

Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji - Izhodišča

**Integralni posvetovalni
dokument**

Maribor, 22. maj 2020
www.agen-rs.si

KAZALO VSEBINE

KAZALO VSEBINE	2
KAZALO SLIK	5
KAZALO TABEL	5
UPORABLJENE KRATICE	6
1 UVOD	7
1.1 O posvetovalnem dokumentu	10
1.2 Povzetek odziva zainteresiranih deležnikov	12
1.3 Potek posvetovalnega procesa	13
2 DEFINICIJE IN OPREDELITEV POJMOV	15
2.1 Definicija prožnosti	15
2.1.1 Lastnosti prožnosti	17
2.2 Storitve prožnosti	19
2.2.1 Implicitna prožnost	22
2.2.1.1 Optimizacija porabe (proizvodnje) glede na tarife	22
2.2.1.2 Konična moč	22
2.2.1.3 Samooskrba (pokrivanje lastnega odjema)	23
2.2.1.4 Lastna samoizravnava.....	23
2.2.1.5 Zasilno napajanje in otočno obratovanje.....	23
2.2.2 Eksplicitna prožnost	23
2.2.2.1 Veleprodajni trg.....	24
2.2.2.1.1 Optimizacija portfelja dan pred dobavo.....	24
2.2.2.1.2 Optimizacija portfelja znotraj dneva	24
2.2.2.1.3 Samoizravnava.....	24
2.2.2.1.4 Optimizacija proizvodnje.....	25
2.2.2.2 Upravljanje z omejitvami v EES	25
2.2.2.2.1 Regulacija napetosti.....	25
2.2.2.2.2 Upravljanje z zmogljivostmi omrežja	25
2.2.2.2.3 Upravljanje prezasedenosti	26
2.2.2.2.4 Vodeno otočno obratovanje	26
2.2.2.2.5 P2P trgovanje	27
2.2.2.3 Izravnava sistema	27
2.2.2.3.1 Rezerva za vzdrževanje frekvence	27

2.2.2.3.2	Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence	28
2.2.2.3.3	Ročna rezerva za povrnitev frekvence	28
2.2.2.3.4	Rezerva za nadomestitev	28
2.3	OPREDELITEV DELEŽNIKOV IN UPORABE PROŽNOSTI	29
2.3.1	Uporabniki storitev prožnosti	29
2.3.1.1	Sistemske operater	30
2.3.1.2	Distribucijski operater	31
2.3.1.3	Odgovorni bilančne skupine oziroma bilančne (pod)skupine	32
2.3.2	Izvajalci storitev prožnosti	33
2.3.2.1	Uporabniki sistema	33
2.3.2.2	Podjetja za energetske upravljanje	36
2.3.2.3	Izmenjava energije med aktivnimi odjemalci in energetske skupnosti	36
2.3.3	Agregatorji	38
3	POTENCIAL PROŽNOSTI	42
3.1	Kritična konična tarifa kot primer implicitne prožnosti v Sloveniji	42
3.1.1	Premakni porabo	42
3.1.2	Flex4Grid	43
3.2	Izravnava sistema kot primer eksplicitne prožnosti v Sloveniji	43
3.2.1	FutureFlow	44
3.2.2	Premakni porabo	44
3.3	Možnosti in problemi pri uporabi prožnosti	45
3.3.1	Odnos agregator–izvajalec storitev prožnosti	45
3.3.2	Kolizije in koordinacija pri izvajanju storitev	46
3.3.3	Validacija podatkov, potrjevanje realizirane prožnosti in obračun	46
3.3.4	Dinamične tarife in koeksistenca implicitne in eksplicitne prožnosti	50
3.4	Vzorčni primer uporabe prožnosti za časovni zamik investicij	55
4	OKVIR AGREGATORJA	60
4.1	Primeri storitev izvajanih s strani neodvisnega agregatorja	60

4.1.1	Primer za zasilno napajanje.....	60
4.1.2	Primer za polnjenje električnih vozil	61
4.2	Vloga agregatorja	61
4.2.1	Ločitev prožnosti od energije.....	62
4.2.2	Izoliranje nadzorovanega sredstva.....	63
4.2.3	Povezave z modeli ločene dobave.....	64
4.2.4	Modeli na podlagi referenčnih profilov.....	65
4.3	Modeli agregacije	65
4.3.1	EG3 model neodvisne agregacije	65
4.3.2	Dopolnilni model: »navidezne prenosne točke«	67
4.3.3	Analiza razlik med modeloma	69
4.3.4	Trenutna ureditev v Sloveniji.....	69
5	TRG S PROŽNOSTJO IN PLATFORME	73
5.1	Kratek pregled raziskav.....	73
5.2	Pilotne platforme po Evropi	74
5.2.1	Enera	74
5.2.2	Piclo® Flex	75
5.2.3	GOPACS	75
5.2.4	NODES	76
5.2.5	Primerjava platform za trgovanje s prožnostjo.....	76
5.3	Predlogi agencije – platforma za trgovanje s prožnostjo	77
6	ZAZNANE OVIRE PRI UVAJANJU TRGA S PROŽNOSTJO V SLOVENIJI IN PRIPOROČILA AGENCIJE.....	85
6.1	Operacionalizacija zahtev veljavne evropske zakonodaje	85
6.2	Vidiki (aktivnega) odjemalca.....	87
6.3	Dostopnost trga s prožnostjo	90
6.4	Zasnova produktov prožnosti	91
6.5	Tržni procesi in procesna koordinacija	94
6.6	Merjenje, validacija in poravnava produktov prožnosti	95
6.7	Podporni sistemi in tehnične rešitve.....	98
6.8	Zasebnost in varnost	101
6.9	Zrelost trga in tehnologij, ekonomika in drugi vidiki ..	102

7 NASLEDNJI KORAKI..... 105

KAZALO SLIK

Slika 1: Vizija 2050: povezani energetski sektorji ob polno angažiranem odjemalcu (vir: ETIP-SNET)	8
<i>Slika 2: Poenostavljeno ogrodje⁴ integriranih elementov prožnosti.</i>	10
Slika 3: Strinjanje s stališčem in predlogi agencije (zaprti tip vprašanj, z deležem neopredeljenih)	12
Slika 4: Strinjanje s stališčem in predlogi agencije (zaprti tip vprašanj, brez deleža neopredeljenih)	13
Slika 4: Vsebinsko zблиževanje ali razhajanje odzivov deležnikov (zaprti in odprti tip vprašanj)	13
Slika 5: Pregled možnih storitev in deležnikov na trgu s prožnostjo.....	20
Slika 6: Prikaz vrednostne verige implicitne prožnosti po USEF [vir: USEF ²⁴].....	22
Slika 7: Prikaz vrednostne verige eksplicitne prožnosti po USEF [vir: USEF ²⁴]	24
Slika 9: Prikaz storitev, ki se lahko izvajajo znotraj skupnosti [vir: USEF]	37
Slika 8: Lastna ocena pogostosti odzivanja anketirancev glede na namen aktivacije v projektu Premakni porabo.....	45
Slika 9: Ločitev prožnosti od energije [vir: USEF ⁴⁷].....	62
Slika 10: Dodatno merjenje za izolacijo nadzorovanega sredstva [vir: USEF ⁴⁷].....	63
Slika 11: Model trga z ločeno dobavo, pri čemer je levi del dobava nenadzorovanemu delu odjema, desni del napaja nadzorovano sredstvo. [vir: USEF ⁴⁷]	64
Slika 12: Možne relacije med vlogami na trgu [nadgrajen model SGTF (EG3)].....	66
Slika 13: Integracija trga s prožnostjo z obstoječimi organiziranimi trgi.....	78
Slika 14: Trgovalna platforma v funkciji prehoda do trgov s sistemskimi storitvami – model omogoča več hkrati delujočih platform [vir: USEF]	79

KAZALO TABEL

Tabela 1: Lastnosti produkta DSM v letu 2018	44
Tabela 2: Izhodiščni podatki	56
Tabela 3: Rezultati izračuna razpoložljivih sredstev za prožnost v primeru zamenjave 250 kVA transformatorja s 400 kVA transformatorjem	57

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)

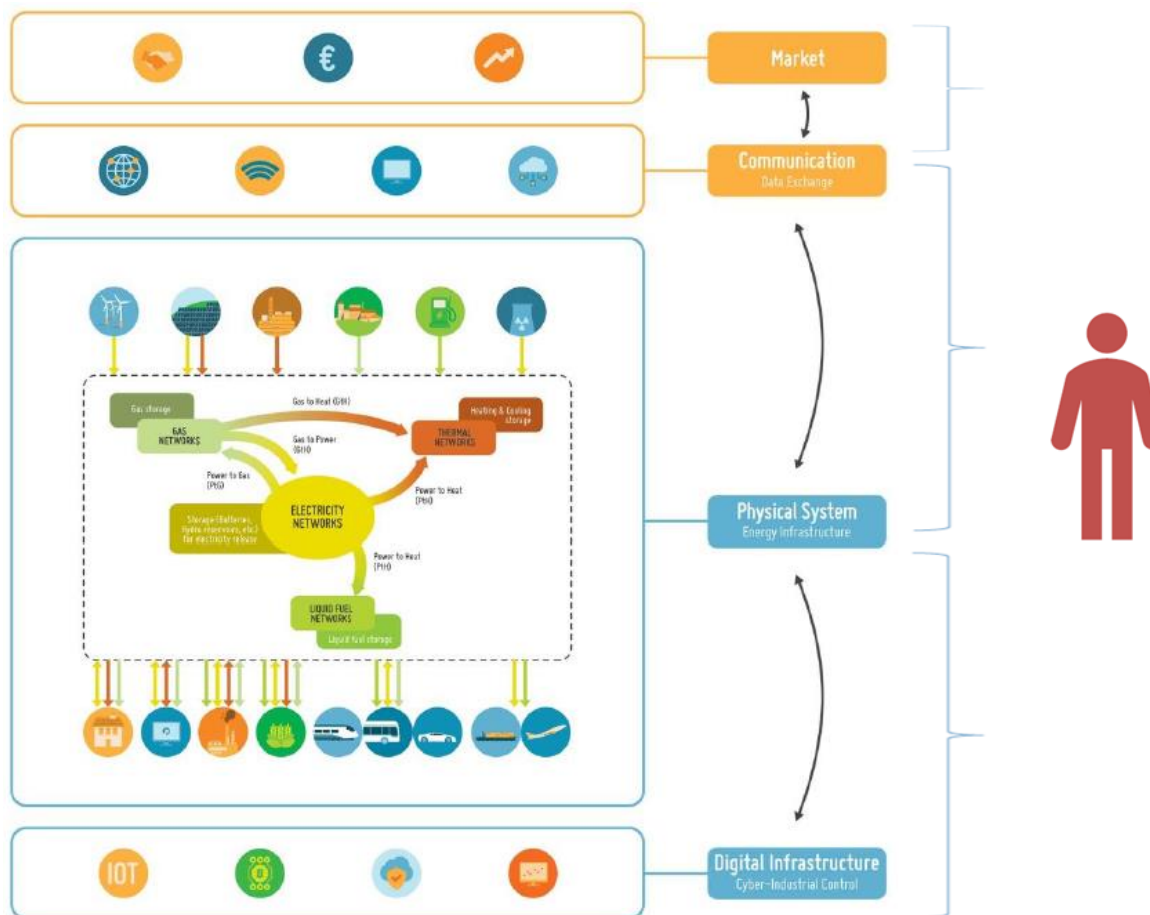
1 UVOD

Države članice EU so v maju 2019 tudi formalno potrdile še zadnje zakonodajne akte iz svežnja Čista energija za vse Evropejce¹ (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.

¹ <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-SNET²)

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 sprememb³ 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 eden izmed ključnih mehanizmov pri čim bolj učinkovitem izkoriščanju obstoječe

² <https://www.etip-snet.eu/#>

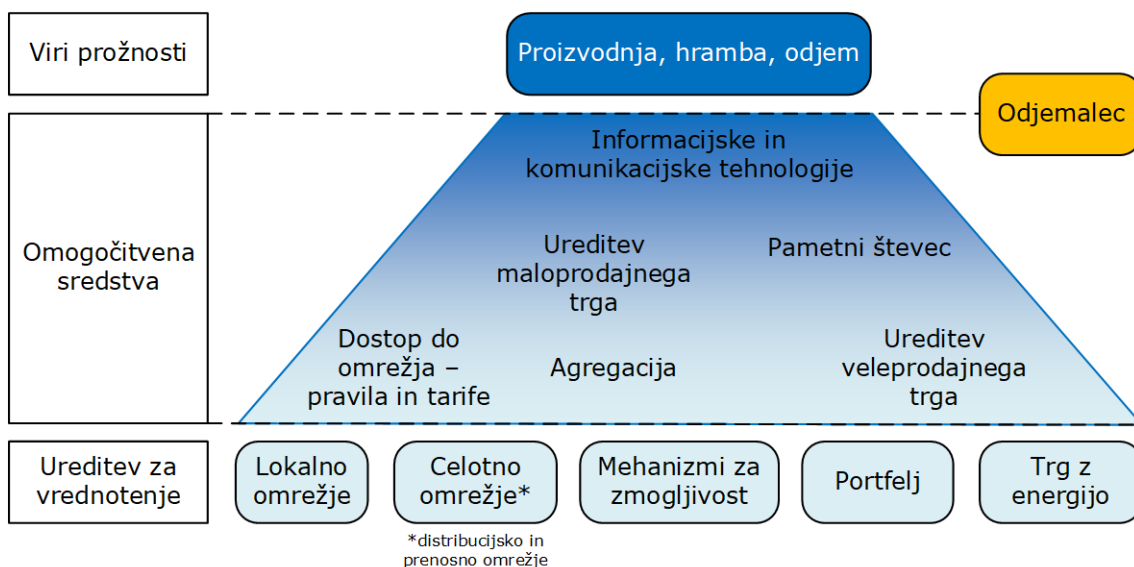
³ <https://www.agen-rs.si/documents/10926/33123/Stali%C5%A1%C4%8Da---razvoj-elektroenergetskega-sistema-in-trga-z-vidika-transformacije-sektorja/af276323-1108-463b-b288-8211a548a159>

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 priporočilih⁴ 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.

⁴ 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



Slika 2: Poenostavljeno ogrodje⁴ 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 CEER⁴ in ACER⁵, Evropske komisije⁶ 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

⁶ <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 EFET⁷, 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« (INTERRFACE)^{8,9} 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 IPET¹⁰ 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 odjemalca¹¹ in zagotavljanju pogojev za njegovo sodelovanje kot vira prožnosti na trgu.

