi) meritvami<sup>49</sup>. Lahko pa se teoretično implementirajo tudi z uporabo nadomestnih obremenilnih diagramov<sup>50</sup>.

<sup>50</sup> Angl. Synthetic load profiles

Model trga z ločeno dobavo je lahko zelo zanimiv alternativni model za nudenje storitev agregacije. Npr. ponudnik storitev polnjenja bi lahko uporabil števec električne energije v polnilni enoti električnega vozila kot sekundarni števec, dobavljal energijo in obenem trgoval s prožnostjo v okviru procesa polnjenja. V tem primeru sta vloga agregatorja, dobavitelja in (verjetno) OBS združeni v enem samem tržnem udeležencu (integriran model). Če pa agregator (kot udeleženec na trgu) ne želi združevati vlog, se lahko uporabi kateri koli alternativni model agregacije, predstavljen v tem dokumentu za vsako posamezno virtualno prenosno točko (glej 4.3.2). To je prikazano na spodnji sliki. Kadar se modeli dualne dobave osredotočajo na delitev dobave, se model agregacije osredotoči na valorizacijo prožnosti z jasno razdelitvijo bilančne odgovornosti. Zato so modeli trga z ločeno dobavo in modeli agregacije komplementarni in omogočajo kakršnokoli kombinacijo obeh v katerikoli kombinaciji.



Slika 9: Model trga z ločeno dobavo, pri čemer je levi del dobava nenadzorovanemu delu odjema, desni del napaja nadzorovano sredstvo. [vir: USEF<sup>46</sup>]

Kot prikazuje Slika 9 bi agregator lahko želel upravljati prožnost nadzorovanega sredstva brez odgovornosti za dobavo. V tem primeru se lahko uporabijo modeli agregacije za desno stran v smislu ločitve prožnosti od odjema.

#### 4.2.4 Modeli na podlagi referenčnih profilov

Modeli agregatorjev, obravnavani v tem dokumentu, temeljijo na načelu, da agregator prevzame odgovornost v času aktiviranja (aktivacijsko okno). To je lahko težavno ali celo nemogoče, če se aktiviranje izvaja vsakodnevno, na primer v primeru toplotnih črpalk v bivalnih okoljih. V takem primeru je težko prenašati bilančno odgovornost na OBS agregatorja, saj pravilne reference, ki indicira »normalno« (nenadzorovano) obnašanje, ni mogoče določiti.

Z uporabo modela na podlagi referenčnega profila mora dobavitelj nakupiti in dobaviti energijo odjemalcu kot v standardnem modelu agregacije. Namesto prenosa bilančne odgovornosti le za čas aktivacije (kot v primeru modelov agregacije) je tukaj bilančna odgovornost prenesena vnaprej (»ex-ante«), običajno dan vnaprej od OBS dobavitelja na OBS agregatorja. Agregator lahko optimizira obremenilni profil odjemalca v primerjavi z referenčnim profilom in prodaja prožnost na vsakem trgu. Modeli na podlagi referenčnega profila so lahko zelo koristni pri prilagajanju odjema gospodinjskih aktivnih odjemalcev, kjer se aktivacija izvaja dnevno ali vsako uro.

## 4.3 Modeli agregacije

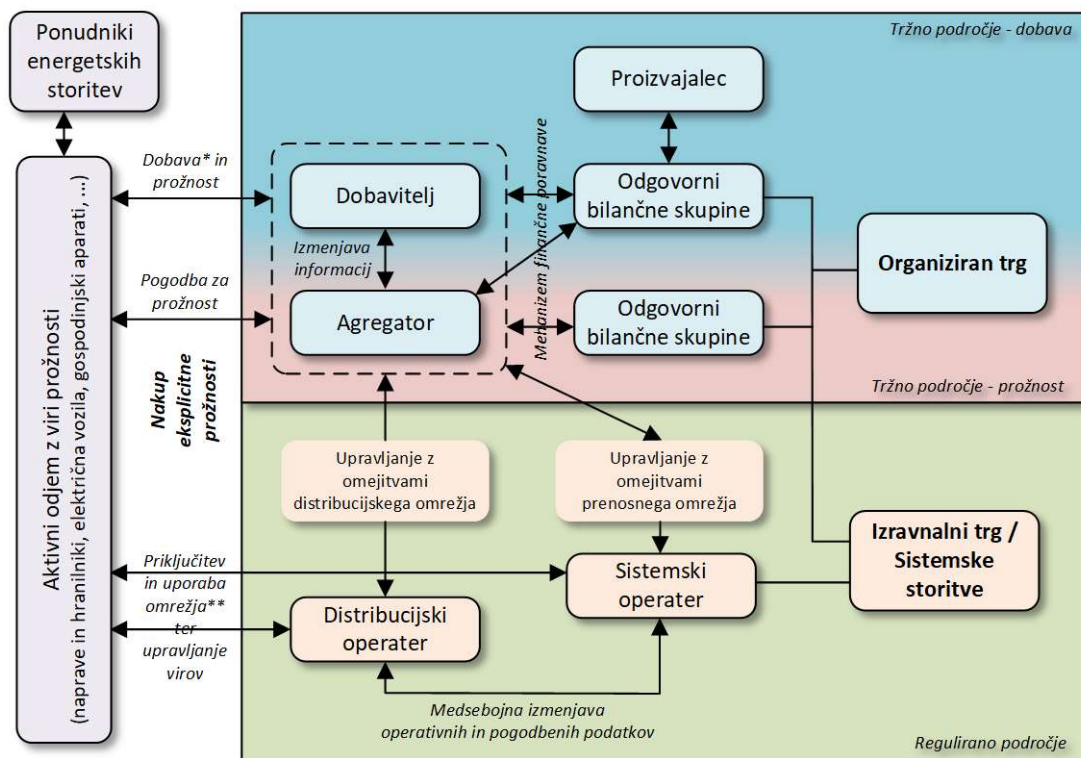
Za zagotovitev neoviranega razvoja neodvisne agregacije je treba vzpostaviti kar najbolj optimalen model agregacije, ki je povezan z organizacijo veleprodajnih trgov in izravnalnega trga. Model agregacije se mora na ustrezen način integrirati z navedenimi trgi.

Referenčni modeli agregacije oziroma osnovni elementi prej navedene integracije in njihove razlike so na kratko predstavljeni v nadaljevanju.

### 4.3.1 EG3 model neodvisne agregacije

Neodvisni agregator ni povezan z dobaviteljem energije aktivnega odjemalca (ali OBS dobavitelja), čigar prožnost agregira v storitve za različne uporabnike storitev prožnosti. Njegova vloga je ključnega pomena pri razvoju trga s prožnostjo, pri čemer je treba zagotoviti, da sta dobavitelj oziroma z njim povezani OBS ustrezno kompenzirana za odstopanja, ki jih povzročijo neodvisni agregator. Analiza v nadaljevanju je povzeta po USEF<sup>45</sup>.

Shematski pogled na relacije med vlogami na trgu in umestitve prožnosti po modelu EG3, razvitega v okviru delovnega telesa Evropske komisije Smart Grid Task Force (SGTF) in nadgrajenega s strani agencije, prikazuje Slika 10.



Slika 10: Možne relacije med vlogami na trgu [nadgrajen model SGTF (EG3)<sup>51</sup>].

Obstoječi koncepti temeljijo na naslednjih izhodiščih:

- Agregator pridobi prožnost od aktivnega odjemalca, jo agregira (združi) v storitev prožnosti in ponuja to storitev uporabniku oziroma tržnemu udeležencu.
- Zgolj en dobavitelj je aktiven na enem priključku (noben dobavitelj ni povezan s prožnostjo, s katero trguje neodvisni agregator).
- Neodvisni agregator mora dodeliti OBS za prožnost v svojem portfelju, prožnost pa je opredeljena kot razlika med dejansko porabo (meritve) in dogovorjeno »referenco«<sup>52</sup>. Ta OBS je potreben iz dveh razlogov:
  - V večini držav EU lahko samo (O)BS ponuja storitve prožnosti za SO (ki predstavlja najbolj očitno stranko za neodvisnega agregatorja).
  - Agregator lahko povzroči odstopanje, če se realizacija aktivacije prilagajanja odjema razlikuje od pričakovanega (in dogovorjenega) rezultata. Ker mora SO imeti identificiranega akterja, odgovornega za odstopanje, mora biti agregatorjev portfelj del portfelja OBS.

<sup>51</sup> <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf>

<sup>52</sup> Angl. »baseline«

- Odgovornost za odstopanja, ki jo povzroča uporaba prožnosti, je omejena na čas, ko je prožnost aktivirana.
- Za ugotavljanje rezultatov aktivacije prilagajanja odjema (prožnosti na strani odjema) s strani agregatorja so v večini primerov potrebne dodatne meritve, običajno locirane za prevzemno-predajnim mestom v inštalaciji aktivnega<sup>66</sup> odjemalca.
- Za ugotavljanje rezultatov aktivacije prožnosti aktivnega odjema s strani agregatorja je potrebna metodologija za določitev referenčnega<sup>53</sup> obremenilnega diagrama (izhodišče/osnova/referenca).

Za kompenzacijo OBS in dobavitelja se kažejo trije različni načini:

1. *Reguliran model*<sup>54</sup>, kjer agregator (upravljavec prilagajanja odjema) in dobavitelj delujeta neodvisno. Pri tem agregator plača dobavitelju določen znesek, ki je reguliran. OBS se ustrezno popravijo količine energije med aktivacijo prožnosti.
2. *Popravljen model*<sup>55</sup>, kjer se popravijo izmerjeni podatki aktivnega odjemalca. Plačilo dobavitelja in popravek OBS se izvede iz popravka izmerjenih podatkov.
3. *Pogodbeni model*<sup>56</sup>, kjer se agregator in dobavitelj dogovorita o načinih plačila. OBS se ustrezno popravijo količine energije med aktivacijo prožnosti.

#### 4.3.2 Dopolnilni model: »navidezne prenosne točke«

Drugi model, ki lahko obstaja hkrati z modelom EG3, temelji na t. i. navideznih prenosnih točkah<sup>57</sup> (v nadaljevanju VTP) oziroma vzpostavljenih dodatnih merilnih točkah za prevzemno-predajnim mestom<sup>58</sup>. Dodatne merilne točke se vzpostavijo za prevzemno-predajnim mestom<sup>59</sup> na podlagi namestitve dodatnih ali z uporabo vdelanih merilnih naprav v pametnih napravah (npr. pametna polnilnica EV) za potrebe dodelitve izmerjene količine ali pa na drug način določene količine energije (z izračunom). Merilne točke<sup>60</sup> oziroma obračunske merilne točke<sup>61</sup>, tj. merilne točke z opredeljeno bilančno pripadnostjo (harmoniziran model vlog na trgu z električno energijo (HRM)<sup>62</sup>, sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem (SONDSEE)<sup>63</sup>) se nato ustrezno uporabijo za potrebe upravljanja omejitev

<sup>53</sup> Angl. baseline methodology

<sup>54</sup> Angl. Regulated Model

<sup>55</sup> Angl. Corrected Model

<sup>56</sup> Angl. Contractual Model

<sup>57</sup> Angl. virtual transfer points, virtual supply points (USEF),

<sup>58</sup> Angl. connection point (SONDSEE: »prevzemno predajno mesto«)

<sup>59</sup> Angl. behind the connection point

<sup>60</sup> Angl. metering point (HRM, SONDSEE)

<sup>61</sup> Angl. accounting point (HRM, SONDSEE)

<sup>62</sup> Harmonised electricity market Role Model, [https://ebix.org/artikel/role\\_model](https://ebix.org/artikel/role_model)

<sup>63</sup> <https://www.sodo.si/o-nas/aktualno/javna-obravnavo-dela-vsebine-sondsee-1>



(obratovalne meritve), bolj natančno določevanje realizirane prožnosti oziroma obračuna storitev, odvisno od vloge dodeljenih količin in upravljavca le-teh.