V poglavju 2 so predstavljene relevantne definicije ter opredelitve pojmov. V podpoglavju 2.2 so podrobneje opredeljene možne storitve prožnosti, kot jih je agencija identificirala v okviru priprave javnega posvetovanja. V podpoglavju 2.3 so podrobneje predstavljeni deležniki in njihove potencialne koristi pri uporabi oziroma zagotavljanju prožnosti. V poglavju 30 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. Podpoglavje 3.3 vključuje obravnavo različnih možnosti in problemov pri uporabi prožnosti, ki so bili identificirani med pripravo javnega posvetovanja. Problematika se nadaljuje v poglavju 4, ki ciljno obravnava okvir agregatorja v smislu omogočanja neoviranega razvoja neodvisne agregacije. Temu sledi poglavje 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 ovire¹² na

⁷ https://www.ebix.org/artikel/role_model

⁸

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.



⁹ <http://www.interrface.eu/>

¹⁰ https://www.gzs.si/energetska_zbornica_slovenije/vsebina/Sekcija-IPET

¹¹ 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

¹² 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 poglavju 6.

1.2 Povzetek odziva zainteresiranih deležnikov

Agencija je združila zaznane informacije iz 1. sklopa posvetovanja. Kratak skupen povzetek sledi neposredno v tem podpoglavju. V nadaljevanju dokumenta so odzivi deležnikov povzeti neposredno pod vprašanjem iz javnega posvetovanja.

Na posvetovalni dokument se je skupaj odzvalo dvanajst deležnikov.

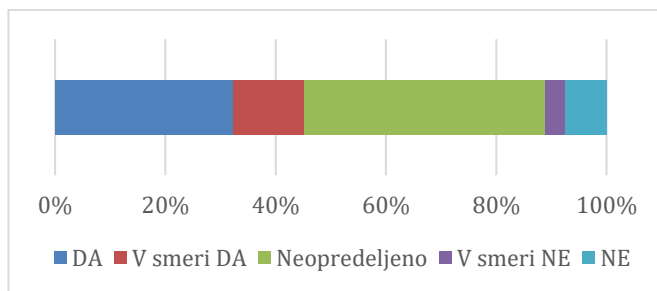
Posvetovalni dokument je omogočal tri vrste možnih odzivov deležnikov:

- Odzivi na zaprti tip vprašanja, ki ga je mogoče ovrednotiti v smislu strinjanja s stališčem in predlogi agencije (nabor 30 vprašanj);
- Odzivi na odprti tip vprašanja, s katerimi so deležniki podali svoje predloge na zastavljeno tematiko agencije (nabor 13 vprašanj);
- Odzivi izven nabora v naprej pripravljenih vprašanj.

Posamezni odzivi vseh deležnikov so zbrani v dokumentu, ki je objavljen na spletni strani agencije na naslednjem naslovu:

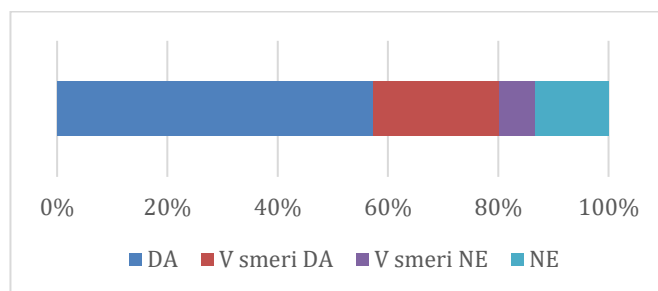
- <https://www.agen-rs.si/documents/10926/181581/Tabela-z-odzivi-zainteresiranih-dele%C5%BEnikov---Uvajanje-trga-s-pro%C5%BEnostjo/c85a37ad-04e5-4ac0-9e28-fb89728bd3bb>

Združen pregled nad odzivi deležnikov na zaprti tip vprašanj in v smislu strinjanja s stališčem in predlogi agencije podajata Slika 3 in Slika 4. Slika 3 pri tem vključuje relativno velik delež neopredeljenih, medtem ko Slika 4 zaradi preglednosti slednjega ne vsebuje.



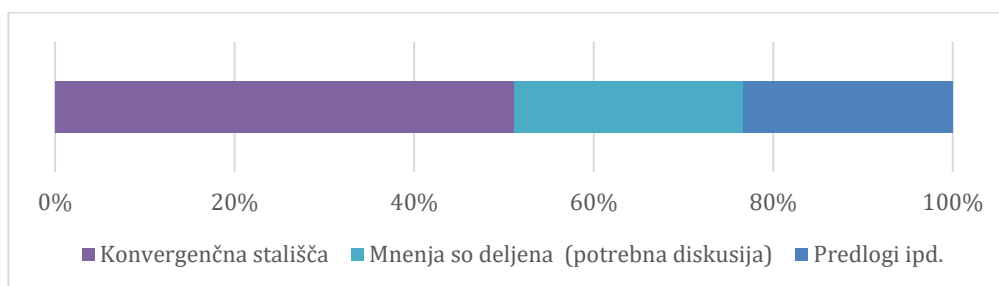
Slika 3: Strinjanje s stališčem in predlogi agencije (zaprti tip vprašanj, z deležem *neopredeljenih*)

Delež neopredeljenih tudi ni prikazan v vseh sledečih slikah. Slika 4 kaže na velik delež (~80%) načelnega strinjanja s predlogi agencije.



Slika 4: Strinjanje s stališčem in predlogi agencije (zaprti tip vprašanj, brez deleža neopredeljenih)

Združen pregled nad odzivi deležnikov v smislu zблиževanja ali razhajanja mnenj upoštevajoč zaprti in odprti tip vprašanj prikazuje Slika 5. Približno polovica odzivov kaže na vsebinsko zблиževanje (konvergenco) stališč oz. pretežno strinjanje deležnikov v določeni smeri. Približno četrtina odzivov kaže na vsebinsko razhajanje v stališčih deležnikov, kar kaže na potrebo po nadaljnji diskusiji za razjasnitev optimalne smeri razvoja. Približno četrtina odzivov je bila v obliki različnih predlogov in komentarjev.



Slika 5: Vsebinsko zблиževanje ali razhajanje odzivov deležnikov (zaprti in odprti tip vprašanj)

Agencija je v okviru izhodiščnega sklopa posvetovanja organizirala tudi delavnico (26. septembra 2019), kjer so deležniki lahko podkrepili svoja stališča s podrobnejšo razlago v diskusiji s preostalimi deležniki. Izsledki delavnice so že upoštevani v povzetkih odzivov deležnikov na posamezna vprašanja v nadaljevanju.

1.3 Potek posvetovalnega procesa

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 bodo sledili predvidoma še nadaljnji vsebinski sklopi z izbranimi tematikami, ki jih bo agencija določila na podlagi izvedenega prvega sklopa in sprotih dognanj skozi aktivnosti v projektu INTERRFACE. 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.

<p>[1] #1</p>	<p><i>Ali se strinjate s konceptom javnega posvetovanja? Podajte morebitne predloge, ki naj jih agencija po vašem mnenju upošteva v nadaljevanju javnega posvetovanja.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="584 510 1203 797" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~68%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~32%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki so se strinjali s predlaganim konceptom javnega posvetovanja. Predlogi za nadaljevanje posvetovanja so šli v smeri:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Poglobljene samostojne obravnave specifičnih področij, ki se kažejo kot ovire pri vzpostavitvi in izvajanju trga prožnosti;</i> <i>• Organizacije okroglih miz in specializiranih delavnic;</i> <i>• Zagotavljanja smiselnega trajanja postopka javnega posvetovanja;</i> <i>• Sektorskega povezovanja.</i> 	Odgovor	Procent	DA	~68%	V smeri DA	~32%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Procent										
DA	~68%										
V smeri DA	~32%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

2 DEFINICIJE IN OPREDELITEV POJMOV

2.1 Definicija prožnosti

Poenoteno definicijo prožnosti je težko najti, najverjetneje pa še ne obstaja¹³, 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)¹⁴. Po drugi strani pa okvir **USEF**¹⁵ 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 aktivirana¹⁶. Obe definiciji se med seboj pomembno razlikujeta, namreč, prva temelji izključno 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 prožnost¹⁷ 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 zmožnost¹⁸ EES, da se učinkovito prilagaja nepredvidljivosti in spremenljivosti proizvodnje in odjema ali kot

¹³ 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.

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

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

¹⁶ 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.

¹⁷ 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>

¹⁸ 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.

posledica zunanjih vplivov, ali npr. kot stroškovno učinkovit prispevek¹⁹ 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**²⁰ pri Evropski komisiji.

- **Prožnost**^{21, 22} na strani odjema definiramo kot zmožnost aktivnega odjemalca, da odstopa od svojega predvidenega (načrtovanega) oziroma normalnega (običajnega) vzorca 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.

[1] #2	<p><i>Katera izmed spodaj navedenih definicij prožnosti je po vašem mnenju najbolj ustrezna <u>z vidika določitve realizirane prožnosti</u>?</i></p> <p>a) OFGEM (razlika izmerjenih vrednosti v različnih časovnih intervalih)</p> <p>b) USEF (razlika med izmerjeno vrednostjo in statistično določenim profilom za isti časovni interval)</p> <p>c) Obe, uporaba je odvisno od primera uporabe</p> <p>d) Druga: prosimo, podajte definicijo</p>
-----------	--

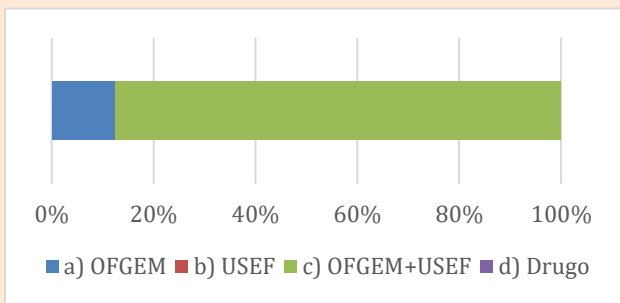
¹⁹ J. Villar, R. Bessa, M. Matos, Flexibility products and markets: Literature review, Electric Power Systems Research, Vol. 154, pp. 329-340, 2018.

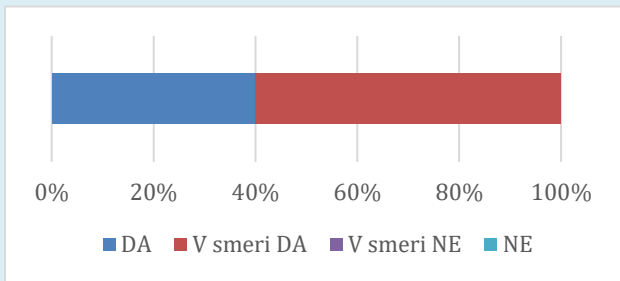
²⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>

²¹ Definicija EG3 (Priloga A):

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg3_final_report_demand_side_flexibility_2019.04.15.pdf

²² Definicija USEF (Flex Value Chain): https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0_Oct18.pdf

	<i>Podajte utemeljitev za vašo izbiro.</i>
<i>Povzetek odzivov:</i>	 <p><i>Deležniki so večinoma mnenja, da je potrebna uporaba kombinacije obeh definicij v odvisnosti od namena uporabe.</i></p>

<i>[2] #3</i>	<p><i>Ali so v definiciji prožnosti EK (EG3 SGTF) vključeni vsi potrebni vidiki, ki zadovoljivo zaokrožijo splošno definicijo prožnosti <u>za njeno uporabo na nacionalni ravni</u>?</i></p> <p><i>Natančno navedite možne dopolnitve ali možne alternativne definicije. Podrobno opišite koristi uporabe dopolnjenih ali alternativnih definicij. Navedite vire definicij. Po potrebi navedite metodologijo za določitev prožnosti.</i></p>
<i>Povzetek odzivov:</i>	 <p><i>Deležniki so se strinjali, da so v definiciji prožnosti EK (EG3 SGTF) vključeni vsi potrebni vidiki. Zaradi natančnega ugotavljanja realizirane prožnosti je SO predlagal spremembo prvega dela definicije na: »Prožnost na strani odjema definiramo kot zmožnost aktivnega odjemalca, da odstopa od svoje predvidene porabe ali proizvodnje električne energije kot odziv na cenovni signal ali tržno spodbudo in zajema odjem, proizvodnjo in hrambo energije.«.</i></p>

2.1.1 Lastnosti prožnosti

Prožnost karakterizirajo določene lastnosti¹⁹, 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 (čas rampe),
- lokacija (vozlišče v prenosnem ali distribucijskem sistemu),
- časovna razpoložljivost (je npr. omejena za električna vozila s časom, ko so priključena na polnilnico),
- dnevne energijske omejitve prožnosti;
- ponovljivost izvedbe v določenem časovnem okviru;
- predvidljivost in vodljivost²³ (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 (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 izravnave²⁴ določa SO.

<p>[1] #4</p>	<p><i>Ali so identificirane vse pomembnejše lastnosti prožnosti za EES? Natančno navedite tudi druge možne lastnosti in opišite koristi uporabe teh lastnosti.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="582 1211 1203 1547" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Rezultati ankete</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~25%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~75%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Deležniki so se strinjali, da so identificirane pomembnejše lastnosti prožnosti za EES. Dodani sta bili ponovljivost izvedbe storitev in dnevna energijska omejitvev.</i></p> </div>	Odgovor	Procent	DA	~25%	V smeri DA	~75%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Procent										
DA	~25%										
V smeri DA	~75%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

²³ 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.