VTP model nadomešča obstoječega, kjer so merjenje, obračunavanje, odgovornost za odstopanja in poravnava na veleprodajnem trgu organizirani izključno na prevzemno-predajnem mestu. Navidezna prenosna točka je lahko enakovredna prevzemno-predajnemu mestu ali pa se lahko prevzemno-predajno mesto »razdeli« na več navideznih prenosnih točk (VTP). Za uporabo te metode obstaja več razlogov, med katerimi so:

- Direktiva 2014/94/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2014 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva, ki v 4. členu 12. točka pravi: »Države članice zagotovijo, da pravni okvir dovoljuje sklenitev pogodbe o dobavi električne energije za polnilno mesto z dobaviteljem, ki se razlikuje od subjekta, ki dobavlja električno energijo gospodinjstvu ali objektu, kjer se nahaja polnilno mesto.«
- 4. člen CEP<sup>64</sup> zahteva, da lahko vsak odjemalec sklene več kot eno pogodbo o dobavi hkrati, če je vzpostavljen ustrezen priključek in merilne točke.
- Oskrba z obnovljivimi viri energije, ki omogoča uporabnikom, da izberejo različne dobavitelje za porabo energije in proizvodnjo energije: v takih primerih je treba proizvodnjo na prevzemno-predajnem mestu bilančno dodeliti ločeno od porabe na prevzemno-predajnem mestu. To omogoča tudi več pogodb za odjem in proizvodnjo energije na enem prevzemno-predajnem mestu<sup>65</sup>.

Zgoraj navedeni razlogi lahko vodijo tudi do drugih rešitev kot navidezne prenosne točke, kot so npr. ločeni priključki (več prevzemno-predajnih mest) v gospodinjstvih / prostorih ali fizično ločevanje na prevzemno-predajnem mestu na ločene števec. Vendar pa sta obe rešitvi stroškovno neučinkoviti in lahko ogrozita poslovni primer za prožnost aktivnega odjema (prilagajanje odjema). **Agencija meni, da implementacija direktiv na način, ki bi uvedel na trg takšno oviro, ni sprejemljiva.**

Glavni elementi metode VTP so:

1. Virtualna prenosna točka se ustvari tako, da se za prevzemno-predajnim mestom namesti dodatni (podredni, sekundarni) števec<sup>66</sup> (ali druga primerna merilna naprava, ki je lahko vdelana tudi v uporabniško napravo samo, kot je to v primeru polnilnic za električna vozila).
2. Vsa preostala obremenitev se obračuna tako, da se na prevzemno-predajnem mestu od količin glavnega števca odštejejo količine energije iz dodatnega števca (ali druge primerne merilne naprave), lociranega za

---

<sup>64</sup> DIREKTIVA (EU) 2019/944 EVROPSKEGA PARLAMENTA IN SVETA z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU, UL L, 158 z dne 14.6.2019, str. 125, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2019.158.01.0125.01.ENG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0125.01.ENG)

<sup>65</sup> V Nemčiji je ta koncept pogosto uporabljen za omogočanje »feed-in« tarif

<sup>66</sup> Angl. sub-meter

prevzemno-predajnim mestom, kar zahteva vzpostavitev druge virtualne prenosne točke (za potrebe dodelitve teh količin).

3. Odgovorni subjekt za merjenje<sup>67</sup> zagotavlja razpoložljivost, kakovost in celovitost meritev na vsakem posameznem merilnem mestu oziroma da imajo z njim povezani merilni podatki vse potrebne lastnosti za uporabo v obračunu.
4. Bilančna odgovornost in poravnava na veleprodajnem trgu v veliki meri ostajata nespremenjena; vendar se bodo ti procesi osredotočili na navidezne prenosne točke in ne izključno na prevzemno-predajno mesto. Pri majhnih odjemalcih bo uporaba VTP-jev še povečala potrebo po dodelitvi količin na podlagi meritev namesto na podlagi standardnih obremenilnih profilov (pavšal).

Ta metoda omogoča ločevanje odjema določene uporabniške naprave od skupnega odjema, kar zagotovimo z dodatnimi meritvami. Tako se lahko agregator, ki nadzoruje in vodi le določeno uporabniško napravo, osredotoči zgolj na to napravo.

Poudariti je treba, da je v mnogih primerih tudi pri uporabi modela EG3 treba zagotoviti dodatne meritve za prevzemno-predajnim mestom.

### 4.3.3 Analiza razlik med modeloma

Dve glavni razliki med prej obravnavanima modeloma sta naslednji:

- V modelu EG3 obstaja le en dobavitelj na prevzemno-predajnem<sup>68</sup> mestu. V modelu VTP mora aktivni odjemalec ali agregator dodeliti (možno različnega) dobavitelja na posamezno navidezno prenosno točko.
- V modelu VTP je OBS, ki je povezan z agregatorjem, odgovoren za ves odjem na posamezni virtualni prenosni točki. V modelu EG3 pa je ta isti OBS odgovoren zgolj za prožni del odjema.

### 4.3.4 Trenutna ureditev v Sloveniji

Pravila za delovanje trga z elektriko (Uradni list RS, 74/18) model agregacije implementirajo le v zelo omejenem obsegu:

- vsak ponudnik izravnave sistema, ki sistemskemu operaterju dobavlja izravnalno moč oziroma energijo, mora biti član bilančne sheme. Ponudniki storitev morajo v primeru storitev, ki posegajo v prevzemno-predajna mesta, ki pripadajo drugemu članu bilančne sheme, zagotoviti obveščanje zadevnega člana, ki temu omogoča pravočasne ukrepe glede korekcije pozicij na trgu (9. odstavek 13. člena);

---

<sup>67</sup> V Sloveniji je to distribucijski operater, SODO d.o.o.

<sup>68</sup> Angl. »connection point«, definicija prevzemno-predajno mesto (SONDSEE)

- V primeru, ko prevzemno-predajno mesto nudi systemske storitve preko člana bilančne sheme, ki mu bilančno ne pripada, mora nosilec prevzemno-predajnega mesta nudenje systemskih storitev sporočiti dobavitelju, ki mu bilančno pripada in ga o izvedenih storitvah sproti obveščati (6. odstavek 31. člena).

Agencija meni, da je treba pravila ustrezno nadgraditi, in sicer na podlagi odločitve glede najbolj optimalnega modela agregacije za Slovenijo, ki mora biti skladen z zakonodajo EU. Nujno je treba omogočiti neodvisno agregacijo. Da bi odpravili minimalne ovire za vstop neodvisnih agregatorjev na trg, bi bilo smiselno razmisliti tudi o začasni rešitvah, s katerimi bi zagotovili dostopnost do trga s prožnostjo (glej tudi 6.3).

[1] Ali se strinjate z analizo in stališčem agencije?

[2] Ali menite, da bi pravila morali nadgraditi z minimalnim obsegom potrebnih konceptov za podporo modelu agregacije še pred odločitvijo o optimalnem modelu agregacije za Slovenijo – npr. neodvisna agregacija?  
Navedite vsaj področja, ki bi jih urgentno uredili.

## 5 TRG S PROŽNOSTJO IN PLATFORME

### 5.1 Kratek pregled raziskav

V okviru evropskega prostora je mogoče zaznati precej aktualnega dogajanja na področju uvajanja prožnosti. Prednjačijo objavljene raziskave razvitejših trgov iz severnega dela Evrope, kjer avtorji v splošnem ugotavljajo, da so viri na podlagi prožnosti aktivnega odjema zelo cenjeni, ker:

- ne zahtevajo večjih vložkov ali modifikacij v omrežju,
- so primerni za načrtovanje v kratko- in srednjeročnih časovnih okvirih,
- zmanjšujejo stroške za potrebne rezerve pri večjih deležih OVE v omrežju.

Delo Alemana idr.<sup>69</sup> na podlagi podatkov iz Nemčije ugotavlja, da bi bilo v vzorčno omrežje brez uporabe prožnosti mogoče vključiti 40,6 % OVE. Samostojno bi prožnost aktivnega odjema brez drugih ukrepov omogočala največji 17,9 % dodatni delež integracije OVE, medtem ko bi kombinacija vseh analiziranih virov

---

<sup>69</sup> J. M. Alemana, B. Arendarski, P. Lombardi, P. Komarnicki: Accentuating the renewable energy exploitation: Evaluation of flexibility options, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 102, pp. 131–151, 2018.

prožnosti (aktivni odjem, virtualna elektrarna, baterijski sistemi, črpalna elektrarna) omogočala 27,1 % dodatni delež integracije OVE v vzorčno omrežje. Delo Eid idr.<sup>70</sup> na podlagi podatkov iz Nizozemske in glede na povprečne stroške za storitve prožnosti na DAM ter stroške na izravnalnem trgu, upoštevajoč potrebne investicije vložke ter kratkoročne povprečne cene obratovanja virov prožnosti, ugotavlja, da se uporaba baterijskih hranilnikov redko izplača, medtem ko se uporaba virov aktivnega odjema praktično vedno izplača. Tudi zato delo Roos idr.<sup>71</sup> obravnava prožnost aktivnega odjema kot vir z največjo vrednostjo in napoveduje njegove vplive na nemške sprotne trge in trge rezerv do leta 2030. V vseh treh obravnavanih scenarijih v tem delu je vključitev prožnosti aktivnega odjema omogočala zmanjšanje sistemskih stroškov za potrebne rezerve, pri čemer je zmanjšanje stroškov bilo večje pri scenarijih z večjo integracijo OVE. Paiho idr. se v delu<sup>72</sup> ukvarjajo s kombinirano prožnostjo električnih in toplotnih virov na Finskem in izpostavljajo pomembnost lokalnih energetskih sistemov. V delu Ramos idr.<sup>73</sup> je podana zasnova lokacijskega trga prožnosti za odpravljanje težav v omrežju in izravnavo v specifičnih lokacijah omrežja. Trg je obravnavan s časovnega, prostorskega, pogodbenega in cenovnega vidika. V delu Pape<sup>74</sup> je analiziran vpliv IDM na tržno vrednost prožnosti s pomočjo različnih faktorjev tržne vrednosti in interakcijo z mehanizmom obračuna odstopanj na podlagi podatkov z nemških trgov. V delu Goutte idr.<sup>75</sup> so na podlagi preteklih in ocenjenih podatkov iz Francije in Nemčije analizirani možni prihodki vzorčnega vira prožnosti, ki lahko reagira na kratkoročne cenovne signale iz DAM in IDM.

Z vidika raznovrstnosti uporabe prožnosti izpostavljamo v nadaljevanju tudi vidnejše platforme za trgovanje s prožnostjo v Evropi, ki so bile podrobneje analizirane tudi v sodelovanju agencije v aktivnostih projekta INTERFACE<sup>9</sup>,<sup>76</sup>. Pri tem je bilo mogoče identificirati dva poglobljena motiva za vzpostavitev trgovalnih platform s prožnostjo, in sicer:

- odlog investicij v ojačitev omrežja,

---

<sup>70</sup> C. Eid, J. Grosveld, R. Hakvoort: Assessing the costs of electric flexibility from distributed energy resources: A case from the Netherlands, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 31, pp. 1–8, 2019.