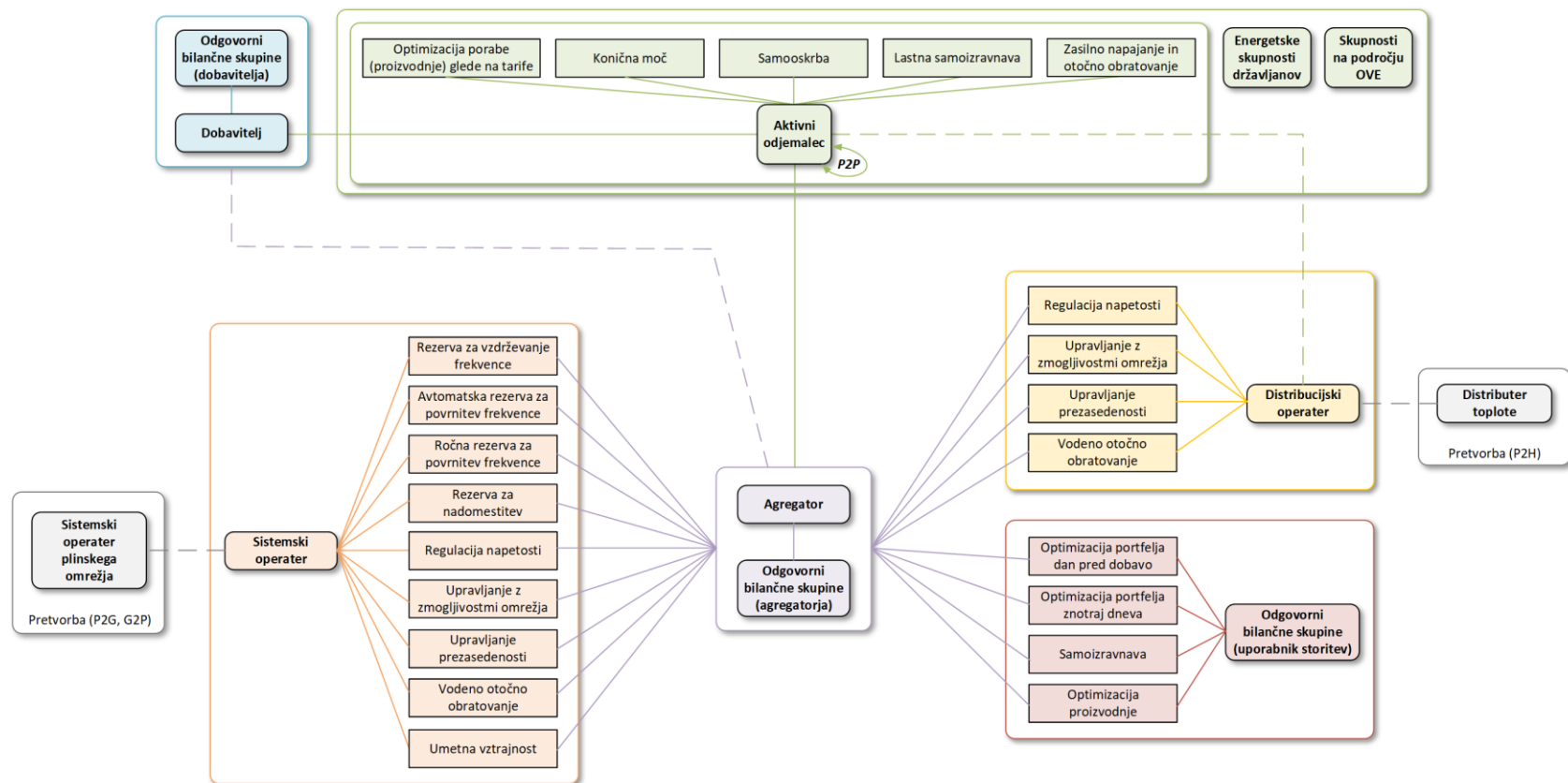
²⁴ <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>

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.

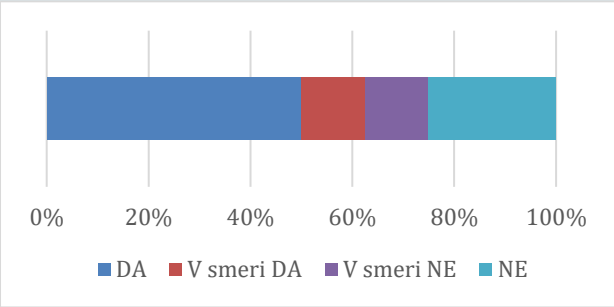
Slika 6 podaja splošni pregled možnih storitev prožnosti v Sloveniji in z njimi povezanimi deležniki. Podrobnejši opis uporabe posameznih storitev je podan v podpoglavjih in je pripravljen na podlagi opisov storitev iz okvirja USEF²⁵, do določene mere prilagojenim razmeram v Sloveniji, vendar je ohranjen najširši možni kontekst (obsega tudi storitve, ki bi bile mogoče ob določenih normativnih spremembah).

²⁵ 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



Slika 6: Pregled možnih storitev in deležnikov na trgu s požnostjo

<p>[1] #5</p>	<p><i>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.</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<p><i>Deležniki so podali vrsto predlogov za spremembe. Slika 6 je bila dopolnjena skladno večini predlogov.</i></p> <p><i>V okviru delavnice 26.9.2019 so bili podrobneje obdelani predlogi:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Za uporabo storitev eksplicitne prožnosti v korist DO pri vzdrževalnih delih na bolj obremenjenih vodih oz. področjih, kot tudi za izboljšanje napetostnih profilov.</i> <i>• O vključitvi ti. »umetne vztrajnosti«, tj. storitev, ki bo v prihodnosti morala nadomestiti izpadlo vztrajnost²⁶ rotirajočih mas ugašajočih konvencionalnih proizvodnih enot s sinhronskimi stroji.</i> <i>• O vključitvi možnosti pretvorbe presežkov električne energije v plin (PtG) in pretvorbe iz plina v električno energijo (GtP), saj plinovodno omrežje omogoča hrambo velikih količin energije, tudi za namen sezonske hrambe.</i>

<p>[2] #6</p>	<p><i>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?</i></p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div style="text-align: center;">  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <caption>Mnenja deležnikov (približna vrednost iz grafa)</caption> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>30%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Mnenja deležnikov so deljena, pri čemer:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• So potencialni večji ponudniki storitev prožnosti večinoma zavzeli stališča, da bi bilo smiselno med storitve prožnosti uvrstiti tudi »zagon agregatov brez zunanega vira napajanja«;</i> <i>• Nasprotno pa je SO, kot uporabnik te storitve, dvomil o praktični izvedljivosti in časovni učinkovitosti uporabe razpršenih virov,</i> 	Kategorija	Procent	DA	50%	V smeri DA	10%	V smeri NE	10%	NE	30%
Kategorija	Procent										
DA	50%										
V smeri DA	10%										
V smeri NE	10%										
NE	30%										

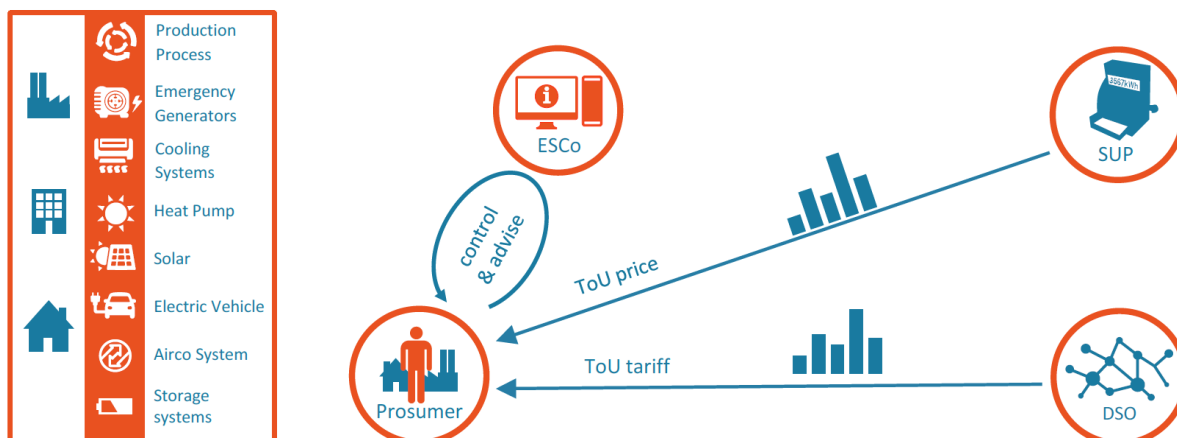
²⁶ <https://www.energetika.net/novice/clanki/entso-e-v-prihodnje-bodo-vsa-sinhrona-obmocja-dovzetna-za-p>

	<p>saj bi to zahtevalo zagotavljanje električne poti od razpršenega vira do agregata, ki bi kasneje bil nosilec frekvence za otočno obratovanje.</p> <ul style="list-style-type: none"> Izpostavljena je bila tudi potreba po vzpostavljanju in otočnem obratovanju mikro omrežij, pri čemer je problematična predvsem adaptacija zaščitnih shem.
--	--

2.2.1 Implicitna prožnost

Storitve implicitne prožnosti predstavljajo 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 7: Prikaz vrednostne verige implicitne prožnosti po USEF [vir: USEF²⁵]

2.2.1.1 Optimizacija porabe (proizvodnje) glede na tarife

Optimizacija porabe (proizvodnje) glede na tarife pomeni premik porabe (proizvodnje) 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 (pokrivanje lastnega odjema)

Pri samooskrbi se gre predvsem za pokrivanje lastnega odjema z uporabo lastnih proizvodnih virov električne energije (npr. hišna sončna elektrarna). 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 pokrivanja lastnega odjema je povečana energetska samozadostnost odjemalca ter zmanjševanje stroškov za električno energijo in omrežnino.

2.2.1.4 Lastna samoizravnava²⁷

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.

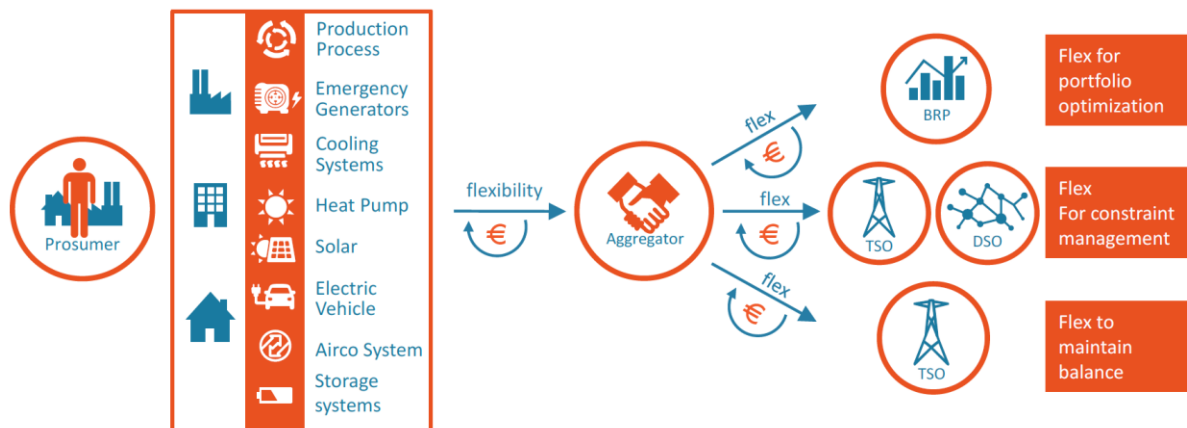
2.2.1.5 Zasilno napajanje in otočno obratovanje

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.

²⁷ Angl. »in-home self-balancing«



Slika 8: Prikaz vrednostne verige eksplícitne prožnosti po USEF [vir: USEF²⁵]

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 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 popraviljanje 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 pomoč konvencionalnim proizvodnim virom za zagotavljanje predvidene delovne moči in energije, saj je hitrost spreminjanja izhodne moči konvencionalnih proizvodnih virov omejena. Z uporabo storitev prožnosti aktivnega odjema pa se je mogoče izogniti prenehanju izhodne moči konvencionalnih proizvodnih virov, ki lahko skrajšujejo življenjsko dobo vira ali pa povečujejo porabo primarnega energenta.

2.2.2.2 Upravljanje z omejitvami v EES

Storitve upravljanja z omejitvami²⁸ pomagajo elektrooperaterjem (SO in DO) optimirati obratovanje omrežja glede na fizične in tržne omejitve.

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. Storitve je primarno namenjena DO, medtem ko bi za SO bila lahko pogojno uporabna kot krizni ukrep²⁹.

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 plošče³⁰). 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*

²⁸ Angl. constraint management

²⁹ Regulacija napetosti s spremembo obremenitev omrežja je na prenosnem omrežju sicer teoretično možna, v praksi pa nesmiselna, saj so drugi ukrepi bistveno bolj učinkoviti, tako iz tehničnega, kot tudi ekonomskega vidika.

³⁰ Angl. copper plate principle

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 izpolnjevane 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 koničnih obremenitev za izogibanje okvaram kot posledica preobremenitev. Nasprotno od upravljanja z zmogljivostmi omrežja se 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 DO³¹. Kjer to predpisi dovoljujejo, lahko elektrooperaterji neposredno dostopajo do virov na strani odjema (npr. omejevanje odjema z uporabo pametnih števecov). 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 vodenega 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.

³¹ 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>

2.2.2.2.5 P2P trgovanje

Na podlagi porazdeljenih virov energije in virov aktivnega odjema, ki so v lasti različnih aktivnih odjemalcev, je mogoče trgovati tudi preko Peer-to-Peer platform za medsebojno izmenjavo energije z drugimi člani (P2P trgovanje³²), kjer se trgovanje med aktivni odjemalci lahko vzpostavi tudi v obliki koncepta zvezne elektrarne^{33,34}. Zvezne elektrarne ponujajo nov participativni poslovni model na podlagi prednosti P2P trgovanja (zasebnost, zaupanje, nadzor, neodvisnost, predvidljivost in koordinacija aktivnih odjemalcev) za oblikovanje virtualnih elektrarn z namenom sodelovanja v storitvah na vele- in maloprodajnih trgih ter trgih za nefrekvenčne in frekvenčne systemske storitve. P2P platforma v tem primeru predstavlja tržni mehanizem za vzajemno koristno izmenjavo energije med vključenimi samoorganiziranimi aktivnimi odjemalci, medtem ko identificira priložnosti za izvajanje storitev za omrežje in jih oglašuje kot potencialne pogodbe z operaterjem, ki jih lahko izpolnjujejo ustrezne skupine aktivnih odjemalcev. Skozi tak koncept je omogočeno nastajanje koalicij aktivnih odjemalcev, ki izpolnjujejo te pogoje za izvajanje tržnih storitev. Ključni cilj P2P trgovanja je pri tem zagotavljanje preglednega mehanizma, ki mu aktivni odjemalci zaupajo, da pošteno uravnotežijo svoje specifične želje in zahteve (npr. okoljevarstveni vidiki).

V okviru demonstracijskih aktivnosti projekta INTERRFACE je obravnavan tudi uporabniški primer, kjer se na temelju lokalnega P2P trgovanja izvajajo storitve prožnosti za upravljanje prezasedenosti v distribucijskem omrežju³⁵.

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 ELES³⁶.

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

³² Angl. Peer-to-peer (P2P) energy exchange

³³ Angl. Federated power plant

³⁴ T. Morstyn, N. Farrell, S. J. Darby, and M. D. McCulloch, "Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants," *Nature Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 94–101, Feb. 2018, <http://www.nature.com/articles/s41560-017-0075-y>

³⁵ http://www.interrface.eu/sites/default/files/publications/INTERRFACE_D3.2_v1.0.pdf (str. 135)

³⁶ <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>

sistem električne energije Republike Slovenije³⁷ so vse enote, ki so priključene na 110 kV, 220 kV in 400 kV omrežje, obvezane izvajati storitev RVF.

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 rRPF 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] #7	<i>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.</i>
<i>Povzetek odzivov:</i>	<i>Deležniki so podali predloge več dopolnitev besedil za opis storitev prožnosti in predloge za dopolnitev slik, ki jih je agencija tudi večino upoštevala.</i>
<i>Pojasnilo agencije</i>	<i>Vezano na predlog operaterja trga, da bi zaradi popolnosti bilo smiselno omeniti še »ex-post« korekcije do D+2 (delovni dan), ki je možna v okviru uveljavljenega izravnalnega mehanizma med</i>

³⁷ Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije (Uradni list RS, št. 29/16)

	<p><i>člani bilančne sheme v Sloveniji (in tudi nekaterih drugih državah) agencija meni, da pri zadevni izravnavi ne gre za dejansko prožnost. Vključevanje tovrstnega mehanizma med storitve prožnosti bi bilo v tem smislu zavajajoče zato agencija mehanizma ni vključila med storitve.</i></p>
--	--

2.3 OPREDELITEV DELEŽNIKOV IN UPORABE PROŽNOSTI

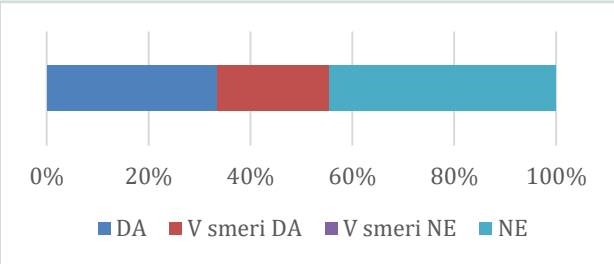
Namen tega podpoglavja je najprej predstaviti in opredeliti vlogo posameznih deležnikov na področjih prožnosti proizvodnje, rabe in shranjevanja energije. Pri tem so najprej identificirani potencialni uporabniki storitve prožnosti. Podan je grob pregled trenutnega stanja pri zagotavljanju prožnosti. 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.

<p>[1] #8</p>	<p><i>Ali so identificirani že vsi potencialni uporabniki storitev prožnosti v slovenskem geografskem prostoru?</i></p> <p><i>Natančno navedite morebitne preostale uporabnike storitev prožnosti in njihove koristi od uporabe prožnosti.</i></p>
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<p><i>Dodatni predlogi deležnikov so šli v smeri vključitve aktivnih odjemalcev, ki izvajajo storitve med seboj (P2P trgovanje). Slika 6 je bila dopolnjena.</i></p>

<p>[2] #9</p>	<p><i>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?</i></p>
-------------------	--

<p>Povzetek odzivov:</p>	 <p>0% 20% 40% 60% 80% 100%</p> <p>■ DA ■ V smeri DA ■ V smeri NE ■ NE</p>
<p><i>Mnenja deležnikov so deljena.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Potencialni večji ponudniki storitev prožnosti izkazujejo podporo, da se med uporabnike storitev prožnosti šteje tudi agregatorja.</i> • <i>Pri tem je potrebno upoštevati transparentnost izvajanja in validacijo uspešnosti aktivacije storitev prožnosti.</i> 	

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 frekvenca (v nadaljevanju RVF), avtomatska rezerva za povrnitev frekvenca (v nadaljevanju aRPF) in ročna rezerva za povrnitev frekvenca (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 SONPO³⁸ 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 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.

³⁸ Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije (Uradni list RS, št. 29/16)

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 pravilih²⁴ 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 obratovanje³⁹.

<p>[1] #10</p>	<p><i>Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za SO? Natančno navedite in opišite preostale.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="584 808 1203 1084" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Data from chart: Distribution of responses</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~80%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki so se strinjali, da so obravnavane vse potencialne storitve prožnosti za SO, razen sistemske storitve »zagon agregatov brez zunanjega vira napajanja«, ki je obravnavana v okviru pozicije #6 in »umetne vztrajnosti«, ki je obravnavana v okviru pozicije #5.</i></p>	Category	Percentage	DA	~80%	V smeri DA	0%	V smeri NE	100%	NE	0%
Category	Percentage										
DA	~80%										
V smeri DA	0%										
V smeri NE	100%										
NE	0%										

2.3.1.2 Distribucijski operater

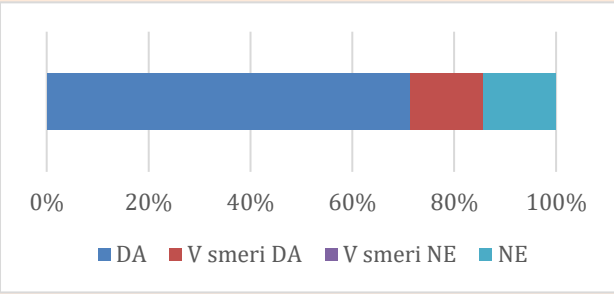
Osnovna naloga DO je zagotavljanje nemotene oskrbe odjemalcev z električno energijo in zagotavljanje nemotene uporabe omrežja drugim uporabnikom, kot so na primer razpršeni viri. Pri tem morajo biti parametri napetosti v točki priključitve na električno omrežje skladni s standardi.

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 sodelujejo³⁹ pri zagotavljanju regulacije napetosti, upravljanju z zmogljivostmi omrežja (preprečevanje preobremenitev, zmanjševanje izgub), upravljanju prezasedenosti, kot tudi otočnem obratovanju.

³⁹ Za opis glej podpoglavje 2.2.2.2

Z uporabo prožnosti je mogoče zamakniti tudi naložbe v infrastrukturo distribucijskih omrežij. Pri tem pa je potrebna previdnost, saj je kljub uporabi prožnosti treba zagotoviti posodabljanje in razvoj distribucijskih omrežij. Storitve prožnosti so praviloma 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.

<p>[1] #11</p>	<p><i>Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za DO? Natančno navedite in opišite preostale.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div style="text-align: center;">  <table border="1" style="margin: 10px auto;"> <caption>Data from Chart</caption> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~70%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~10%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~10%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~10%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki so se strinjali, da so obravnavane vse potencialne storitve prožnosti za DO, pri čemer je bilo v okviru delavnice 26.9.2019 pojasnjeno, da se t.i. storitvi »Podpora za redundanco (n-1)« in »Izboljšanje kvalitete EE« ne uporabljata več, saj je njuna vsebina že zajeta v preostalih storitvah (obravnavano v okviru pozicije #5).</i></p>	Kategorija	Procent	DA	~70%	V smeri DA	~10%	V smeri NE	~10%	NE	~10%
Kategorija	Procent										
DA	~70%										
V smeri DA	~10%										
V smeri NE	~10%										
NE	~10%										

2.3.1.3 Odgovorni bilančne skupine oziroma bilančne (pod)skupine

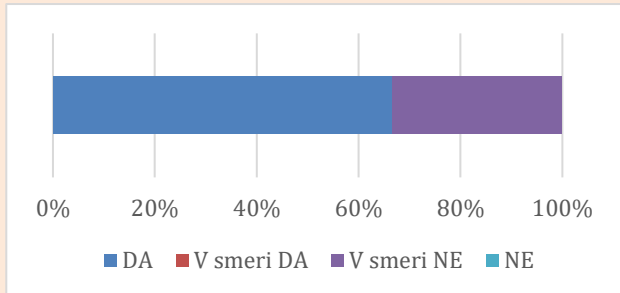
(O)BS lahko zagotovijo pričakovane dnevne prihodke, če sta njihovi realizaciji proizvodnje in porabe skladni z napovedanimi profili. V primeru odstopanj je treba plačati kazni. Uporaba prožnosti uporabnikov omrežja je smiselna, če so stroški storitev prožnosti nižji od stroškov kazni za odstopanja.

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 sprotni udeležbi bilančne (pod)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 (pod)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 (pod)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.

<p>[1] #12</p>	<p><i>Ali so identificirane že vse potencialne storitve prožnosti za (O)BS? Natančno navedite in opišite preostale.</i></p>
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p><i>Razmišljanja deležnikov so šla v smeri:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Zagotavljanja dostopa do kvalitetnih in sprotnih meritev zaradi ugotavljanja realizacije na ravni vseh uporabnikov sistema (tudi pod 43 kW priključne moči). • Večja dostopnost do podatkov o realizaciji v realnem času ali v času blizu realnega časa bi namreč spodbudila večje zanimanje za trg prožnosti in njegovo rast.

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] #13	<i>Navedite in opišite morebitne dodatne potencialne koristi aktivnih odjemalcev od izvajanja storitev prožnosti.</i>
Povzetek odzivov:	<p><i>Razmišljanja deležnikov so šla v smeri, da:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>je za uporabnike sistema ključna ekonomska motivacija, vse ostale koristi izvirajo iz nje;</i> • <i>se za gospodinjstva obračunska moč nadomesti z izmerjeno;</i> • <i>so koristi povezane predvsem z upravljanjem koničnega odjema;</i> • <i>razvoj v smeri elektromobilnosti lahko spremeni motivacijo gospodinjstev, ki bi s povečano porabo zaradi polnjenja EV postala zanimiva z vidika prožnosti;</i> • <i>je večino koristi mogoče doseči tudi v mikro omrežjih, ki se obnašajo kot večji aktivni odjemalci in vključujejo več posamičnih aktivnih odjemalcev.</i>

	<p><i>V okviru delavnice 26.9.2019 je bila tudi izpostavljena pomembnost pilotnih in demonstracijskih projektov, s katerimi je mogoče opredeliti poslovni primer. Izkušnje z električnimi vozili namreč že kažejo, da je za uspešno izvajanje sistemskih storitev potrebno zagotavljati veliko število vozil v portfelju.</i></p>
--	---

<p>[2] #14</p>	<p><i>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.</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<p><i>Razmišljanja in predlogi deležnikov za mogoče množično sodelovanje aktivnih odjemalcev so šli v naslednjih smereh:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Najpomembnejši je privlačen poslovni model agregatorjev, da je za aktivne odjemalce sodelovanje ekonomsko upravičeno:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>ROI < 8 let.</i> ○ <i>Poslovni model ne sme temeljiti na subvencijah.</i> ○ <i>Mesečna stimulacija za odjemalca znaša vsaj 20% vrednosti mesečnega računa, ker takrat interes prevlada nad komoditeto.</i> ○ <i>S podajanjem ustreznega finančnega impulza imajo največ izkušenj dobavitelji energije.</i> • <i>Potrebno je zagotoviti:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>pripravljenost distribucijskega omrežja in DO na množično vključevanje;</i> ○ <i>večjo ozaveščenost aktivnih odjemalcev;</i> ○ <i>okolje, ki po prožnosti povprašuje;</i> ○ <i>enostavne postopke (vključitve končnega odjemalca na trg prožnosti, možnost enostavne menjave agregatorjev);</i> ○ <i>poenostavitve sistema meritev in obračuna realizirane prožnosti, preko katerega bi odjemalci bolj jasno uvideli prednosti in realizirane koristi od vključitve.</i> ○ <i>jasna pravila delovanja trga s prožnostjo ter prilagoditev bilančnega obračuna (potrebno upoštevati meritve tudi za odjemalce pod 43 kW);</i> ○ <i>aktivacijo preko »pametnih« naprav z minimalno potrebno aktivnostjo odjemalca.</i> • <i>Nadaljnja podpora pilotnih projektov vsaj še 1 cikel RO, ki bi podal podrobne odgovore in izkušnje pri implementaciji rešitev za podporo storitev prožnosti.</i> • <i>Lokalnim virom, predvsem fotonapetostnim elektrarnam, je treba preprečiti nenadzorovano oddajo energije v omrežje. Lastniki bodo s tem, prisiljeni energijo porabiti pri sebi,</i>

	<p><i>zmanjšati proizvodnjo ali jo shraniti v hranilnike. Hkrati je treba omogoči tržno oddajo energije iz hranilnikov v omrežje, ki naj v življenjski dobi hranilnika pokrije vsaj stroške investicije in minimalni prihodek.</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>• Omogočiti je treba tvorbo mikro omrežij za izboljševanje samooskrbe skupnosti in območij. Zakonodaja mora preprečiti večkratno plačevanje dajatev pri odjemu energije iz omrežja in vračanju v omrežje.</i><i>• Za zagotavljanje ekonomske vzdržnosti investicij v baterijske sisteme je treba upoštevati lastno proizvedeno energijo, če je ne moremo porabiti ali oddati v omrežje, zmanjševanje izgub v omrežju, zmanjševanje koničnih obremenitev in preprečevanje preobremenitev ter možnost sodelovanja v storitvah prožnosti za vse uporabnike teh storitev.</i>
--	--

2.3.2.2 Podjetja za energetska upravljanje

Podjetja za energetska upravljanje⁴⁰ 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 odjemalca⁴¹. 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 udeleženec na organiziranem trgu, lahko pa tudi prevzamejo njihovo vlogo – neodvisni agregator (glej 4.1).

2.3.2.3 Izmenjava energije med aktivnimi odjemalci in energetske skupnosti

Na podlagi direktiv CEP se bodo pojavljale tudi interakcije med aktivnimi odjemalci⁴², ki jim omogočajo združevanje v t.i. energetske skupnosti državljanov⁴³ ali medsebojno izmenjavo energije⁴⁴ v obliki t.i. Peer-to-Peer (P2P) trgovanja.