<sup>71</sup> A. Roos, T. F. Bolkesjø: Value of demand flexibility on spot and reserve electricity markets in future power system with increased shares of variable renewable energy, *Energy*, Vol. 144, pp. 207–217, 2018.

<sup>72</sup> S. Paiho, H. Saastamoinen, E. Hakkarainen, L. Similä, R. Pasonen, J. Ikäheimo, M. Rämä, M. Tuovinen, S. Horsmanheimo: Increasing flexibility of Finnish energy systems—A review of potential technologies and means, *Sustainable Cities and Society*, Vol. 43, pp. 509–523, 2018.

<sup>73</sup> A. Ramos, C. De Jonghe, V. Gomez, R. Belmans: Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility, *Utilities Policy*, Vol. 40, pp. 26–35, 2016.

<sup>74</sup> C. Pape: The impact of intraday markets on the market value of flexibility — Decomposing effects on profile and the imbalance costs, *Energy Economics*, Vol. 76, pp. 186–201, 2018.

<sup>75</sup> S. Goutte, P. Vassilopoulos: The value of flexibility in power markets, *Energy Policy*, Vol. 125, pp. 347–357, 2019.

<sup>76</sup> T. Schittekatte, L. Meeus: Flexibility markets: Q&A with project pioneers, EUI Working Paper RSCAS 2019/39, May 2019, [http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/63066/RSCAS%202019\\_39.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/63066/RSCAS%202019_39.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

- integracija z organiziranimi trgi za čim boljše izkoriščanje razpoložljive prožnosti.

## 5.2 Pilotne platforme po Evropi

### 5.2.1 Enera

V okviru platforme Enera<sup>77</sup> se organizirajo lokalni trgi predvsem z uporabo virov prožnosti severozahodnega dela Nemčije (Osfriesenland), kjer je prisoten velik delež vetrne energije. S ciljem izogibanja prezasedenostim se poskuša to energijo uporabiti kar v obstoječi regiji. Projekt je s pričetkom leta 2019 vstopil v dveletno demonstracijsko fazo. V projektu se trguje s prožnostjo s ciljem zmanjšanja zamašitev na distribucijskem in prenosnem sistemu. Vsi aktivni odjemalci lahko sodelujejo v projektu, poudarek je sicer na čim večji vpetosti gospodinjstev. Evropska borza električne energije EPEX SPOT<sup>78</sup> izvaja trgovanje s prožnostjo na enaki infrastrukturni osnovi, kot to velja za obstoječi IDM. Po storitvah prožnosti lahko zaenkrat povprašujejo zgolj elektrooperaterji<sup>79</sup>. Vsi certificirani ponudniki ponujajo svoje vire prožnosti, pri čemer se razlikuje med prožnostjo »obnovljive« ali »konvencionalne« narave. Posel na trgu se izvede, ko se ujameta ponudba in povpraševanje.

### 5.2.2 Piclo® Flex

Trgovalna platforma Piclo® Flex<sup>80</sup> je pričela javno delovanje v juniju 2018. Platforma predstavlja glavno tržnico za trgovanje s storitvami prožnosti za potrebe DO in pokriva celotno področje Združenega kraljestva (UK), izvajajo se nabava, dispečiranje in poravnava lokacijskih produktov. V platformo se lahko vključujejo vse vrste virov prožnosti: baterijski sistemi, aktivni odjem, električna vozila, generatorji, in sicer v vseh fazah izgradnje: planirani, v razvoju oziroma izgradnji, v obratovanju. Tako je npr. UK Power Networks, ki skrbi za približno četrtno populacije UK, in sicer za področje Londona ter jugovzhodni in vzhodni del Anglije, v prvi polovici leta 2019 izvedel 28 lokacijskih avkcij za storitve prožnosti preko te platforme. V okviru avkcij operater objavlja dokumentacijo<sup>81</sup> za kvalifikacijo virov prožnosti. Trenutno se na platformi največkrat povprašuje po prožnosti za

---

<sup>77</sup> <https://projekt-enera.de/>

<sup>78</sup> <https://www.epexspot.com/en/>

<sup>79</sup> angl. single-buyer-market

<sup>80</sup> <https://picloflex.com/>

<sup>81</sup> [https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/Invitation%20to%20Tender%20-%20PE1-0074-2018%20Flexibility%20Services\\_v1\\_1.pdf](https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/Invitation%20to%20Tender%20-%20PE1-0074-2018%20Flexibility%20Services_v1_1.pdf)

zamikanje naložb v okrepitev omrežja, zato ta platforma kot edina vključuje tudi plačilo za rezervacijo virov prožnosti.

### 5.2.3 GOPACS

Nizozemska platforma GOPACS<sup>82</sup> je pričela delovati v začetku leta 2019 in zaenkrat vključuje 5 elektrooperaterjev. Platforma ponuja velikim in majhnim tržnim udeležencem enostaven način za ustvarjanje prihodkov s svojo razpoložljivo prožnostjo in prispeva k reševanju situacij prezasedenosti. V okviru GOPACS se uporabljajo standardni produkti trgovalne platforme ETPA<sup>83</sup> za IDM, ki se jim dodajo lokacijske informacije. Posebnost GOPACS je, da se vedno izvede kombinacija dveh naročil (nakup in prodaja) na IDM, ki imata enake osnovne lastnosti (čas aktivacije, količina, trajanje) in se razlikujeta zgolj v lokaciji. Na primer zaradi visoke obremenitve pride do zamašitev na enem delu omrežja. GOPACS bo v tem delu omrežja zagotovil naročilo za prodajo energije (ponudnik prožnosti, ki ponuja povečanje proizvodnje ali zmanjšanje odjema). Hkrati se bo na neobremenjenem območju aktiviralo naročilo za nakup energije (ponudnik prožnosti, ki bo zmanjšal svojo proizvodnjo ali povečal svoj odjem). Tako se je mogoče izogniti potrebi po izravnavi. Elektrooperater, ki zahteva prožnost, plača razliko med naročiloma za prodajo in nakup energije. V ta namen ima GOPACS poseben produkt IDCONS<sup>84</sup> in javno objavlja<sup>85</sup> potrebe po odpravljanju zamašitev.

### 5.2.4 NODES

Tržnica NODES<sup>86</sup> je bila ustanovljena v začetku 2018 v polovični lasti evropske borze Nord Pool<sup>87</sup> in norveške energetske družbe Agder Energi<sup>88</sup>. Ko bo NODES v polnem delovanju, bo postal neodvisen operater trga s prožnostjo. Namen tržnice je omogočanje trgovanja s prožnostjo s fokusom na lokalizaciji virov prožnosti, zato NODES dodaja pomemben nabor funkcij v primerjavi s sedanjimi evropskimi DAM in IDM. V okviru NODES ni posebej določenih standardnih produktov. Namesto tega lahko ponudniki prožnosti podajo ponudbe z velikim naborom parametrov, vključno z lokacijo povezave v omrežje. Tako se ustvari katalog ponudb prožnosti in uporabniki storitev prožnosti lahko izbirajo, katere ponudbe so najbolj primerne preko filtriranja parametrov. Platforma je zaenkrat nameščena na dveh lokacijah na Norveškem in v Nemčiji, ki služita kot potrditev koncepta. Na jugu Norveške so preko NODES bili identificirani razpoložljivi viri prožnosti za potrebe DO Agder Energi Nett. Z nakupom lokalnih storitev prožnosti je bilo

---

<sup>82</sup> <https://en.gopacs.eu/>

<sup>83</sup> <https://etpa.nl/en/>

<sup>84</sup> angl. Intraday Congestion Spread

<sup>85</sup> <https://en.gopacs.eu/public-announcements/>

<sup>86</sup> <https://nodesmarket.com/>

<sup>87</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/>

<sup>88</sup> <https://www.ae.no/konsernet/om/english/>

mogoče odložiti naložbe v omrežje v vrednosti 4,5 milijona EUR. V okviru aktivnosti NODES bo nemški DO Mitnetz Strom<sup>89</sup> testiral upravljanje zamašitev v omrežju. Lokalni viri prožnosti bodo v tem primeru uporabljeni kot alternativa v procesu redispečiranja z uporabo virov, ki se ponujajo na obstoječih trgih. NODES cilja predvsem na povezovanje trga s prožnostjo z obstoječimi platformami, ki upravljajo DAM, IDM in izravnalni trg ter posledično na ustvarjanje popolnoma integriranega trga s prožnostjo.

### 5.2.5 Primerjava platform za trgovanje s prožnostjo

Vsem platformam je skupno, da:

- so v fazi pilotnega izvajanja,
- je operater trga s prožnostjo neodvisna entiteta ali posrednik in ne elektrooperater, ali pa se načrtuje, da bo postal neodvisen,
- so platforme osredotočene na koristi v distribucijskem omrežju, zato uporabljajo produkte z lokacijskimi informacijami in
- omogočajo povezovanje več elektrooperaterjev.

Razlike se kažejo predvsem v načinu in stopnji integracije z organiziranimi trgi z energijo, zasnovi produktov prožnosti ter tudi po tem, kako se izvaja koordinacija med SO in DO.

- Piclo® Flex in Enera sta platformi, kjer lahko izključno elektrooperaterji kupujejo ponujene produkte prožnosti. Nasprotno sta GOPACS in NODES s trgom energije integrirani platformi, kjer lahko kupujejo prožnost tako elektrooperaterji kot tudi tržni udeleženci (OBS). Za obe platformi je predvideno tudi povezovanje z drugimi trgi (npr. medobmočno trgovanje znotraj dneva in izravnalni trg).
- Piclo® Flex, Enera in GOPACS uporabljajo standardizirane produkte, medtem ko imajo ponudniki prožnosti v NODES možnost prilagoditi svoje ponudbe s podajanjem vrste parametrov.
- Piclo® Flex je rešitev, namenjena predvsem DO in za razliko od drugih platform omogoča zakup razpoložljivosti virov prožnosti (6 ali več mesecev v naprej). Druge platforme se sicer trenutno osredotočajo bolj na konkurenčno trgovanje znotraj dneva, a hkrati razmišljajo o njihovi integraciji s trgi z razpoložljivostjo virov prožnosti.