⁴⁰ Angl. Energy Service Company (ESCO)

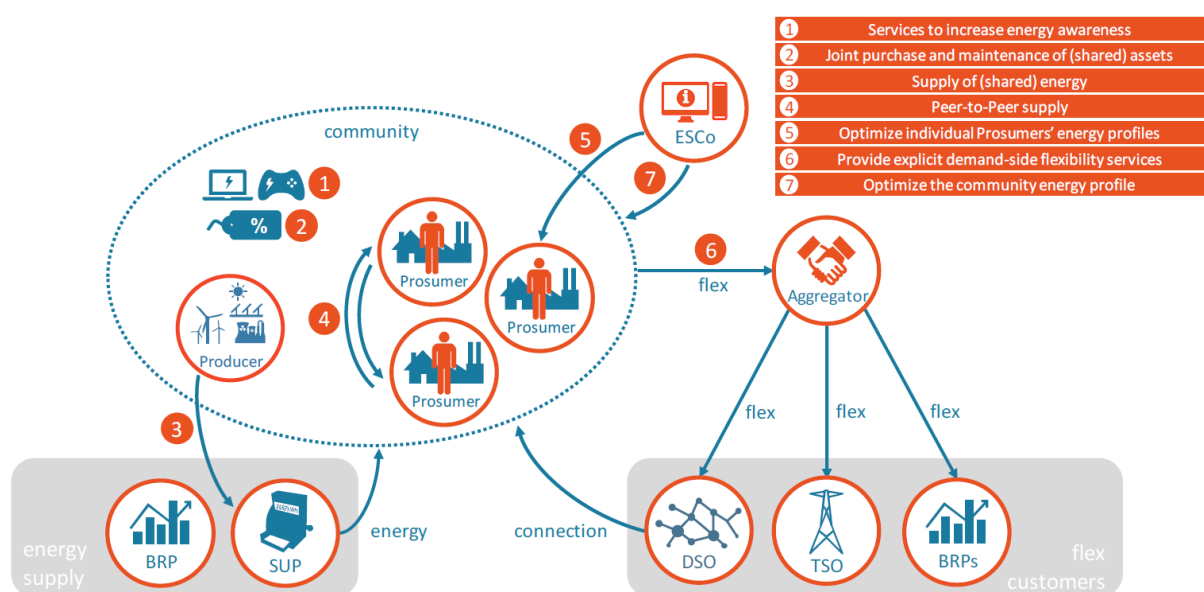
⁴¹ <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/communities/energy-service-companies>

⁴² T. Schittekatte, V. Reif, A. Nouicer, L. Meeus, D2.4 Completed Regulatory Framework, http://www.interrface.eu/sites/default/files/publications/INTERRFACE_D2.4_v1.0.pdf

⁴³ Angl. Citizen Energy Communities (CEC)

⁴⁴ Angl. Peer-to-peer (P2P) energy exchange

Koncept skupnostnega lastništva in uporabe porazdeljenih virov energije s strani skupine posameznikov, ki so del energetske skupnosti državljanov postaja vedno bolj aktualen. Energetske skupnosti državljanov so določene v CEP in lahko predstavljajo manjši obseg aktivnih odjemalcev ali bolj strukturirano večjo skupino odjemalcev in proizvajalcev (razen energetskega sektorja). Skupnost je lahko oblikovana bodisi kot realno mikroomrežje, ki povezuje člane v bližini porazdeljenih virov, ali pa kot navidežno omrežje, ki povezuje razpršene člane po večji regiji (npr. Südtiroler Energieverband⁴⁵ ali Ecopower⁴⁶). Skupnost lahko na trgih z električno energijo sodeluje v različnih vlogah kot je vloga agregatorja ali dobavitelja in je odgovorna za odstopanja, ki jih povzroča⁴⁷. CEP omogoča tudi, da imajo skupnosti v lasti ali najemu distribucijska omrežja in postanejo operaterji zaprtih distribucijskih sistemov.



Slika 9: Prikaz storitev, ki se lahko izvajajo znotraj skupnosti [vir: USEF⁴⁸]

Po drugi strani so lahko porazdeljeni viri v lasti posameznikov in nameščeni za obračunskim števcem. S proizvedeno energijo iz teh lastnih virov je mogoče trgovati preko Peer-to-Peer (P2P) platform za medsebojno izmenjavo z drugimi člani. Člani te izmenjave bodo praviloma imeli sklenjeno eno pogodbo z dobaviteljem in drugo pogodbo za P2P izmenjavo. Pilotni primeri kažejo na dva primera uporabe, in sicer a) lokalna izmenjava presežkov proizvedene energije

⁴⁵ <https://www.sev.bz.it/en/south-tyrol-energy-association/1-0.html>

⁴⁶ <https://www.ecopower.be/over-ecopower/onze-werking>

⁴⁷ A. Nouicer, L. Meeus, Technical Report on the EU Clean Energy Package, October 2019, <http://hdl.handle.net/1814/64524>

⁴⁸ USEF White Paper: Energy and Flexibility Services for Citizens Energy Communities, February 2019, <https://www.usef.energy/app/uploads/2019/02/USEF-White-Paper-Energy-and-Flexibility-Services-for-Citizens-Energy-Communities-final-CM.pdf>

med bližnjimi uporabniki (sosedji) in b) oskrba z energijo, pri čemer aktivni odjemalci lahko izberejo lokalno proizvodnjo iz obnovljivih virov.

Na podlagi določil CEP, so člani energetske skupnosti državljanov in povezani porazdeljeni viri skupnosti lahko bodisi fizično blizu ali pa ne. Če so proizvodni viri na podlagi OVE in so člani skupnosti v bližini virov, lahko govorimo tudi o skupnosti na področju energije iz obnovljivih virov⁴⁹, čeprav slednje niso podskupina energetske skupnosti državljanov.

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) 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 interneta⁵⁰, 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

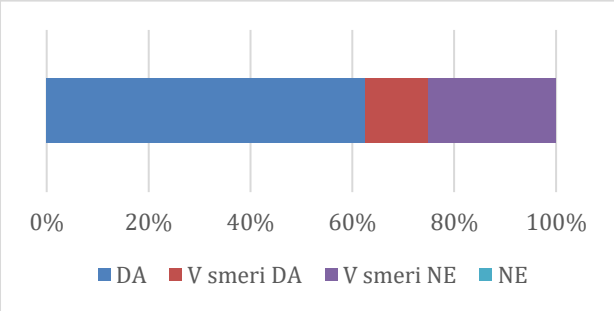
⁴⁹ Angl. Renewable energy communities (REC)

⁵⁰ <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->

v letu. Za izvajanje takih storitev prožnosti so obstoječe internetne ali druge, relativno počasne komunikacijske povezave, povsem zadostne.

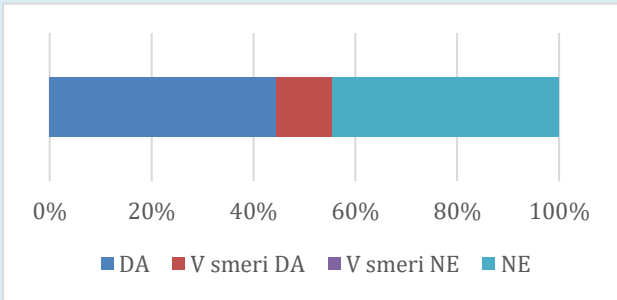
Na trgu lahko deluje hkrati več agregatorjev. Ker določen tržni udeleženec lahko izvaja več vlog, ločujemo med **neodvisnim agregatorjem**⁵¹ (subjekt izvaja izključno to vlogo) in dobaviteljem (oziroma OBS), ki izvaja tudi vlogo agregatorja. Od modela agregacije oziroma z njimi povezanih pravil je odvisno, 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 tudi potrebo po bilateralnih pogodbah med neodvisnim agregatorjem in dobaviteljem (OBS) odjemalca, ki predstavlja nevarno oviro za razvoj trga s prožnostjo.

[1] #15	<i>Ali se strinjate, da bo trg s prožnostjo pomembno pridobil z uvedbo koncepta neodvisnega agregatorja?</i>
Povzetek odzivov:	 <p><i>V splošnem je moč zaznati precejšnje strinjanje deležnikov s stališčem agencije, vendar le pogojno, saj deležniki pričakujejo, da bo</i></p>

⁵¹ Glej 17. člen DIREKTIVE (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

	<p>večina dobaviteljev pri izvajanju agregacije bolj uspešnih kot neodvisni agregatorji, saj imajo dobavitelji že vzpostavljen trajni stik z odjemalci. Upoštevati je potrebno, da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Izvajanje storitev prožnosti, kjer vključen agregator ni dobavitelj, lahko povzročijo slednjemu pomembne stroške (ali tudi prihodke). Načinov izogibanja temu problemu je več, na primer kompenzacijska shema (predvidena v CEP, a lahko kompleksna), ustrezno obveščanje in korekcija pozicij (problematika časovnice pri nekaterih storitvah) – glej tudi odgovor pri poziciji #12. • V okviru delavnice 26.9.2019 je bilo izpostavljeno, da bo poslovni primer neodvisnih agregatorjev predvsem odvisen od privzetega modela kompenzacij. • Neodvisni agregatorji so vsekakor potrebni, če želimo zagotoviti konkurenco in večstopenjsko izvajanje storitev prožnosti. Za dano ceno je aktivni odjemalec pripravljen narediti nekaj, za višjo pa še več. Če se prožnost poveže s pogodbami o dobavi je aktivni uporabnik v celoti vezan na dobavitelja tako pri dobavi energije, kot tudi pri izvajanju storitev prožnosti, kar zavira konkurenco.
--	---

[2] #16	<p>Ali menite, da bi morali tudi elektrooperaterjem omogočiti izvajanje vloge agregatorja? Navedite razloge in utemeljite.</p>										
Povzetek odzivov:	<div style="text-align: center;">  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>45%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>35%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Zaznati je mogoče veliko nestrinjanje deležnikov. Argumenti gredo predvsem v smeri, da je agregacija tržna dejavnost in da elektrooperater ne more konkurenčno in enakovredno nastopati na trgu z ostalimi ponudniki saj definira omejitve izvajanja storitev prožnosti za ponudnike in agregatorje.</p> <p>Nasprotno pa mnjenja elektrodistribucijskih podjetij gredo predvsem v smeri izvajanja vloge agregatorja za potrebe lokalnega distribucijskega omrežja in uporabe storitev prožnosti v primerih, ko so obratovalne razmere v omrežju kritične.</p> <p>Operater prenosnega sistema zemeljskega plina izpostavlja nastopanje plinskih operaterjev v vlogi agregatorja z namenom sektorskega povezovanja prožnosti v obliki virov, porabnikov in hranilnikov.</p>	Odgovor	Procent	DA	45%	V smeri DA	10%	V smeri NE	10%	NE	35%
Odgovor	Procent										
DA	45%										
V smeri DA	10%										
V smeri NE	10%										
NE	35%										

	<p><i>V okviru delavnice 26.9.2019 so bile dodatno izpostavljene tudi naslednje tematike, ki jih je smiselno upoštevati:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Penali, ki bi jim bili odjemalci izpostavljeni v odnosih z agregatorji in bi jih ob neuspešnem sledenju aktivacijam kasneje lahko odvrnili od nadaljnega sodelovanja.</i> • <i>Udobje uporabnikov, ki ga do določene mere izgubijo ob zagotavljanju prožnosti.</i> • <i>Razlikovanje med prenosnim in distribucijskim omrežjem, kjer je pri slednjem neprimerno manjše število možnih kritičnih točk na katerih je potrebno zagotavljati prožnost.</i> • <i>Možnost razmejitve med storitvami, ki jih elektrooperater lahko opravlja v vlogi agregatorja in katerih ne sme opravlja.</i> • <i>Zagotavljanja prehodnega obdobja, dokler trg prožnosti sam ne zaživi. V prehodnem obdobju je pomembno, da se omogočijo implicitni mehanizmi, vsaj v podobni izvedbi kot se sedaj pilotno uporablja KKT v Sloveniji, saj bo pri eksplicitnih mehanizmih potreben čas da se dovolj razvijejo in postane ponudba na trgu dovolj likvidna.</i>
<p><i>Mnenje agencije</i></p>	<p><i>Agencija ostaja na stališču, da je vloga agregatorja tržna dejavnost. Agregiranje virov prožnosti s strani distribucijskega operaterja je dopustno izjemoma in le pogojno ter izključno za tiste storitve, ki si jih operater ne more zagotoviti prek tržnih mehanizmov (npr. ni likvidnosti na trgu, tržna nabava bi bila ekonomsko neučinkovita). Gre npr. za storitve, ki zahtevajo specifično in sprotno oblikovanje produktov kot npr. regulacija napetosti (kakovost napetosti je časovno in lokacijsko pogojena). Agencija ob tem izpostavlja, da je tovrstno angažiranje virov možno urejati skozi pogodbe o uporabi omrežja oziroma na podlagi presoje⁵².</i></p> <p><i>Analogno, operater prenosnega sistema in operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina v okviru GJS ne smejo izvajati tržnih dejavnosti z namenom sektorskega povezovanja prožnosti v obliki virov, porabnikov in hranilnikov, saj je kljub potrebi po razvoju treba upoštevati določbe veljavne evropske zakonodaje o ločevanju reguliranih od tržnih dejavnosti in preprečevanju navzkrižnega subvencioniranja.</i></p>

⁵² Skladno z 32. členom DIREKTIVE (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

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 porabo⁵³ in Flex4Grid⁵⁴, 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 obdobju⁵⁵ 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.

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 gospodinjstevskega in poslovnega odjema brez merjenja moči. Iz končnega poročila projekta⁵⁶ 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

⁵³ <https://premakni-porabo.si/>

⁵⁴ <https://www.elektro-celje.si/si/flex4grid>

⁵⁵ Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS 46/18, 47/18 - popr., 86/18)

⁵⁶ Končno poročilo projekta PREMAKNI PORABO, Elektro Maribor, april 2019

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 gospodinske odjemalce. Iz končnega poročila projekta⁵⁷ 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 systemske frekvence so tipičen primer storitev eksplicitne prožnosti v proizvodnji in rabi energije. Trenutno jih na osnovi direktnih pogodb izvajajo večje proizvodne in porabniške enote neposredno ali posredno v okviru agregatorjev.

Za leto 2018⁵⁸ je SO predvidel naslednji obseg frekvenčnih sistemskih storitev:

- RVF: med ± 14 in ± 18 MW,
- aRPF: ± 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.