## 5.3 Predlogi agencije – platforma za trgovanje s prožnostjo

Iz podrobne analize v predhodnih pododdelkih predstavljenih platform za trgovanje s prožnostjo je agencija zavzela naslednja stališča:

---

<sup>89</sup> <https://www.mitnetz-strom.de/>

- Nujno je treba zagotoviti izkoriščanje prožnosti z namenom odloga naložb v omrežno infrastrukturo oziroma z namenom premostitve časa za zagotovitev potrebnih naložb, zato je potreben zakup razpoložljivosti virov prožnosti vnaprej (kot je to npr. pri Piclo® Flex). Opcija za razpoložljivost virov mora biti dopolnjena s hkratnim plačilom uporabe virov v okviru pogodbe za prožnost. Hkrati mora biti omogočeno podajanje ponudb v okviru DAM in IDM brez zakupa razpoložljivosti.
- Zagotoviti je treba prioritarno izkoriščanje prožnosti za potrebe zanesljivega obratovanja omrežja, torej v korist DO in SO. Preostala prožnost, ki ni uporabljena s strani DO in SO, je lahko na voljo tržnim subjektom za optimizacijo njihovega portfelja.
- Treba je zagotoviti čim večjo izkoriščenost razpoložljive prožnosti, kar omogoča integracija trga s prožnostjo z obstoječimi trgi energije DAM in IDM in izravnalnim trgom. Integracija z organiziranimi trgi energije zagotavlja tudi večjo likvidnost.
- Razmisliti je treba o učinkovitosti in načinu morebitne integracije platforme za trgovanje s prožnostjo s platformo za frekvenčne sistemske storitve v Sloveniji, ki jo upravlja ELES (Pravila za PSI, ELES), predvsem zaradi specifičnosti kvalifikacijskega postopka in produktov prožnosti.
- Smiselno je uporabiti koncept upravljanja s strani neodvisne entitete zaradi zagotavljanja likvidnosti trga kot tudi podpiranja inovativnosti v sektorju. Kot možni upravljavec platforme s prožnostjo se kaže kar obstoječi operater trga z elektriko Borzen<sup>90</sup>, ki bi lahko poskrbel za integracijo s platformami za DAM in IDM pri BSP Energetska Borza<sup>91</sup> kot tudi z izravnalnim trgom, ki ga sam upravlja.
- Produkte prožnosti je treba standardizirati do te mere, da so uporabni hkrati na trgih prožnosti kot tudi na DAM in IDM ter izravnalnem trgu. Elektrooperaterji bi morali sodelovati pri definiranju posameznih produktov prožnosti.
- Hkrati je treba vzpostaviti ustrezne mehanizme koordinacije med DO in SO.

Iz navedenih razlogov bi lahko za Slovenijo prišla v poštev zasnova hibridne rešitve v smislu zgoraj predstavljenih platform, tj. podobne rešitve kot je NODES vključno z zakupom razpoložljivosti virov prožnosti (ki je značilna za Piclo® Flex), vendar s prednostjo trgovanja elektrooperaterjev vse do D-1, nato pa vsa preostala ponudba preide na DAM, IDM in kasneje še na izravnalni trg, s čimer bi zagotavljali maksimalno možno likvidnost trgov. Prednosti produkta, kot ga uvaja GOPACS, ki sam po sebi zagotavlja izravnavo, zaradi problematike likvidnosti po mnenju agencije vsaj v začetni fazi vzpostavitve trga ne bo mogoče izkoristiti. Vso nastalo neravnotežje bi izravnavali s sodelovanjem ponudnikom PSI na platformi ELES za tržni zakup sistemskih storitev (v prihodnosti posredno še s platformami MARI, PICASSO), ki vsaj v začetni fazi ne bi bila integrirana.

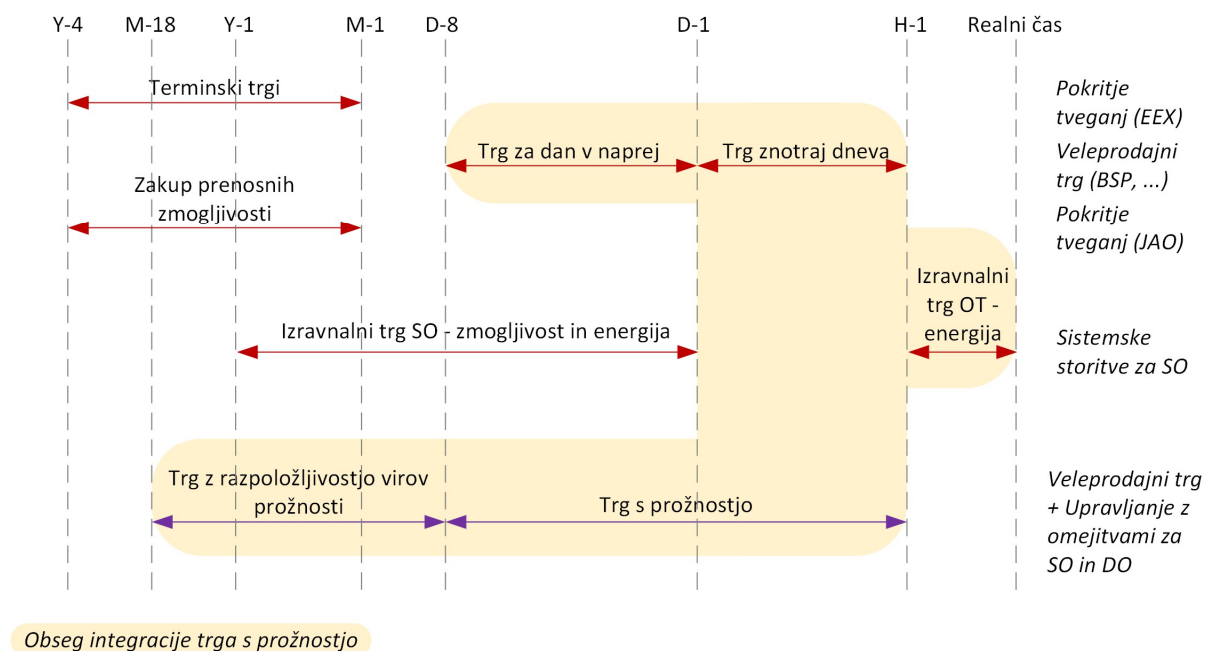
---

<sup>90</sup> <http://www.borzen.si/>

<sup>91</sup> <https://www.bsp-southpool.com/>



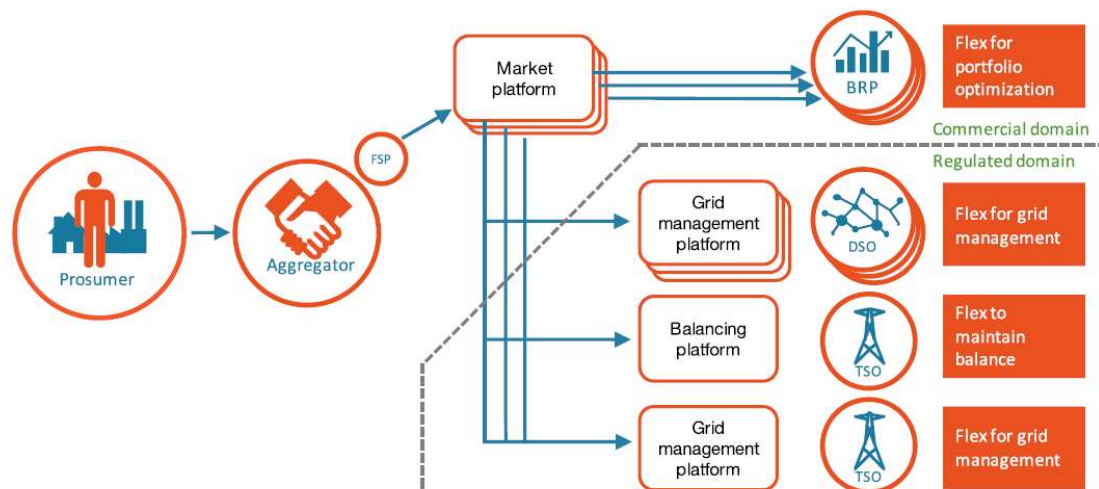
Predlagano integracijo trga s prožnostjo z obstoječimi organiziranimi trgi nakazuje slika spodaj:



Slika 11: Integracija trga s prožnostjo z obstoječimi organiziranimi trgi

Pri vsem tem je zelo pomembna tudi umestitev platforme za trgovanje s prožnostjo oziroma koncept integracije. Na sliki spodaj je prikaz rešitve, ko je platforma za trgovanje s prožnostjo zasnovana kot prehod za dostop do trgovalnih platform za sistemske storitve, s čimer je omogočeno agregatorju dostopati do trga s prožnosti v okviru vloge ponudnika prožnosti<sup>92</sup>.

<sup>92</sup> Angl. Flexibility Service Provider (FSP)



Slika 12: Trgovalna platforma v funkciji prehoda do trgov s sistemskimi storitvami – model omogoča več hkrati delujočih platform [vir: USEF<sup>93</sup>]

Vidiki zasnove, funkcije in integracije presegajo namen tega sklopa posvetovalnega dokumenta in bodo po potrebi predmet enega izmed naslednjih sklopov posvetovalnega procesa agencije.

[1] Ali se strinjate s stališčem agencije, da je trg s prožnostjo treba integrirati z obstoječimi organiziranimi trgi? Navedite razloge in utemeljite.

[2] Ali menite, da bi se nov trg s prožnostjo moral vzpostaviti kot enoten nacionalni trg s prožnostjo (z uporabo ene same platforme)? Navedite razloge in utemeljite.

[3] Se strinjate s predlogom agencije, da vsaj v prvi fazi novega trga ne bi integrirali s platformo ELES za tržni zakup sistemskih storitev? Navedite razloge in utemeljite.

[4] Ali se strinjate s predlogom agencije, da bi obstoječi operater trga poleg izravnalnega upravljal tudi nov trg s prožnostjo? Navedite razloge in utemeljite.

<sup>93</sup> USEF: Flexibility Platforms (White Paper), USEF Foundation, Version: 1.0, Date: November 2018, [https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-Paper-Flexibility-Platforms-version-1.0\\_Nov2018.pdf](https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-Paper-Flexibility-Platforms-version-1.0_Nov2018.pdf)

[5] Ali se strinjate z ostalimi predlogi agencije glede načina vzpostavitve platforme za trgovanje s prožnostjo ter ostalih vidikov, ki jih ne naslavlja zgornja vprašanja? Navedite razloge in utemeljite.

## 6 ZAZNANE OVIRE PRI UVAJANJU TRGA S PROŽNOSTJO V SLOVENIJI IN PRIPOROČILA AGENCIJE

Analiza stanja razvoja trga s prožnostjo na nacionalni ravni in ravni EU potrjuje velik potencial prožnosti na strani odjema, ki pa ga bo mogoče izkoristiti le pod pogojem, da pravočasno in učinkovito odpravimo vse ovire, razrešimo odprta vprašanja ter izvedemo učinkovito implementacijo najustrežnejšega modela trga s prožnostjo, ki bo omogočil enakopravno sodelovanje vseh deležnikov in vseh virov prožnosti vključno z najmanjšimi odjemalci.

Na podlagi celovite analize stanja trga in EES na nacionalni ravni so v nadaljevanju obravnavane ugotovljene ovire na nacionalni ravni in podana z njimi povezana priporočila po posameznih domenskih sklopih. Priporočila agencije naslavlja poznane ovire na nacionalni ravni in obsegajo predlog ustreznih ukrepov prilagojenih stanju v Sloveniji.

Rezultati analiz, ki so predstavljeni v nadaljevanju, predstavljajo torej konkretni predlog v smeri zagotovitve pogojev za učinkovito implementacijo trga s prožnostjo v Sloveniji. Pri tem sta upoštevana tako obstoječa normativna ureditev kakor tudi normativni okvir v nastajanju oziroma sprejemanju, kot so sveženj direktiv CEP in omrežni kodeksi ter stališča agencije o nadaljnjem razvoju EES in trga z električno energijo z vidika transformacije sektorja<sup>94</sup>. Ugotovitve temeljijo tudi na predpostavki, da je evropska zakonodaja pravilno in celovito implementirana na nacionalno raven.

Pri vsakem priporočilu agencije so opredeljeni deležniki, ki bi morali intenzivno sodelovati pri implementaciji rešitev za odpravo ovir («nosilci»). Način sodelovanja je pogojen z vlogo posameznega deležnika, priporoča pa se večnivojsko sodelovanje, ki s strokovnih platform prehaja na raven formalizacije in implementacije rešitev v normativni okvir oziroma na raven implementacije ukrepov, ki jih je mogoče uveljaviti brez spremembe normativnega okvira. Temelj za razpravo je okvir tega posvetovalnega procesa kot celote (vsi sklopi) in seveda strokovne podlage, ki nastajajo pri posameznih deležnikih in so jih le-ti pripravljene deliti z ostalimi.

<sup>94</sup> <https://www.agen-rs.si/web/portal/-/stalisca-o-nadaljnjem-razvoju-elektroenergetskega-sistema-in-trga-z-vidika-transformacije-sektorja>

## 6.1 Operacionalizacija zahtev veljavne evropske zakonodaje

Pogoj za pravočasen začetek implementacije CEP je dokončna, celovita in učinkovita operacionalizacija funkcij EES in modela trga ter posledično storitev, ki izhajajo iz implementacije tretjega svežnja direktiv EU. Pri tem so identificirane sledeče ovire, ki so povezane z izvajanjem nalog na podlagi implementacije tretjega svežnja direktiv EU in drugih veljavnih direktiv EU:

1. nezadovoljive podatkovne storitve v okviru naprednega merilnega sistema (v nadaljevanju NMS);
2. nezadovoljiva razpoložljivost ključnih podatkov, potrebnih za učinkovitejše delovanje trga;
3. obstoj drugih pomanjkljivosti pri implementaciji tretjega svežnja direktiv, predvsem na področju sekundarne zakonodaje;
4. Necelovita implementacija Direktive o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva<sup>95</sup>.

Za odpravo prej navedenih ovir je treba izvesti niz ukrepov, ki so opisani v nadaljevanju.

1. Nujno je treba zagotoviti potrebne podatkovne storitve v okviru NMS na podlagi posodobitve načrta uvajanja NMS. Poleg storitev za poslovne subjekte<sup>96</sup> se je treba posebej posvetiti zadevnim storitvam na ravni poslovanja v razmerju do potrošnikov<sup>97</sup>. Odjemalcu in posredno pooblaščenecem je treba zagotoviti dostop do merilnih podatkov čim bližje realnemu času, kar je pogoj za oblikovanje ponudb za sodelovanje na trgu s prožnostjo. Obstoj, celovitost in kakovost teh storitev so ključni za izvedbo kampanje osveščanja potrošnikov glede njihove nove vloge na trgu z energijo – »aktivni odjemalec«.

*Nosilci: DO, agencija, pristojno ministrstvo*

2. Sproti je treba začeti izkoriščati razpoložljiv potencial digitalizacije s ciljem zagotavljanja višje raven preglednosti na trgu in zagotoviti ustrezne signale tržnim udeležencem. Na podlagi razpoložljivosti podrobnih merilnih podatkov je treba optimizirati določene ključne procese na trgu, posebej še izmenjavo podatkov za učinkovitejši proces bilančnega obračuna, ki mora temeljiti na vseh razpoložljivih merilnih podatkih (vključiti mora tudi najmanjše odjemalce, katerih odjem je merjen). Zagotoviti je treba javno objavo podatkov o bilančnih odstopanjih ter stroškov izravnave na podlagi podatkov na ravni blizu realnega časa. S tem bomo zagotovili natančnejše obratovalne napovedi in učinkovitejšo samoizravnavo s strani bilančnih skupin.

<sup>95</sup> Direktiva 2014/94/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2014 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva (UL L št. 307 z dne 28. 10. 2014, str. 1).

<sup>96</sup> angl. business-to-business (B2B)

<sup>97</sup> angl. business-to-customer (B2C)

- Nosilci: operater trga, bilančne skupine, elektrooperaterja*
3. Nujno je treba uveljaviti posodobitve ključnih podzakonskih aktov s poudarkom na sistemskih obratovalnih navodilih distribucijskega operaterja<sup>98</sup>, ki je podlaga za definicijo standardnih podatkovnih storitev v okviru NMS.  
*Nosilci: DO, agencija, pristojno ministrstvo*
  4. Odpraviti je treba neskladja pri implementaciji direktiv EU.  
*Nosilci: pristojno ministrstvo, elektrooperaterji, operater trga, agencija*
  5. Po potrebi je treba zagotoviti možnost hrambe masovnih merilnih podatkov za obdobje 5 let (EZ-1B<sup>99</sup> zagotavlja hrambo v obdobju 2 let), da zagotovimo bolj optimalne pogoje za uporabo statističnih metod pri načrtovanju omrežja.  
*Nosilec: pristojno ministrstvo v sodelovanju z drugimi resorji in Informacijskim pooblaščenecem*

[1]

Ali se strinjate z agencijo, da je treba še pred implementacijo CEP odpraviti vse obstoječe normativne in operativne pomanjkljivosti, povezane z implementacijo tretjega svežnja in drugih navedenih direktiv EU (kjer je izvedljivo in dovolj učinkovito pred implementacijo CEP)?

## 6.2 Vidiki (aktivnega) odjemalca

Aktivnost odjemalcev, tako poslovnih kot gospodinjstev, je ključna za učinkovito izkoriščanje potenciala prožnosti<sup>100</sup>. V nadaljevanju so izpostavljene ključne ovire, ki so povezane z vidiki odjemalcev:

1. Osveščenost odjemalcev glede priložnosti za sodelovanje na trgu prožnosti je na nizki ravni, kar lahko v splošnem pripišemo pomanjkanju jasnih informacij, kaj je sploh možno, kaj se ponuja, kaj je primerno za posameznega odjemalca, kakšne prednosti sodelovanje prinaša posamezniku in kako vpliva na njegov račun za energijo<sup>101</sup>. Poleg tega zaznavamo »ohlajanje« maloprodajnega trga<sup>102</sup> (delež menjav dobavitelja upada, struktura aktivnih odjemalcev se ne spreminja, potencial prihrankov je izkoriščen), kar lahko posredno negativno vpliva na pripravljenost aktivnih odjemalcev na sodelovanje v programih uporabe prožnosti. Aktivni odjemalci so tudi navajeni primerjati ponudbe z vidika neto koristi, kar pa je izvedljivo le na podlagi dobre obrazložitve produktov in povezanih tveganj

<sup>98</sup> Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije (Uradni list RS 41/11, 17/14 - EZ-1)

<sup>99</sup> Energetski zakon (EZ-1), Uradni list RS, 17/14, 81/15, 43/19 - EZ-1B

<sup>100</sup> Tudi CEP odjemalca postavlja v osrednjo vlogo.

<sup>101</sup> Razpoložljive informacije so omejene na pilotne projekte, ki se izvajajo na podlagi regulativnih pravil agencije (glej poglavje 3.1)

<sup>102</sup> Delež menjav dobavitelja na segmentu gospodinjstev se je iz 7% v 2016 zmanjšalo na 5,7% v 2018

s strani ponudnikov storitev. Ponudba na trgu prožnosti je zaenkrat praktično omejena na večje poslovne odjemalce in na sodelovanje v sistemskih storitvah, zato manjši odjemalci o možnostih sodelovanja sploh niso informirani, razen tistih, ki sodelujejo v prej omenjenih pilotnih projektih.

2. Vsaj v začetni fazi (vse dokler ne bo končan proces harmonizacije na EU in nacionalni ravni) je pričakovati veliko raznolikost in kompleksnost ponudbe, ki bo temeljila tako na implicitni kot eksplicitni prožnosti na strani odjema. Pogodbe bodo urejale vidike kaznovanja, zasebnosti in varstva podatkov, kar bo lahko povečalo tveganja, povezana z zaščito odjemalcev, če jih ne bo vsaj minimalno varoval normativni okvir.
3. Poslovni primer, na podlagi katerega bi odjemalec sodeloval v storitvah prožnosti, je šibak – zaenkrat namreč ne obstaja pregledna in robustna opredelitev stroškov in koristi (stroški kvalifikacije, namestitve opreme, plačila in kompenzacije itd.), prav tako cenovni signali ne učinkujejo dovolj hitro, da bi spodbujali spremembo porabe<sup>103</sup>.
4. Druge ovire, ki so povezane s standardizacijo, interoperabilnostjo kakor tudi raznolikostjo zahtev, ki izhajajo iz specifičnosti in fragmentacije trgov s prožnostjo in ovirajo odjemalca pri vstopu na trg z vidika zagonskih stroškov in kompleksnosti.

Za učinkovito premostitev identificiranih ovir je treba začeti koordinirano informiranje odjemalcev o priložnostih, ki jih ponuja oziroma jih bo nudil trg s prožnostjo v prihodnosti. Ne glede na uveljavljeni model trga, ki je osredotočen na dobavitelja<sup>104</sup>, morajo k informiranju odjemalcev pristopiti nujno vsi deležniki, vključno z elektrooperaterjema v vlogi koristnika storitev. Svojo vlogo pri tem morajo odigrati tudi potrošniške organizacije. Podajanje informacij mora biti celovito ter prilagojeno posameznim skupinam odjemalcev in mora poleg možnosti in koristi nasloviti tudi tveganja ter zaščito odjemalcev. Na podlagi ponudbe je treba analizirati možnost vključitve storitev prožnosti v primerjalne storitve, ki jih zagotavlja agencija. Odjemalcem je treba zagotoviti možnost dostopa in sodelovanja na različnih trgih s prožnostjo na način, da so zahteve za vstop čim bolj primerljive in da ne obstajajo nepotrebne omejitve. Nenazadnje je gotovo treba revidirati tudi normativni okvir na področju zaščite odjemalcev.

*Nosilci: pristojno ministrstvo, agencija, elektrooperaterja, dobavitelji, agregatorji, potrošniške organizacije*

[1] Kako optimalno pristopiti k informiranju (aktivnih) odjemalcev? Navedite razloge in utemeljite.

<sup>103</sup> Npr. dinamične tarife kot jih definira CEP

<sup>104</sup> angl. supplier-centric

## 6.3 Dostopnost trga s prožnostjo

Učinkovit razvoj trga je odvisen od zagotavljanja enostavnega in nepristranskega dostopa do trga s prožnostjo. Dostop do obstoječih organiziranih trgov je za odjemalca zaenkrat otežen (obstajajo različne vstopne ovire, povezane s tehničnimi in stroškovnimi vidiki), optimalno vzpostavljen trg s prožnostjo pa mora te ovire učinkovito premestiti. V nadaljevanju naslavljamo identificirane ovire, povezane z dostopnostjo trga s prožnostjo:

1. Nezadovoljiva standardizacija na tehnološki ravni, na ravni zahtev in metod kvalifikacije ponudnikov ter na ravni produktov prožnosti predstavljajo realno vstopno oviro za odjemalca. Nerazpoložljivost odprtih standardov za povezovanje z napravami, kot so sistemi za upravljanje energije<sup>105</sup> in pametnimi števci kakor tudi z drugimi pametnimi napravami, zahteva uporabo dodatnih komunikacijskih naprav, kar negativno vpliva na poslovni primer. Različni postopki kvalifikacije in različna zasnova produktov (npr. produkti za sodelovanje v sistemski izravnavi se razlikujejo od produktov za potrebe lokalnega razbremenjevanja omrežja ter produktov prožnosti za reguliranje napetosti) povečujejo kompleksnost in prav tako povečujejo vstopne stroške ponudnikom storitev prožnosti.
2. Normativni okvir za sodelovanje agregatorjev na trgu (okvir agregatorja<sup>106</sup>) je pomanjkljiv: pravila za delovanje trga (glej 4.3.4) in z njimi povezana sekundarna zakonodaja (npr. Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije) ne rešujejo zadovoljivo problematike bilančne odgovornosti in alokacije količin energije v okviru izvajanja storitev prožnosti. Poleg tega ni uveljavljene ustrezne metodologije za določitev referenčnega obremenilnega diagrama<sup>107</sup>, torej osnove za obračun realizirane prožnosti. Normativni okvir tudi ne omogoča enakovrednega sodelovanja prožnosti na strani odjema v primerjavi s konvencionalnimi proizvodnimi viri (problematika nadomestila za prožnost), kar predstavlja oviro za vstop novih tehnologij.
3. Odprto je vprašanje integracije implicitne in eksplicitne prožnosti na strani odjema (glej 3.3.4), ki lahko povzroči konflikte pri določitvi pripadnosti količin prožnosti in z njimi povezanimi nadomestili posebej v primeru, ko ima odjemalec sklenjenih več pogodb in so vse aktivne istočasno (npr. eno z dobaviteljem na podlagi dinamične tarife za dobavo energije, drugo z distribucijskim operaterjem na podlagi dinamične omrežninske tarife (KKT) in tretjo z neodvisnim agregatorjem za sodelovanje v sistemskih storitvah).
4. Nerazpoložljivost in slaba kakovost podatkov, omejen dostop do le-teh, kakor tudi problem neučinkovite izmenjave podatkov med deležniki prav tako ovira dostop do trga najmanjšim odjemalcem.