⁵⁷ 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

⁵⁸ <https://www.agen-rs.si/documents/10926/38704/Poro%C4%8Dilo-o-stanju-v-enrgetiki-2018/b3ab5189-7c0e-46eb-94e7-ea6d341eb34e>

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 izravnave⁵⁹ 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

FutureFlow⁶⁰ 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 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

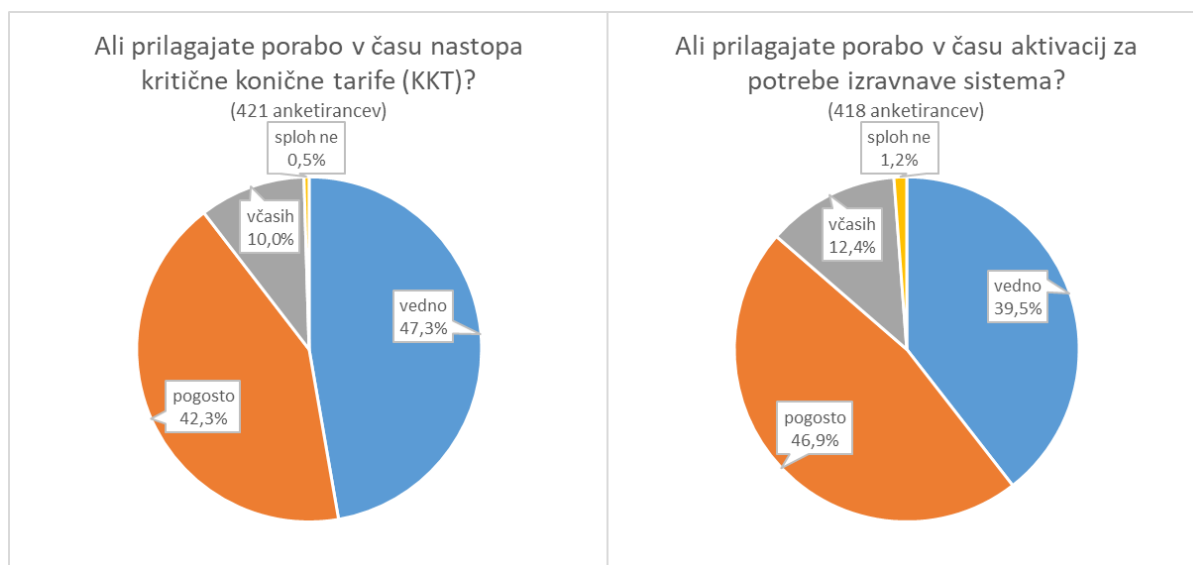
Odjemalci so v projektu Premakni porabo sodelovali tudi v aktivnostih za potrebe izravnave sistema. Iz končnega poročila projekta⁵⁶ sledi, da je bilo med projektom izvedenih 21 aktivacij izravnave sistema v skupnem trajanju 32 ur. Pri tem je bilo zmanjšanje odjema nekoliko nižje kot v primeru KKT, saj so imeli odjemalci za odziv na aktivacije na voljo le 15 minut, kar ustreza zahtevanemu času aktivacije

⁵⁹ <https://www.eles.si/obratovanje/novice-za-poslovne-uporabnike/ArticleID/14286/Pravila-in-pogoji-za-ponudnike-storitev-izravnave-na-izravnalnem-trgu-ELES>

⁶⁰ <http://www.futureflow.eu/>

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 10: 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 prioritet 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 obratovalnih 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.

<p>[1] #17</p>	<p><i>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.</i></p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="584 987 1203 1317" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Survey Results for Question [1] #17</caption> <thead> <tr> <th>Response</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>75%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Zaznati je mogoče načelno strinjanje večine deležnikov, čeprav velja razmisliti tudi o protiargumentih.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ureditev je smiselna predvsem v kontekstu obstoja skupne platforme. • Mogoča izključno ob predpogoju, da obstaja možnost nedvoumnega razločevanja, kot tudi verifikacije, katere storitve so bile izvedene v kakšnem obsegu za katerega partnerja, z namenom zagotavljanja pravične delitve odgovornosti. • Pri razvoju trga prožnosti je smiselno pristopiti po korakih, saj bi preobširna implementacija teoretičnih rešitev prispevala k nerazumevanju in negativni konotaciji razvoja trga. 	Response	Percentage	DA	75%	NE	25%	V smeri DA	0%	V smeri NE	0%
Response	Percentage										
DA	75%										
NE	25%										
V smeri DA	0%										
V smeri NE	0%										

<p>[2] #18</p>	<p><i>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</i></p>
--------------------	--

	<p>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.</p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="614 472 1232 775" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~68%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~12%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~10%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~10%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Stališča in razmišljanja deležnikov kažejo na potrebo po nadaljnem diskurzu. Tudi v okviru delavnice 26.9.2019 poenotenja stališč ni bilo moč zaznati.</p> <p>Med argumente, ki podpirajo prednostno izvajanje storitev v korist DO lahko štejemo sledeče:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ne sme prihajati do kolizij med uporabniki storitev prožnosti, zato da se distribucijski sistem in s tem sam trg s fleksibilnostjo ne bi rušil. • DO mora zagotoviti ustrezno obratovalno stanje (napetostni profil in obremenitve vodov) in zagotavljanje minimalnih standardov kakovosti distribucijskega omrežja. • DO podaja stalne omejitve v soglasju za priključitev, planirane začasne omejitve se bodo izvajale 48 ur v naprej, medtem ko bo potrebno za izvajanje storitev blizu realnega časa potrebno zagotoviti ustrezno observabilnost na distribucijskem omrežju. <p>Med argumente, ki nasprotujejo prednostnem izvajanju storitev v korist DO pa lahko štejemo sledeče:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Z uvedbo neustreznih prioritet se lahko poruši ustrezno delovanje trga, na katerem se cena oblikuje glede na ponudbo in povpraševanje. • Prednostno izvajanje storitev prožnosti je odvisno od obratovalnega stanja v sistemu. • Za izvajanje sistemskih storitev je zelo pomembno, da je čim manj vmesnih členov v celotni verigi od ponudnikov storitev prožnosti do SO. Pozornost je smiselno usmeriti na integracijo mikrolokacijskih trgov in povezano koordinacijo DO-SO. 	Kategorija	Procent	DA	~68%	V smeri DA	~12%	V smeri NE	~10%	NE	~10%
Kategorija	Procent										
DA	~68%										
V smeri DA	~12%										
V smeri NE	~10%										
NE	~10%										

<p>[3] #19</p>	<p><i>Ali po vašem mnenju obstajajo kakršnekoli normativne ovire ali pomanjkljivosti oziroma drugi problemi v zvezi z uporabo podatkov, posredovanih na vmesnik I1 pametnega števca?</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<p><i>Deležniki so izpostavili naslednje pomanjkljivosti:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Kvaliteta in razpoložljivost podatkov:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Podatkovne težave in napake se pojavljajo že na mesečnih agregatih.</i> ○ <i>Glede uporabe konkretnih podatkov je potrebno fiksno dogovoriti vir in morebitne postopke korekcij.</i> ○ <i>Podatki, ki se posredujejo vsakih nekaj sekund niso validirani. Trenutno so validirani števčni podatki za dane časovne intervale (15 min ali 1 h) na voljo šele naslednji dan.</i> ○ <i>Vpliv kvalitete podatkov bo še večji, ko bo v merjeno realizacijo bilančnega obračuna vključen tudi odjem pod 43kW. Podobno velja za vpliv na relaciji agregator : dobavitelj.</i> ○ <i>Problematično hkratno branje vmesnika I1 z dvema ali več napravami, če bi bilo vsaj za kratek čas potrebno podatke iz I1 podvojiti oz. razdeliti na vsaj dve napravi.</i> • <i>Problematičen vir napajanja naprave agregatorjev, ki bere I1 vmesnik:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Napajanje teh naprav je običajno izvedeno na nizkonapetostni strani odjemalca.</i> ○ <i>Problem posluževanja naprav agregatorjev saj elektrooperater ne dovoli inštalacije »tujih« naprav v svoje objekte.</i> ○ <i>Draga montaža naprav na vmesnik, povzročena z zaračunavanjem dostopa do števecov s strani DO.</i> • <i>Ureditev hrambe podatkov zaradi transparentnosti obračunov teh storitev med tržnimi akterji.</i> • <i>Ureditev statusa merilnih naprav za obračunskimi merilnimi mesti znotraj inštalacije uporabnika sistema glede tehničnih pogojev, namestitve, meroslovnih kontrol, ipd.</i> • <i>Najprej bi bilo potrebno čim boljše izkoristiti obstoječo infrastrukturo, brez potrebe po dograjevanju dodatnih merilnih naprav oziroma elementov.</i> • <i>Veliko že inštaliranih pametnih števecov te možnosti nima. 100% implementacija zadovoljive rešitve bo zajemala vsaj še dokončanje trenutnega cikla NMS in ponovno zamenjava števecov, ki so bili po Načrtu NMS prepoznani kot števc 1. Gen, ki so v času nastajanja načrta zagotavljali vsaj minimalni nabor funkcionalnosti NMS. Pri kombinaciji več tehničnih rešitev (kom. vmesnikov) pa obstaja nevarnost nedelovanja sistema za zajem podatkov v kolikor se na posameznem delu omrežja pojavi več</i>

	<p><i>naprav, ki niso predmet istega PLC sistema (števci se med seboj repetirajo in manjkajoči števci pomenijo slabšo kom. dosegljivost).</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Jasno določiti modele obračuna storitev fleksibilnosti, kar vključuje uporabo referenčnih modelov, za katere je potrebno vzpostaviti pravila, kako se ti modeli določajo.</i>
--	--

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. CEP⁶¹ 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 ustrežno 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

⁶¹ 11. člen DIREKTIVE (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

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.

<p>[1] #20</p>	<p><i>Ali se strinjate z mnenjem agencije, da je treba z ustrezno zasnovo tarifnega sistema podpreti koeksistenco implicitnih in eksplicitnih mehanizmov prožnosti?</i></p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="582 1388 1204 1691" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Rezultati ankete</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~95%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki so bili enotnega mnenja, da je treba z ustrezno zasnovo tarifnega sistema podpreti koeksistenco implicitnih in eksplicitnih mehanizmov prožnosti, pri čemer izpostavljajo, da:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Je z vidika implicitnega mehanizma potrebno rešiti obračun po nadomestnem diagramu, ki trenutno onemogoča trženje fleksibilnosti na trgih z električno energijo.</i> 	Odgovor	Procent	DA	~95%	V smeri DA	0%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Procent										
DA	~95%										
V smeri DA	0%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

	<ul style="list-style-type: none"> • Se naj ohranijo, vendar modificirajo statične tarife (v smislu spodbujanja pasovnega odjema), ki dosežejo vse uporabnike sistema enakovredno s skoraj nič lastnimi vložki, kot dopolnilo k statičnim tarifam pa naj se vpeljejo dinamične tarife oz. storitve prožnosti za vpliv na hitre spremembe v omrežju. • Se glede na razpoložljivo infrastrukturo za prenos podatkov lahko nekateri aktivni odjemalci odločijo, da bodo vključeni samo v implicitne mehanizme prožnosti ali pa v oboje. <p>V okviru delavnice 26.9.2019 je bila tudi izpostavljena problematika koordinacije. Namreč, ko pride do hkratnega obstoja implicitnih in eksplicitnih mehanizmov, se pojavi potreba po izraziti koordinaciji med DO in SO. Pri čemer je potrebno zagotoviti ustrezno izmenjavo podatkov in informacij, da ne pride do dvojnih ali nasprotujočih si aktivacij. Aktivnosti za to že v teku. Pri tem vprašanju lahko pridemo tudi do problematike prioritet, kjer so mnenja deljena in so obravnavana ločeno v okviru pozicije #18. V splošnem pa deležniki zaenkrat niso identificirali kakšnih posebnih ovir za koeksistenco obeh mehanizmov.</p>
--	---

[2] #21	<p>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?</p>
Povzetek odzivov:	<p>Deležniki so podali različna mnenja, ki jih je mogoče povzeti v smislu podpore uvedbi tarifne postavke na podlagi merjenja moči tudi za gospodinjstva enako kot je že uveljavljeno za negospodinjске odjemalce. Obračun tarife za moč bi se določal na podlagi 15 min števnih meritev (podobno kot obračun konične tarife za KT).</p> <p>Dodatno je bila izpostavljena pomembnost tarife za moč iz vidikov:</p> <ul style="list-style-type: none"> • lokalnih preobremenitev omrežja; • samooskrbnih gospodinjstev, kjer bi se ustrezno opredelilo tarifo za moč za odjem iz EES; • spodbujanja k čim bolj pasovnemu odjemu; • pozitivnega finančnega učinka za odjemalca; • da, se ta tarifa ne spreminja dinamično na dnevnem oz. znotraj dnevnem nivoju; • stroškovne učinkovitosti takšnega kompleksnega sistema; • uvedbe merjenega dejanskega odjema (profila); • hitrosti prenosa podatkov, saj je implicitne storitve prožnosti mogoče izvajati tudi tam, kjer je prenos podatkov omejen in hiter odziv ni bistven - nasprotno pa so eksplicitne storitve

prožnosti povezane z zahtevano dinamiko odzivnosti, ki zahteva hiter prenos podatkov.

[3]
#22

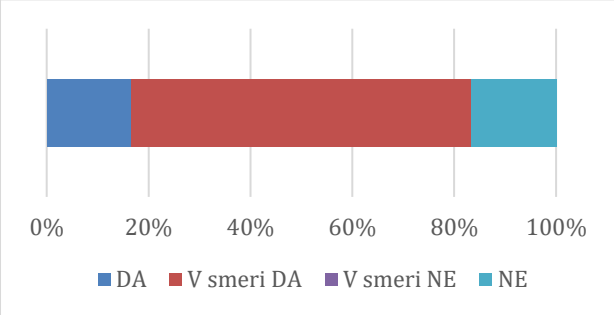
Ali menite, da lahko mehanizem eksplicitne prožnosti (npr. izvajanje prilagajanja odjema prek agregatorja za DO) na podlagi plačila ustrezno nadomesti lokalno uporabo dinamičnih omrežninskih tarif (ob enaki ali boljši učinkovitosti)?

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.

Povzetek odzivov:



Deležniki so imeli precej deljena mnenja. Podana mnenja so večinoma šla tudi v smeri, da je o rokih za nadomestitev preuranjeno govoriti in da bo to odvisno od razvoja trga in cen. Nobeden od deležnikov po ni omenjal opcije z ročnostjo > 6 let. Argumentacije so šle v smeri, da:

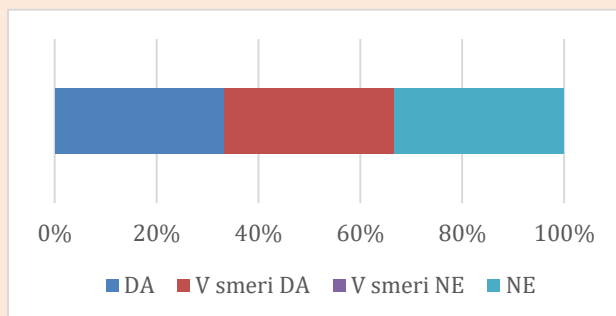
- Se bodo za ponujanje eksplicitne prožnosti odločili le odjemalci, ki imajo prilagodljive naprave (mFE-SE, EV, TČ). V primeru dinamičnih omrežninskih tarif pa je obseg vključenih odjemalcev večji.
- Se implicitna in eksplicitna prožnost med seboj dopolnjujeta, zato ni potrebe za nadomeščanje ene z drugo.
- Nadomeščanje je povezano z avtomatizacijo odjema, ki ga upravlja sistem za upravljanje z energijo (EMS) z avtonomno odločitveno logiko, pametni dom (smart home) ali kar sama pametna naprava. Ukrep bo smiseln takrat, ko bo takšna tehnika prevladovala pri odjemalcih.