---

<sup>105</sup> angl. Energy Management Systems

<sup>106</sup> tudi model agregacije

<sup>107</sup> angl. baseline – glej USEF (<https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>)

Za premostitev prej navedenih ovir je treba normativno zagotoviti uporabo odprtih standardov, ki so tehnološko neodvisni. Za zagotovitev učinkovite povezljivosti z uporabnikovimi napravami je treba uporabiti razpoložljive odprte standarde za interoperabilnost oziroma takoj pristopiti k njihovem razvoju. Na podlagi celovite analize je treba določiti okvir agregatorja<sup>108</sup> ob upoštevanju zahtev CEP in omrežnih kodeksov ter ga implementirati v normativni okvir na nacionalni ravni. V pravilih za delovanje trga je treba vzpostaviti jasna pravila za nadomestila, povezana z realizirano prožnostjo (npr. kompenzacija za količine energije odvzete dobavitelju oziroma kompenzacija agregatorju oziroma odjemalcu za povečane količine), ki pa morajo temeljiti izključno na povzročenih stroških. Glede omogočanja učinkovite integracije implicitne in eksplicitne prožnosti je treba izkoristiti možnost za izvedbo pilotnih projektov, ki jih omogoča na podlagi svoje metodologije reguliranja agencija in v okviru katerih se predlagajo ustrezne rešitve, ki jih nato postopoma uveljavimo na sistemski ravni. Zagotoviti je treba ustrezno razpoložljivost in kakovost podatkov v okviru NMS. Na podlagi zahtev trga s prožnostjo je treba definirati in zagotoviti ustrezen nabor podatkovnih storitev, ki bo omogočal učinkovit razvoj trga s prožnostjo ter opredeliti standardne in plačljive podatkovne storitve. Dostop in obdelava podatkov morata biti skladna z zahtevami GDPR<sup>109</sup>.

*Nosilci: operater trga, elektrooperaterja, bilančne skupine, agregatorji, pristojno ministrstvo, agencija*

## 6.4 Zasnova produktov prožnosti

Glede na raznolike potrebe koristnikov prožnosti bo treba določiti različne produkte prožnosti, saj bodo le-ti morali nasloviti različne potrebe, kot npr. optimizacijo portfelja na DAM ali IDM kakor tudi sistemsko izravnavo, upravljanje zamašitev in koničnih obremenitev in nenazadnje tudi regulacijo napetosti. Ponudniki produktov oziroma njihove enote se bodo morale kvalificirati za izvajanje storitev. Pri tem smo zaznali sledeče ovire:

1. Izven domene sistemske izravnave<sup>110</sup> ne obstaja definicija produktov prožnosti, ki jih bo torej treba šele zasnovati. Obstoječa ponudba na trgu tudi ne vsebuje lokacijske informacije, ki je nujna pri zagotavljanju storitev prožnosti na področju upravljanja zamašitev, koničnih obremenitev in regulacije napetosti.
2. Postopki kvalifikacije izven domene sistemske izravnave niso definirani.
3. Obstoj dolgoročnih pogodb, posebej še pogodb za zagotavljanje razpoložljivosti in obenem kratkoročnih produktov prožnosti, lahko privede do omejevanja likvidnosti oziroma strukture trga s kratkoročno prožnostjo.

<sup>108</sup> Možnih je več variant modelov – glej USEF (<https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>)

<sup>109</sup> Splošna uredba (EU) 2016/679 o varstvu podatkov

<sup>110</sup> Na podlagi Electricity Balancing Guideline (EBGL; [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/))



4. V primeru prožnosti na strani odjema porazdelitev količin energije med različne bilančno odgovorne stranke na istem priključnem mestu ni nedvoumna, saj ni razrešeno vprašanje priznavanja meritev za prevzemno-predajnim mestom uporabnika.

Zasnovo novih potrebnih produktov<sup>111</sup> je treba izvesti v strokovnem dialogu z zainteresiranimi in ob upoštevanju razpoložljivega evropskega okvira definicij, prizadevati pa si je treba za minimalno možno število različnih produktov ob upoštevanju nacionalnih specifičnosti in vidikov harmonizacije. Ločevati je treba med produkti, ki morajo vsebovati lokacijsko informacijo, in ostalimi, ki so namenjeni portfeljskem trgovanju na veleprodajnih trgih in izravnalnem trgu. Lastnosti produkta morajo biti določene na način, da omogočajo sodelovanje vseh virov prožnosti, direktno ali vsaj posredno prek agregacije. Produkti morajo biti nujno tehnološko nevtralni. Treba je zagotoviti učinkovit način obveščanja o predvidenih lokacijah zamašitev na podlagi registra ponudnikov prožnosti. Definirati je treba zahteve za učinkovito izmenjavo podatkov med ponudniki storitev prožnosti, elektrooperaterjema, operaterjem trga z energijo in operaterjem trga s prožnostjo. Postopki kvalifikacije morajo biti jasno in celovito definirani in morajo dajati prednost kvalifikaciji na ravni agregiranega portfelja virov namesto na ravni posamezne enote prožnosti. Kvalifikacija mora obsegati tako vidike zmožnosti zagotavljanja produkta kot tudi zmožnosti prenosa energije prožnosti (upravljanje omejitev). Pri določanju produktov je treba najti ravnotežje med dolgoročnimi in kratkoročnimi produkti in razmisliti o uvedbi sistema kvot. Zagotoviti je treba, da so vse enote, ki zagotavljajo prožnost, povezane z ustreznim pametnim števcem<sup>112</sup>, ki zagotavlja merjenje in zajem merilnih podatkov v ustreznih časovnih intervalih glede na uporabljen produkt. V sodelovanju z zainteresiranimi je treba definirati minimalne zahteve za zagotavljanje meritev in monitoringa za naprave, ki se nahajajo za prevzemno-predajnim mestom. Omogočiti je treba uporabo že vgrajenih sistemskih merilnih naprav s segmentiranjem telemetričnih zahtev glede na priključno moč, za najmanjše enote pa omogočiti določene zahteve na ravni agregacije (npr. točnost).

*Nosilci: elektrooperaterja, ponudniki storitev prožnosti, agregatorji, bilančne skupine, operater trga z energijo, energetska borza, operater trga s prožnostjo, agencija*

- [1] Ali se strinjate, da je v fazi vzpostavitve trga s prožnostjo pri definiranju produktov in postopkov kvalifikacije treba upoštevati sledeče:
- a) v postopku kvalifikacije dati prednost kvalifikaciji na podlagi portfelja in ne na podlagi posameznega vira prožnosti;

<sup>111</sup> Produkti in pogoji za sodelovanje v sistemski izravnavi so bili že definirani v sodelovanju z Agencijo za energijo ob upoštevanju spodaj navedenih priporočil (<https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>)

<sup>112</sup> Referenčne meritve za validacijo obračuna ostanejo meritve na sistemskem števcu na prevzemno predajnem mestu

- b) treba razmisliti o uvedbi sistema kvot med dolgoročnimi in kratkoročnimi produkti;
- c) omogočiti uporabo že vgrajenih merilnih naprav (če te zadostijo minimalnim zahtevam) za potrebe natančnejšega določanje realizirane prožnosti;
- d) zagotoviti segmentiranje telemetričnih zahtev glede na priključno moč in omogočiti preverjanje zahtev na ravni agregacije?

Navedite razloge in utemeljite.

[2] Kaj je po vašem mnenju treba upoštevati pri definiranju produktov prožnosti z vidika zagotavljanja likvidnost trga s prožnostjo?

Navedite razloge in utemeljite.

[3] Kaj naj obsega oziroma vključuje postopek kvalifikacije za ponudnike prožnosti DO?

## 6.5 Tržni procesi in procesna koordinacija

Da bi trg s prožnostjo deloval, je treba definirati vse potrebne tržne procese in postopke za procesno koordinacijo, kar pa zahteva jasno določitev in harmonizacijo vlog in odgovornosti. Na tem področju zaznavamo sledeče ovire:

1. Veljavna verzija harmoniziranega modela vlog na trgu z električno energijo ENTSO-E/ebIX/EFET<sup>113</sup> še ne definira vseh vlog, ki so potrebne za zagotavljanje storitev prožnosti na področju upravljanja zamašitev in koničnih obremenitev ter regulacije napetosti.
2. Obstaja nevarnost prevelike fragmentacije trgov, če bi vsak koristnik prožnosti organiziral svoj trg s prožnostjo, ki posredno izpostavi problem koordinacije aktivacij, če trgi niso medsebojno integrirani.
3. Nezadostna koordinacija med elektrooperaterjema (sistemska izravnava, upravljanje lokalnih zamašitev, regulacija napetosti) lahko privede do negativnih učinkov za obratovanje omrežja, enako velja za nezadovoljivo koordinirane tržne procese (kolizije pri aktivacijah ipd.)

V okviru sodelovanja slovenskih deležnikov v organizacijah ENTSO-E, ebIX in EFET je treba prispevati k ustrezni posodobitvi harmoniziranega modela vlog. Pri vzpostavljanju trga s prožnostjo je treba prednostno razvijati tržni pristop ob omogočanju uveljavljenih implicitnih mehanizmov (dinamične omrežne in dobavne tarife) ter nujno poskrbeti za procesno koordinacijo na vseh ravneh. Na področju izvajanja GJS SODO in SOPO je treba z uveljavitvijo ustreznih pravil (Pravila in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES, Sistemska

<sup>113</sup> [https://www.ebix.org/artikel/role\\_model](https://www.ebix.org/artikel/role_model)

obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije) standardizirati procese za sodelovanje elektrooperaterjev na trgu s prožnostjo in koordinacijo med njima.

*Nosilci: elektrooperaterja, operater trga z energijo, energetska borza, operater trga s prožnostjo, Sekcija IPET (v okviru sodelovanja v delovnih skupinah eBIX®)*

## 6.6 Merjenje, validacija in poravnava produktov prožnosti

V primeru eksplicitne prožnosti obstaja neizpodbitna potreba po določitvi količine realizirane prožnosti, ki pa je določljiva le na podlagi ustreznega referenčnega obremenilnega diagrama, ustreznih meritev, validacije postopkov in se na koncu odrazi v postopku poravnave. Agencija je identificirala določene ovire, ki izhajajo iz nedorečenosti zadevnega področja, kot sledi:

1. Nejasnosti glede določitve realizirane prožnosti v primeru, ko je dovoljeno sodelovanje istega vira prožnosti v različnih produktih istočasno<sup>114</sup>.
2. Normativni okvir zaenkrat še ne omogoča priznavanje meritev iz merilnih naprav za prevzemno-predajnim mestom, kar onemogoča dovolj kakovostno registracijo eksplicitne prožnosti. Nameščanje dodatnih merilnih naprav zaradi nepriznavanja (pod ustreznimi pogoji) meritev, registriranih v vdelenih merilnih napravah v aparatih, uporabniških pametnih napravah (npr. polnilnice EV ipd.), lahko privede do nesorazmerno visokih stroškov.
3. Podpora neodvisni agregaciji ni zagotovljena, saj poleg modela agregacije manjkajo tudi določila glede modela prenosa energije (ToE)<sup>115</sup> ter sistema kompenzacij, ki ključno vplivata na proces poravnave.
4. Ni sprejeta in uveljavljena metodologija za določitev referenčnega obremenilnega diagrama, ki mora biti natančna, dovolj preprosta in pregledna, nepristranska in ne sme dopuščati tržnih manipulacij (npr. na DAM in IDM).
5. Ker obstoječi harmoniziran model trga ENTSO-E/eBIX/EFET ne pokriva celovito vseh vlog in odgovornosti, povezanih s prožnostjo, je uporaba standarda za določitev vseh potrebnih procesov in modelov izmenjave podatkov zaenkrat omejena na storitve systemske izravnave.

---

<sup>114</sup> angl. »value stacking« in z njim povezan problem dvojnega štetja količin

<sup>115</sup> angl. Transfer of Energy (ToE)

Na podlagi izbranih modelov (agregacija, ToE itd.) je treba normativno urediti vse potrebne postopke merjenja, validacije in poravnave s ciljem odprave vseh zaznanih ovir in preprečitve manipulacij. Pozorno je treba spremljati in smiselno upoštevati morebitno harmonizacijo na ravni EU. Razvoj in omogočanje principov, kot je »value stacking«<sup>116</sup> (glej tudi 3.3.1), naj bo postopno in naj sledi potrebam na trgu, jih je pa nujno treba upoštevati že v fazi zasnove. Treba je omejiti bilančno odgovornost agregatorja le na vir prožnosti, ki ga aktivno nadzoruje (skladno z zahtevami uporabljenega modela agregacije) ter zagotoviti normativne podlage za upoštevanje meritev iz merilnih naprav, vdelanih v (pametne) naprave za potrebe validacije realizacije in izračuna ToE. Aktivnosti za določitev ustrezne metodologije za določitev referenčnega obremenilnega diagrama naj se začnejo z izvedbo javnih posvetovanj, ki temeljijo na konkretnih primerih uporabe in produktih prožnosti – začeti je treba nemudoma za obstoječe produkte v smislu validacije ustreznosti obstoječe metodologije. Razvoj ustreznih metodologij za določitev referenčnega obremenilnega diagrama je smiselno posredno spodbuditi tudi z nadgradnjo spremljanja trga, v okviru katere regulator<sup>117</sup> zagotavlja informacijo o razpoložljivi prožnosti na trgu (moč) ter koliko jo je bilo aktivirane (energija) na vseh relevantnih trgih in posameznih produktih. Razširjeno spremljanje trga je treba zagotoviti tudi zaradi preprečevanja zlorab in manipulacij – pri tem je treba ugotoviti, v kolikšni meri nastajajoč trg s prožnostjo pokriva REMIT<sup>118</sup>.

*Nosilci: zakonodajalec, agencija, elektrooperaterja, bilančne skupine, agregatorji, operater trga z energijo, operater trga s prožnostjo, Sekcija IPET*

[1]

Ali se strinjate, da je treba zagotoviti normativne podlage za upoštevanje meritev iz merilnih naprav, vdelanih v pametne uporabniške naprave, za potrebe validacije?

Navedite razloge in utemeljite.

[2]

Na kakšen način bi se bilo treba lotiti uveljavitve metodologije za določitev referenčnega obremenilnega diagrama? Kaj poleg javnih posvetovanj in internih validacij opcij (simulacij) bi še bilo treba začeti?

---

<sup>116</sup> USEF White paper: Flexibility Value Stacking, Oct 2018, [https://www.usef.energy/app/uploads/2018/10/USEF-White-Paper-Value-Stacking-Version1.0\\_Oct18.pdf](https://www.usef.energy/app/uploads/2018/10/USEF-White-Paper-Value-Stacking-Version1.0_Oct18.pdf)

<sup>117</sup> npr. na portalu eMonitor (<https://www.agen-rs.si/web/emonitor>)

<sup>118</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

## 6.7 Podporni sistemi in tehnične rešitve

Analiza stanja razvoja trga, pilotnih projektov ter raziskav na zadevnem področju jasno pokaže še na določene tehnične ovire, ki jih bo treba premostiti, da zagotovimo pogoje za učinkovito izkoriščanje potenciala prožnosti:

1. Nezadovoljiva spoznavnost<sup>119</sup> NN-omrežja negativno vpliva na kakovost načrtovanja omrežja, zagotavljanje kakovosti osnovnih storitev in onemogoča aktivno upravljanje omrežja.
2. Fragmentacija trgovanih platform na raven koristnika storitev prožnosti (dobavitelji, DO, SO ...) brez ustrezne integracije oziroma sinhronizacije lahko oteži koordinacijo med elektrooperaterjema, izmenjavo podatkov ter ogrozi stabilnost sistema in s tem zanesljivo obratovanje omrežja.
3. Odsotnost standardizacije in minimalnih zahtev v zvezi s povezljivostjo, monitoringom in krmiljenjem uporabnikovih naprav, ki bodo v okviru trga s prožnostjo postale del EES.
4. Uvajanje NMS se izvaja na podlagi načrta<sup>120</sup>, ki ni posodobljen skladno s tehnološkim razvojem, potencialom digitalizacije in novih normativnih zahtev (npr. na področju varstva osebnih podatkov).
5. Neobstoj minimalnih zahtev za zagotovitev zanesljivih komunikacijskih povezav med viri prožnosti, merilnimi napravami (z uporabo lokalnih vmesnikov za dostop do podatkov v realnem času) ter nadzornimi centri elektrooperaterjev, agregatorjev ter tržnimi platformami za trgovanje s prožnostjo.
6. Nezadovoljivo napovedovanje porabe in proizvodnje na ravni DO<sup>121</sup> onemogoča pravočasno in kakovostno določanje potreb po prožnosti, prav tako pa predstavlja realno oviro pri določevanju omejitev, v okviru katerih se lahko izvajajo tržne transakcije<sup>122</sup>.

DO mora ob dobro preišljenem masovnem nameščanju v sistem integriranih pametnih števecov na skrajnem robu omrežja (pri uporabnikih) na podlagi ustrezno in ažurno posodobljenega načrta uvajanja NMS zagotoviti tudi celovito spoznavnost NN-omrežja na ravni SN/NN transformatorskih postaj v realnem času. Predvsem DO mora zagotoviti vse pogoje za aktivno upravljanje omrežja, ki temelji na zadostni spoznavnosti in uvajanju pametnih omrežij. Pri uvajanju trga s prožnostjo je treba upoštevati vse relevantne vidike digitalizacije in tehnološki razvoj: rešitve je tako treba iskati na podlagi globalnih dobrih praks integracije

---

<sup>119</sup> angl. observability

<sup>120</sup> [https://www.sodo.si/files/3320/Nacrt\\_uedbe\\_NMS\\_SODO\\_07072016.pdf](https://www.sodo.si/files/3320/Nacrt_uedbe_NMS_SODO_07072016.pdf)

<sup>121</sup> uporaba na sistemski ravni - izjema so določeni projekti, kot npr. NEDO (<https://www.eles.si/projekt-nedo>)

<sup>122</sup> Rezultat je pretirano omejevanje s strani SODO zaradi »samozaščite«.

pametnih naprav z omrežjem in trgovalnimi platformami ter njihove medsebojne interakcije ob uporabi arhitekture interneta stvari (IoT). NMS prihodnosti (po 2020) mora že temeljiti na bolj modularni fleksibilni arhitekturi, kar je treba ustrezno upoštevati in zagotoviti v zadevnih načrtih, in sicer kljub dejstvu, da uvajanje na podlagi zahtev tretjega svežnja direktiv EU še ne bo zaključeno. Elektrooperaterja bi morala izkoristiti regulativne spodbude in skupaj izvesti pilotne projekte, ki naslavlajo problematiko določitve ustreznih arhitekturnih rešitev in medsebojnih vmesnikov, koordinacije in medsebojne izmenjave v realnem času, spodbujanja trga s prožnostjo, kakor tudi vidike varnih in robustnih komunikacijskih povezav na podlagi izbranih primerov uporabe prožnosti. Da bi zmanjšali tveganja, povezana z upravljanjem sistema na ravni elektrooperaterjev, je treba sistemsko zagotoviti tudi druge mehanizme in pravila, ki podpirajo upravljanje omejitev v omrežju (proces priključevanja, pravica do odklopa, cenovni signali na podlagi omrežninskih tarif ipd.).

*Nosilci: elektrooperaterja, agencija, operater trga, ponudniki storitev prožnosti*

[1] Ali se strinjate, da je posodobitev Načrta naprednega merilnega sistema nujna? Navedite razloge in utemeljite.

[2] Ali se strinjate, da je za razvoj pametnih omrežij ključna zagotovitev ustrezne observabilnosti (s pametnimi števci) znotraj distribucijskega omrežja, tj. do vključno ravni NN-transformatorskih postaj? S tem se po mnenju agencije izpolni minimalni pogoj za aktivno upravljanje omrežja s strani DO in upravljanje z omejitvami. Navedite razloge in utemeljite.

## 6.8 Zasebnost in varnost

Zagotavljanje ustrezne ravni varstva osebnih podatkov in informacijske varnosti na vseh ravneh skladno z evropsko in nacionalno zakonodajo je ključna za zaupanje uporabnikov, likvidnost in učinkovito delovanje trga s prožnostjo. Ob tem je treba z uporabo paradigme vgrajene varnosti zagotoviti ustrezno raven informacijske varnosti pametnih gradnikov/naprav in komunikacijskih povezav, varno izmenjavo in obdelavo podatkov v EES, s ciljem učinkovitega in trajnega zagotavljanja odpornosti na kibernetске napade. Zagotovitev podlage za masovno obdelavo podrobnih merilnih podatkov brez privolitve odjemalca še zdaleč ne pokrije vseh vidikov, ki jih mora nasloviti zakonodaja. Ob noveli energetskega zakona v okviru implementacije CEP je treba natančneje definirati potrebe po podrobnih merilnih podatkih in drugih osebno določljivih podatkih, ki še niso naslovljene, kot tudi naloge in odgovornosti na ravni posameznih vlog – upravljavcev, obdelovalcev in uporabnikov – ter način dostopa s standardiziranimi mehanizmi identifikacije, overjanja in avtorizacije. Skozi kvalifikacijske postopke,

ki na pregleden način naslavlja vidike informacijske varnosti in varstva zasebnosti, kakor tudi v okviru pilotnih projektov je treba graditi na zaupanju odjemalcev v zasnovo in arhitekturo (pametnega) EES z vidika občutnih koristi za uporabnika z zagotavljanjem ustrezne stopnje informacijske varnosti in varstva osebnih podatkov<sup>123</sup>.