Izpostavljena je bila tudi alternativna rešitev vzpostavitve časovno in krajevno spremenljivih tarif in je obravnavana v okviru pozicije #23.

[4]
#23

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 namestitev 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.



Povzetek
odzivov:

Deležniki so podali različna stališča in izpostavljajo, da je za tak ukrep nujno potrebna uporaba ustreznih sistemov za upravljanje z energijo, pametnih naprav in podobne avtomatizacije, kjer aktivni odjemalec nastavi le nekaj »robnih pogojev«.

Argumenti v podporo predlogu so šli v naslednjih smereh:

- Tarife bi zajele večji delež odjemalcev. Pri eksplicitnem mehanizmu, bi odjemalec moral podpisati pogodbo z agregatorjem, kjer pa bodo določeni penali za nerealiziranje, kar pomeni, da se bo manj odjemalcev odločilo za podpis pogodbe.
- Tako bi lahko prešli v resnično aktivna (pametna) omrežja. Pri tem je treba upoštevati tudi sociološko komponento. V takem primeru bi se strošek oskrbe z energijo pasivnih odjemalcev lahko bistveno povečal.

Argumenti proti pa so šli v naslednjih smereh:

- Bistvena razlika med tem, če ali se storitev izvede preko eksplicitne prožnosti ali preko dinamičnih omrežninskih tarif pa je v tem, od kje prihaja začetni impulz.
- S tako zastavljenimi tarifami ni možno doseči podobnih učinkov kot z eksplicitnimi mehanizmi, saj bi bil tovrstni pristop preveč

	<i>kompliciran in bi posledično predstavljal previsoke stroške za razmeroma malo ustvarjene finančne koristi.</i>
--	---

[5] #24	<i>Opredelite nujne spremembe veljavne omrežninske tarife in jih smiselno povežite s problematiko izkoriščanja prožnosti s strani DO.</i>
Povzetek odzivov:	<p><i>Deležniki so podali sledeče predloge:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Omrežninske tarife bi morale podpirati dinamične tarife. Čas in trajanje bi elektrooperater izbiral poljubno, glede na potrebe omrežja (TP-jev).</i> • <i>Veljalo bi uvesti tudi omrežninske tarife za ti. »samooskrbne« odjemalce na podlagi merjenja moči odjema.</i> • <i>Tovrstna problematika mora poleg tehnično/finančnih ukrepov vsebovati tudi komponento razumljivosti računa za končnega uporabnika, ki mora biti enostavno razumljiv, ekspliciten in hitro dokazljiv.</i> • <i>Vsekakor jih oblikovati dinamično z uporabo v realnem času.</i> • <i>Tudi na nivoju distribucijskih omrežij bi s spremembo strukture omrežnine lahko vpeljali sistemske storitve za reševanje problemov opisanih v poglavju 2.3.1.2. (napetostni profili, preobremenjevanje, zamik investicij...)</i>

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

Tip distribucijskega transformatorja	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 Slovenije⁶² 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.

<p>[1] #25</p>	<p><i>Ali se strinjate z identificiranim potencialom prožnosti za zamikanje potrebnih naložb v distribucijsko omrežje?</i> <i>Podajte svoje mnenje in pomisleke.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="606 1191 1225 1496" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~18%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~32%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~45%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~5%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Mnenja deležnikov so izrazito deljena, tudi v okviru delavnice 26.9.2019 poenotenja stališč ni bilo moč zaznati. Izpostavljena problemska področja vključujejo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Celovitost stroškovne analize, pri čemer niso upoštevani:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>stroški dela, ki so lahko bistveno večji pri koriščenju storitev prožnosti;</i> ○ <i>stroški za investicije v naprave pri odjemalcih;</i> ○ <i>stroški ob izpadih za odjemalce;</i> 	Kategorija	Procent	DA	~18%	V smeri DA	~32%	V smeri NE	~45%	NE	~5%
Kategorija	Procent										
DA	~18%										
V smeri DA	~32%										
V smeri NE	~45%										
NE	~5%										

⁶² Statistični urad Republike Slovenije, <https://pxweb.stat.si/pxweb/dialog/statfile2.asp>

	<ul style="list-style-type: none"> ○ drugi tehnični kriteriji (npr. nujnost uporabe TR z avtomatsko spremenljivimi odcepi, stopnjo izgub samega TR glede na njegovo starost, ipd...). • Bojazen, da se vlaganju v omrežje izogne s prelaganjem bremena na gospodinjske odjemalce, ki bi se jih sililo v izvajanje storitev prožnosti oz. prilagajanje odjema. • Bojazen, da se nivo kakovosti oskrbe s prožnostjo spremeni na slabše, saj je na nižjih nivojih omrežja težje zagotavljati prihranke in prožnost. • Po drugi strani pa izkušnje na projektih FutureFlow in Aktivni odjemalec kažejo na precej večji potencial aktivnega odjema v primerjavi s splošnimi pričakovanji.
<p>Pojasnilo agencije</p>	<p>Agencija na podlagi odziva potrošniške organizacije pojasnjuje, da je sodelovanje gospodinjskih odjemalcev v storitvah prožnosti za različne uporabnike prožnosti (DO, SO, OBS, idr.) stvar proste izbire posameznika. Aktivno sodelovanje gospodinjskih odjemalcev pri nudenju storitev prožnosti pa bo v okviru novih, inovativnih poslovnih modelov prinašalo odjemalcem širše koristi. Poleg ugodnega vpliva na račun za uporabo omrežja (manjše potrebe po ojačitvah omrežja npr. z odlogom ali odpravo potrebe po investicijah) oziroma računa za dobavo energije ter prejetega plačila za uspešno izvedeno storitev, si bodo s tem lahko zagotavljali boljšo kakovost storitve distribucije energije (manj prekinitev dobave in boljša kakovost napetosti) in s svojim delovanjem prispevali k učinkovitemu prehodu v nizko-ogljeno družbo ter k ustvarjanju novih visoko-tehnoloških delovnih mest. Ob predpostavki optimalnega razvoja trga ter sistema in poslovnih modelov, bo od deleža vključenosti odjemalcev v storitve za elektrooperaterje torej odvisna tudi »obremenitev« omrežnine, ki mora elektrooperaterjem zagotavljati možnost trajnega in stroškovno učinkovitega razvoja omrežij. Ob tem je treba z ustreznimi normativnimi mehanizmi zaščititi ranljive odjemalce, ki zaradi določenih razlogov nimajo možnosti aktivnega sodelovanja (npr. tarifni sistemi, politike na področju zaščite ranljivih odjemalcev ipd.).</p> <p>Agencija izpostavlja, da je potrebno še posebej gospodinjske odjemalce informirati o priložnostih kakor tudi tveganjih pri sodelovanju na trgu. Vidiki optimalnega informiranja odjemalcev skupno s tveganji in varstvom potrošnikov so obravnavani v okviru vprašanja #34.</p>

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^{63,64}, po katerem so povzete in ustrezno prilagojene vsebine v nadaljevanju. Okvir agregatorja bo predmet ločenega posvetovalnega procesa 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.

4.1 Primera storitev izvajanih s strani neodvisnega agregatorja

V tem podpoglavju 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.

⁶³ 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

⁶⁴ 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>

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 boljše 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.

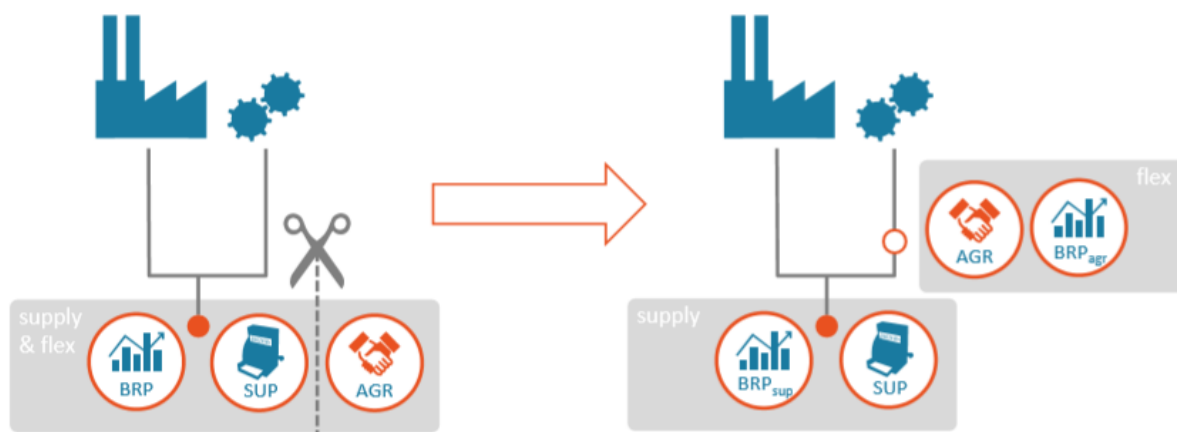
V modelih implementacije agregatorja za izkoriščanje eksplicitne prožnosti je prožnost ločena od osnovne oskrbe z energijo, kjer agregator prevzame odgovornost za aktiviranje prožnosti in dobavitelj za oskrbo z energijo. Vendar pa ločevanje prožnosti od energije ni preprosto, saj aktiviranje prožnosti 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 (učinek odboja)⁶⁵;
 - 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;



Slika 11: Ločitev prožnosti od energije [vir: USEF⁶⁴]

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 energije⁶⁶ 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).

⁶⁵ Angl. rebound effect – glej USEF

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

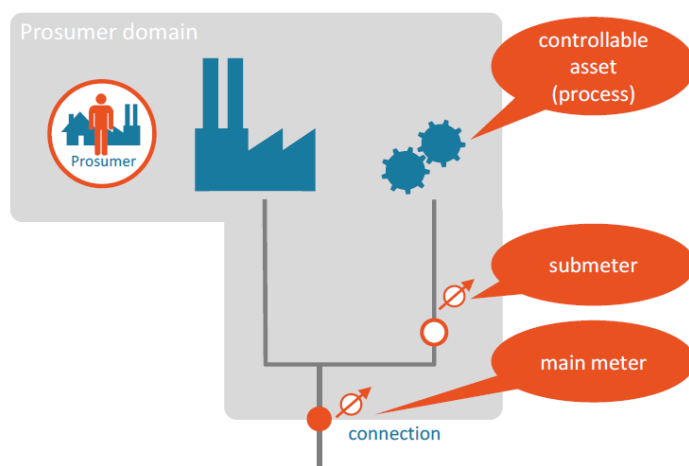
⁶⁶ ToE – transfer of energy

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 merjenje⁶⁷.



Slika 12: Dodatno merjenje za izolacijo nadzorovanega sredstva [vir: USEF⁶⁴]

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.

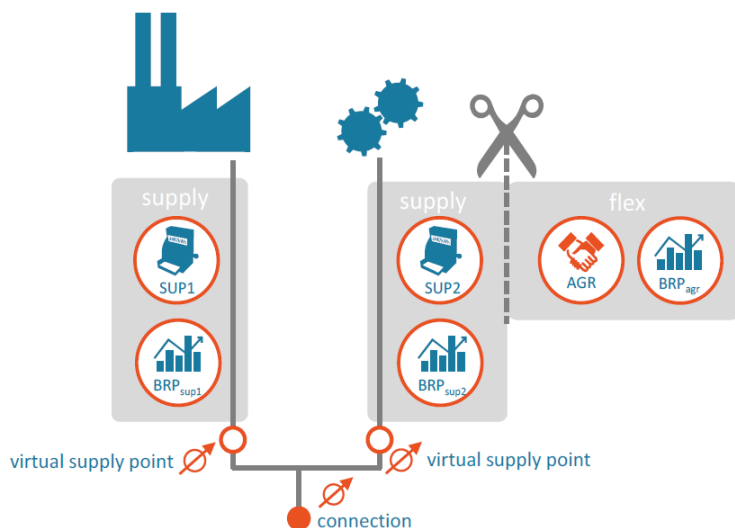
⁶⁷ Angl. sub-metering

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 imenovan model trga z ločeno dobavo⁶⁸ (model podpira tudi več kot dva dobavitelja na prevzemno-predajnem mestu) se običajno implementira z nameščanjem dodatnih števecv, bodisi vzporedno na priključnem mestu bodisi z dodatnimi (podrednimi/sekundarnimi) meritvami⁶⁷. Lahko pa se teoretično implementira tudi z uporabo nadomestnih obremenilnih diagramov⁶⁹.

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, pa 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 13: Model trga z ločeno dobavo, pri čemer je levi del dobava nenadzorovanemu delu odjema, desni del napaja nadzorovano sredstvo. [vir: USEF⁶⁴]

⁶⁸ Angl. split-supply model

⁶⁹ Angl. Synthetic load profiles

Kot prikazuje Slika 13 bi agregator lahko želel upravljati prožnost nadzorovanega sredstva brez odgovornosti za dobavo. V tem primeru se lahko uporabijo modeli agregacije (glej poglavje 4.3) na ravni virtualne merilne točke, ki zagotavlja vodenje količin porabe oziroma proizvodnje za desno stran odjema uporabnika (Slika 13: virtual supply point) in sicer 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 gospodinjstevskih aktivnih odjemalcev, kjer se aktivacija izvaja dnevno ali vsako uro.