*Nosilci: elektrooperaterja, pristojno ministrstvo, agencija v sodelovanju z drugimi deležniki, pristojna ministrstva, UVTP (Pristojni nacionalni organ za informacijsko varnost)*

## 6.9 Zrelost trga in tehnologij, ekonomika in drugi vidiki

Trg z električno energijo v Sloveniji je na splošno dobro razvit, zagotovljena je zadovoljiva raven konkurence, poslovni procesi v regulirani domeni so predmet pogoste optimizacije, v določenem obsegu je zagotovljena tudi učinkovita izmenjava podatkov med deležniki (B2B). Ključne tehnologije, kot so internet stvari, tehnologija veriženja blokov ter sredstva, kot so hranilniki, pametne naprave, sistemi za upravljanje z energijo itd. so dozorele in dostopne na trgu. Uvajanje trga s prožnostjo je vsekakor intenzivno pogojeno z učinkovitim uvajanjem novih tehnologij v EES.

Obenem pa na podlagi analize najnovejšega razvojnega načrta DO za obdobje 2019–2028<sup>124</sup> agencija ugotavlja, da načrt sicer vsebinsko naslavlja tako področja pametnih omrežij kakor tudi digitalizacijo, vendar slednjo opredeljuje presplošno in brez konkretnih povezav z načrtovanimi naložbami, neto koristmi oziroma potrebami. Prav tako pa se področje razvoja naprednih elektroenergetskih omrežij še zmeraj tesno povezuje s programom razvoja pametnih omrežij iz leta 2012, čeprav je jasno, da bi bilo razvoj na tem področju treba nujno izvajati na podlagi sproti posodobljene strategije. Zato je treba posodobiti in dopolniti strateške razvojne dokumente na področju pametnih omrežij in digitalizacije, saj sistem in trg nujno potrebujeta usmeritve za obdobje po letu 2020, ko se bodo v EU v veliki meri zaključili nekateri projekti masovnega obsega (npr. masovno uvajanje NMS), obenem pa je dozorelih več ključnih, prej navedenih novih tehnologij, ki omogočajo uveljavitev novih konceptov in modelov na trgu. Metodologija reguliranja se mora ustrezno prilagajati v smer agilnejšega reguliranja elektrooperaterjev ob izločanju metodoloških faktorjev, ki elektrooperaterje motivirajo predvsem k naložbam v CAPEX intenzivne projekte (sem spadajo večinoma konvencionalne naložbe), s ciljem zagotoviti stimulatívno okolje za obsežnejše naložbe v nove tehnologije.

Analiza dinamike na maloprodajnem trgu z električno energijo ob tem nakazuje na potencialno ohlajanje tega trga predvsem v segmentu gospodinjstev odjemalcev<sup>102</sup>, kar je lahko prva ovira v fazi uvajanja trga s prožnostjo. Če

<sup>123</sup> USEF: Privacy and Security Guideline, USEF Foundation, Nov 2015, <https://www.usef.energy/download-the-framework/>

<sup>124</sup> [https://www.sodo.si/files/5746/RN\\_2019\\_2028\\_SODO\\_nov\\_2018\\_del50.pdf](https://www.sodo.si/files/5746/RN_2019_2028_SODO_nov_2018_del50.pdf)

odjemalci izgubijo motivacijo za aktivno delovanje na trgu v okviru obstoječih priložnosti, se bodo težje odločali za sodelovanje v storitvah prožnosti, ki bodo zelo verjetno zahtevale tudi določene vstopne investicijske stroške in ki jih v okviru dosedanje aktivne vloge (menjava dobavitelja) večina ni navajena. Ovira je tudi odsotnost jasnih poslovnih modelov, še posebej na področju sodelovanja manjših odjemalcev (gospodinjstva in mali poslovni odjemalci)<sup>125</sup>, ter odsotnost programov ozaveščanja odjemalcev glede možnosti in koristi, ki jih prinaša aktivno sodelovanje na trgu. Shema upravičenja stroškov za raziskave in inovacije<sup>38</sup>, ki je na voljo elektrooperaterjema, zagotavlja izvedljivost pilotnih projektov na področju izkoriščanja prožnosti, skozi katere bi morali sodelujoči partnerji izvajati ustrezne kampanje za informiranje in ozaveščanje odjemalcev. K ozaveščanju odjemalcev pa morajo ključno prispevati tudi pristojna ministrstva, saj je treba k aktivni vlogi na trgu s prožnostjo nujno pritegniti tudi določen del do sedaj neaktivnih odjemalcev.

Nenazadnje pa ne smemo zanemariti tudi ovir, ki izhajajo iz navzkrižja interesov: integracija novih razpršenih virov prožnosti z uporabo agregacije bo vplivala na zmanjšanje prihodkov uveljavljenih ponudnikov prožnosti (večje konvencionalne proizvodne enote), kar zahteva uvajanje ustreznih mehanizmov za zaščito razvoja trga tudi v smislu izvajanja vseh potrebnih ukrepov za ohranitev oziroma izboljšanje konkurenčnosti zadevnih trgov.

*Nosilci: tržni akterji, elektrooperaterja, pristojna ministrstva, agencija, potrošniške organizacije, ponudniki storitev prožnosti*

[1]

Ali se strinjate, da je treba posodobiti in dopolniti strateške razvojne dokumente na področjih pametnih omrežij in digitalizacije, saj sistem in trg nujno potrebuje usmeritve za obdobje po letu 2020?

Navedite razloge in utemeljite.

[2]

Ali se strinjate, da morajo DO maksimalno izkoristiti Shemo upravičenja stroškov za raziskave in inovacije, ki jo je v regulativnem obdobju 2019-2021 zagotovila agencija?

Navedite razloge in utemeljite.

---

<sup>125</sup> Prihranki odjemalcev, ki sodelujejo v programih prilagajanja odjema so navadno majhni, kar jih odvrča od sodelovanja.



## 7 NASLEDNJI KORAKI

Uvajanje trga s prožnostjo v Sloveniji je v začetni fazi. Predstavljene ugotovitve spremljanja trga in rezultati analiz agencije kažejo na obstoj vrste ovir in na kompleksnost ter interdisciplinarnost problematike. Uvajanje trga s prožnostjo bo zahteval holistični pristop in sodelovanje različnih deležnikov. Ne glede na dejstvo, da bo proces harmonizacije na ravni EU na podlagi priporočil Evropske komisije ter rezultatov sodelovanja med evropskimi elektrooperaterji<sup>9,126,127</sup> postopoma gradil okvir normativov in pravil<sup>128</sup> ter dobrih praks, na podlagi katerih bo mogoče implementirati določene vidike trga s prožnostjo na nacionalni ravni, pa je treba čim prej začeti z odpravljanjem zaznanih ovir, ki so nacionalno pogojene. V okviru procesa harmonizacije bo treba odgovoriti na vprašanje, kaj standardizirati, kaj priporočati in kaj prepustiti v razvoj tržnim akterjem. Ključno bo tudi učinkovito sprejemanje ustrezne normativne ureditve s ciljem zagotoviti skladnost s tretjim svežnjem direktiv EU ter zagotovitev operacionalizacije teh zahtev: s tem bodo zagotovljeni minimalni pogoji za implementacijo novih zahtev iz CEP in omrežnih kodeksov, kar bo omogočilo podlago za nadaljnjo evolucijo sistema in trga v kontekstu izkoriščanja prožnosti. Ta proces pa je treba že takoj izkoristiti za uvajanje novih vlog in odgovornosti ter mehanizmov in konceptov prožnosti v normativno ureditev na sekundarni ravni, ki so danes že dozoreli in niso v koliziji z veljavnim EZ-1 (posodobitve sistemskih obratovalnih navodil, pravil za delovanje trga itd.). Obenem bo treba pripraviti operativni načrt izvedbe vseh potrebnih aktivnosti za postopno in učinkovito uvajanje trga s prožnostjo, ki mora nasloviti problematiko naložb v nove tehnologije in biti usklajen na ravni nosilcev aktivnosti ter ustrezno umeščen v kontekst nacionalnih strategij<sup>129,130</sup>. Agencija se dobro zaveda svoje vloge, nalog in ovir, ki jih mora v tem procesu nasloviti. S svojim aktivnim delovanjem bo skušala motivirati zainteresirane deležnike k usklajenemu delovanju naproti prej navedenim ciljem.

V posvetovalnem dokumentu je obravnavana problematika tesno povezana z novimi vlogami na trgu z energijo, kot sta »aktivni odjemalec« ter »agregator«, in njunima relacijama s preostalimi deležniki razvijajočega se trga s prožnostjo. Agencija želi zagotoviti pravočasno odpravo regulatornih ovir s ciljem omogočiti pričakovan razvoj trga v okviru energetske politike na nacionalni in EU ravni. Z izvedbo posvetovanja želi agencija pridobiti povratno informacijo glede ustreznosti, izvedljivosti in nenazadnje učinkovitosti predlaganih regulatornih sprememb.

---

<sup>126</sup>

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO\\_ASM\\_2019\\_190416.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf)

<sup>127</sup> <https://coordinet-project.eu/>

<sup>128</sup> Npr. novi omrežni kodeksi za področje prilagajanja odjema

<sup>129</sup> <http://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/energetski-koncept-slovenije/>

<sup>130</sup> implementacije CEP mora biti zaključena do leta 2021

**Predvsem pa želi agencija z javnim posvetovanjem zagotoviti skupno raven razumevanja problematike in obsega le-te v okviru uvajanja trga s prožnostjo pri vseh deležnikih v Sloveniji.**

Javno posvetovanje bo izvedeno skladno z modelom AREDOP<sup>131</sup>, vključevalo pa bo tudi strokovno delavnico, ki bo izvedena predvidoma v drugi polovici meseca septembra. Pridobljena mnenja, informacije in predlogi bodo v veliko pomoč pri nadaljnjih odločitvah agencije v procesih priprave oziroma potrjevanja sekundarne zakonodaje.

Agencija zato vabi vse zainteresirane deležnike, da se odzovejo na to javno posvetovanje na način, da posredujejo izpolnjeno tabelo pripomb v DOC in PDF formatu na naslov:

[posvetovanje@agen-rs.si](mailto:posvetovanje@agen-rs.si)

**Rok za odziv je ponedeljek, 26. avgust 2019.**

Agencija bo podrobno analizirala odziv deležnikov, pripravila oceno odzivov in jo javno objavila. Na podlagi odziva deležnikov bo agencija izvedla tudi delavnico s tistimi deležniki, ki se bodo odzvali s pripombami k posvetovalnemu dokumentu. Predviden termin za delavnico pa je četrtek, 26. september 2019.

V nadaljevanju aktivnosti javnega posvetovanja bo agencija objavila tudi sledeče sklope posvetovanja, katerih vsebina bo podrobneje osredotočena na problemska področja, ki bodo identificirana v okviru prvega sklopa.

---

<sup>131</sup> [https://www.agen-rs.si/documents/10926/26021/DEL\\_20130315\\_AREDOP\\_Base\\_VFinal\\_1927.pdf/da38c080-bfe9-4ce6-8a26-546357363d81](https://www.agen-rs.si/documents/10926/26021/DEL_20130315_AREDOP_Base_VFinal_1927.pdf/da38c080-bfe9-4ce6-8a26-546357363d81)