4.3 Modeli agregacije

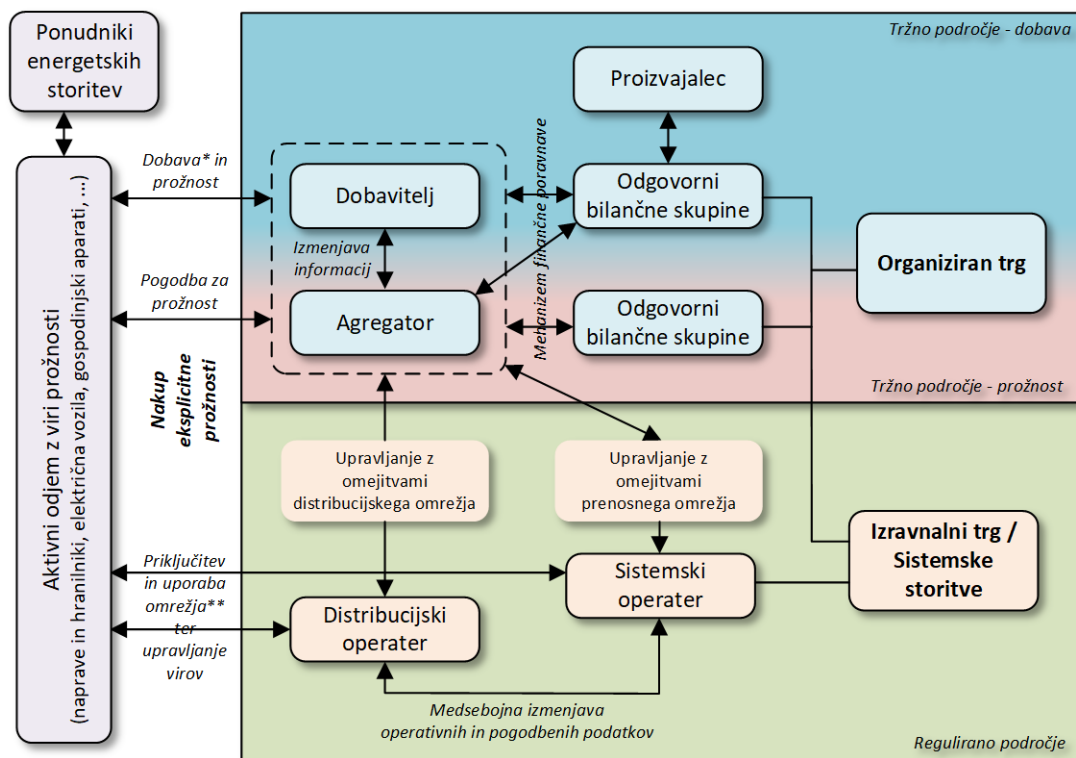
Za zagotovitev neoviranega razvoja neodvisne agregacije je treba vzpostaviti kar najbolj optimalen model agregacije, ki je povezan z organizacijo veleprodajnih trgov in izravnalnega trga. Model agregacije se mora na ustrezen način integrirati z navedenimi trgi.

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 povzroči neodvisni agregator. Analiza v nadaljevanju je povzeta po USEF⁶³.

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 14.



Slika 14: Možne relacije med vlogami na trgu [nadgrajen model SGTF (EG3)⁷⁰].

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«⁷¹. 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.

⁷⁰ <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf>

⁷¹ 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 aktivnega⁸⁴ odjemalca.
- Za ugotavljanje rezultatov aktivacije prožnosti aktivnega odjema s strani agregatorja je potrebna metodologija za določitev referenčnega⁷² obremenilnega diagrama (izhodišče/osnova/referenca).

Za kompenzacijo OBS in dobavitelja se kažejo trije različni načini:

1. *Reguliran model*⁷³, 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*⁷⁴, kjer se popravijo izmerjeni podatki aktivnega odjemalca. Plačilo dobavitelja in popravek OBS se izvede iz popravka izmerjenih podatkov.
3. *Pogodbeni model*⁷⁵, 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 točkah⁷⁶ (v nadaljevanju VTP) oziroma vzpostavljenih dodatnih merilnih točkah za prevzemno-predajnim mestom⁷⁷. Dodatne merilne točke se vzpostavijo za prevzemno-predajnim mestom⁷⁸ 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 točke⁷⁹ oziroma obračunske merilne točke⁸⁰, tj. merilne točke z opredeljeno bilančno pripadnostjo (glej harmoniziran model vlog na trgu z električno energijo (HRM)⁸¹, sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem (SONDSEE)⁸²) se nato ustrezno uporabijo za potrebe upravljanja omejitev

⁷² Angl. baseline methodology

⁷³ Angl. Regulated Model

⁷⁴ Angl. Corrected Model

⁷⁵ Angl. Contractual Model

⁷⁶ Angl. virtual transfer points, virtual supply points (USEF),

⁷⁷ Angl. connection point (SONDSEE: »prevzemno predajno mesto«)

⁷⁸ Angl. behind the connection point

⁷⁹ Angl. metering point (HRM, SONDSEE)

⁸⁰ Angl. accounting point (HRM, SONDSEE)

⁸¹ Harmonised electricity market Role Model, https://ebix.org/artikel/role_model

⁸² <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.«
- 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, v 4. členu 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 mestu⁸³.

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) števec⁸⁴ (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

⁸³ V Nemčiji je ta koncept pogosto uporabljen za omogočanje »feed-in« tarif

⁸⁴ Angl. sub-meter

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

3. Odgovorni subjekt za merjenje⁸⁵ 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 (glej poglavje 4.2.10), 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-predajnem⁸⁶ 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);
- V primeru, ko prevzemno-predajno mesto nudi systemske storitve preko člana bilančne sheme, ki mu bilančno ne pripada, mora nosilec prevzemno-

⁸⁵ V Sloveniji je to distribucijski operater, SODO d.o.o.

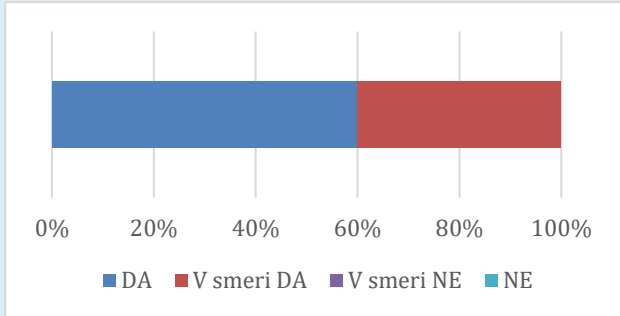
⁸⁶ Angl. »connection point«, definicija prevzemno-predajno mesto (SONDSEE)

predajnega mesta nudenje sistemskih 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 začasnih rešitvah, s katerimi bi zagotovili dostopnost do trga s prožnostjo (glej tudi 6.3).

<p>[1] #26</p>	<p><i>Ali se strinjate z analizo in stališčem agencije?</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="587 786 1203 1111" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Survey Results for Question [1]</caption> <thead> <tr> <th>Response</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~65%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~35%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki so se načeloma strinjali s stališčem agencije, pri čemer so podali tudi svoje predloge in razmišljanja v smereh:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• iskanja rešitev, ki so stroškovno učinkovite;</i> <i>• različne obravnave kompenzacij/korekcij, ko je prožnost uporabljena za potrebe sistemskih storitev in potrebe tržnih udeležencev.</i> <i>• nadgradnje Pravil za delovanje trga z elektriko z modelom, ki omogoča in spodbuja razvoj aktivnega odjema ter dostop do trga s prožnostjo, pri čemer je ključnega pomena pravilna in pravična delitev odgovornosti med OBS dobaviteljev in neodvisnih agregatorjev.</i> 	Response	Percentage	DA	~65%	V smeri DA	~35%	V smeri NE	0%	NE	0%
Response	Percentage										
DA	~65%										
V smeri DA	~35%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

<p>[2] #27</p>	<p><i>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?</i></p> <p><i>Navedite vsaj področja, ki bi jih urgentno uredili.</i></p>
--------------------	--

<p>Povzetek odzivov:</p>	 <p><i>Deležniki so se načeloma strinjali s stališčem agencije, pri čemer so podali naslednja stališča in predloge:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Smiselno je regulirati v minimalnem obsegu ter spremembe uvesti po premisleku in z ustrezno utemeljitvijo.</i> • <i>Potrebno je urediti obračunavanje na podrejenih števcih, lokacijo namestitve, dostopnost, zajem podatkov, ipd.</i> • <i>Smiselni so majhni koraki, vendar pa je potrebno na začetku opredeliti/potrditi vizijo razvoja agregacije.</i> • <i>V zvezi s prijavljanjem zaprtih pogodb agregatorjev katerih ponudniki sistemske izravnave pripadajo drugi BS bi bilo treba urediti:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>ustrezno obveščanje;</i> ○ <i>bilančno pripadnost in obračun odstopanj, ki ustrezno stimulira ponudnike storitev, da storitev nudijo;</i> ○ <i>ugotavljanje obsega storitev oz. fleksibilnosti;</i> ○ <i>kompensacije vpliva na profil.</i> • <i>Možna je neodvisna agencija ali nadgradnja in dodatne funkcije operaterja trga.</i>
<p>Mnenje agencije</p>	<p><i>Agencija na podlagi analize v okviru izhodiščnega sklopa posvetovanja meni, da zakonsko omogočanje uporabe modela ločene dobave («split-supply» model) prinaša vrsto prednosti. Na eni strani se zagotovi skladnost s CEP na drugi strani pa se omogoči precej večja fleksibilnost pri uvajanju optimalnega modela agregacije, saj ta model že sam po sebi omogoči vlogo agregatorja pod pogojem integracije vloge dobavitelja. Model sicer sam po sebi ni model neodvisnega agregatorja temveč model, ki omogoča sklepanje pogodb odjemalcem z več dobavitelji na istem priključku. Omogočanje tovrstnega modela ob ustrezni zasnovi informacijskih rešitev, ki so skladne z oprtimi standardi EU⁸¹ pa obenem ne povzroči dodatnih potreb za prilagoditev informacijskih modelov za tiste priključke, kjer ni zagotovljena ločitev dobave. Prav tako je mogoče na model ločene dobave uveljaviti katerikoli model neodvisnega agregatorja. Pogoj za uveljavitev modela je sicer normativna ureditev podrednih meritev⁶⁷, ki pa so potrebne tudi pri uveljavljanju modelov</i></p>

neodvisne agregacije, zato agencija ta pogoj ne obravnava kot oviralnega.

S ciljem podrobneje analizirati koristi uveljavitve modela ločene dobave bo agencija problematiko posebej obravnavala v okviru nadaljnjih sklopov posvetovanja.

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.⁸⁷ 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 prožnosti (aktivni odjem, virtualna elektrarna, baterijski sistemi, črpalna elektrarna) omogočala 27,1 % dodatni delež integracije OVE v vzorčno omrežje. Delo Eid idr.⁸⁸ 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.⁸⁹ 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 delu⁹⁰ ukvarjajo s kombinirano prožnostjo električnih in toplotnih virov na Finskem in izpostavljajo pomembnost lokalnih energetskega sistemov. V delu Ramos idr.⁹¹ je podana zasnova lokacijskega trga prožnosti za odpravljanje težav v

⁸⁷ 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.

⁸⁸ 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.

⁸⁹ 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.

⁹⁰ 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.

⁹¹ 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.

omrežju in izravnavo v specifičnih lokacijah omrežja. Trg je obravnavan s časovnega, prostorskega, pogodbenega in cenovnega vidika. V delu Pape⁹² 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.⁹³ 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 izpostavljam v nadaljevanju tudi vidnejše platforme za trgovanje s prožnostjo v Evropi, ki so bile podrobneje analizirane tudi v sodelovanju agencije v aktivnostih projekta INTERFACE^{9, 94}. Pri tem je bilo mogoče identificirati dva poglobljena motiva za vzpostavitev trgovalnih platform s prožnostjo, in sicer:

- odlog investicij v ojačitev omrežja,
- integracija z organiziranimi trgi za čim boljše izkoriščanje razpoložljive prožnosti.

5.2 Pilotne platforme po Evropi

5.2.1 Enera

V okviru platforme Enera⁹⁵ se organizirajo lokalni trgi predvsem z uporabo virov prožnosti severozahodnega dela Nemčije (Osfriesenland), kjer je prisoten velik delež vetrne energije. S ciljem izogibanja prezasedenosti 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 SPOT⁹⁶ izvaja trgovanje s prožnostjo na enaki infrastrukturni osnovi, kot to velja za obstoječi IDM. Po storitvah prožnosti lahko zaenkrat povprašujejo zgolj elektrooperaterji⁹⁷. Vsi certificirani ponudniki ponujajo svoje vire prožnosti, pri čemer se razlikuje med prožnostjo »obnovljive«

⁹² 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.

⁹³ S. Goutte, P. Vassilopoulos: The value of flexibility in power markets, *Energy Policy*, Vol. 125, pp. 347–357, 2019.

⁹⁴ 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

⁹⁵ <https://projekt-enera.de/>

⁹⁶ <https://www.epexspot.com/en/>

⁹⁷ angl. single-buyer-market

ali »konvencionalne« narave. Posel na trgu se izvede, ko se ujameta ponudba in povpraševanje.

5.2.2 Piclo® Flex

Trgovalna platforma Piclo® Flex⁹⁸ 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 dokumentacijo⁹⁹ za kvalifikacijo virov prožnosti. Trenutno se na platformi največkrat povprašuje po prožnosti za zamikanje naložb v okrepitev omrežja, zato ta platforma kot edina vključuje tudi plačilo za rezervacijo virov prožnosti.

5.2.3 GOPACS

Nizozemska platforma GOPACS¹⁰⁰ 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 ETPA¹⁰¹ 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

⁹⁸ <https://picloflex.com/>

⁹⁹ https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/Invitation%20to%20Tender%20-%20PE1-0074-2018%20Flexibility%20Services_v1_1.pdf

¹⁰⁰ <https://en.gopacs.eu/>

¹⁰¹ <https://etpa.nl/en/>

poseben produkt IDCONS¹⁰² in javno objavlja¹⁰³ potrebe po odpravljanju zamašitev.

5.2.4 NODES

Tržnica NODES¹⁰⁴ je bila ustanovljena v začetku 2018 v polovični lasti evropske borze Nord Pool¹⁰⁵ in norveške energetske družbe Agder Energi¹⁰⁶. 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 mogoče odložiti naložbe v omrežje v vrednosti 4,5 milijona EUR. V okviru aktivnosti NODES bo nemški DO Mitnetz Strom¹⁰⁷ 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.

¹⁰² angl. Intraday Congestion Spread

¹⁰³ <https://en.gopacs.eu/public-announcements/>

¹⁰⁴ <https://nodesmarket.com/>

¹⁰⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/>

¹⁰⁶ <https://www.ae.no/konsernet/om/english/>

¹⁰⁷ <https://www.mitnetz-strom.de/>

- 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 podpoglavjih predstavljenih platform za trgovanje s prožnostjo je agencija zavzela naslednja stališča:

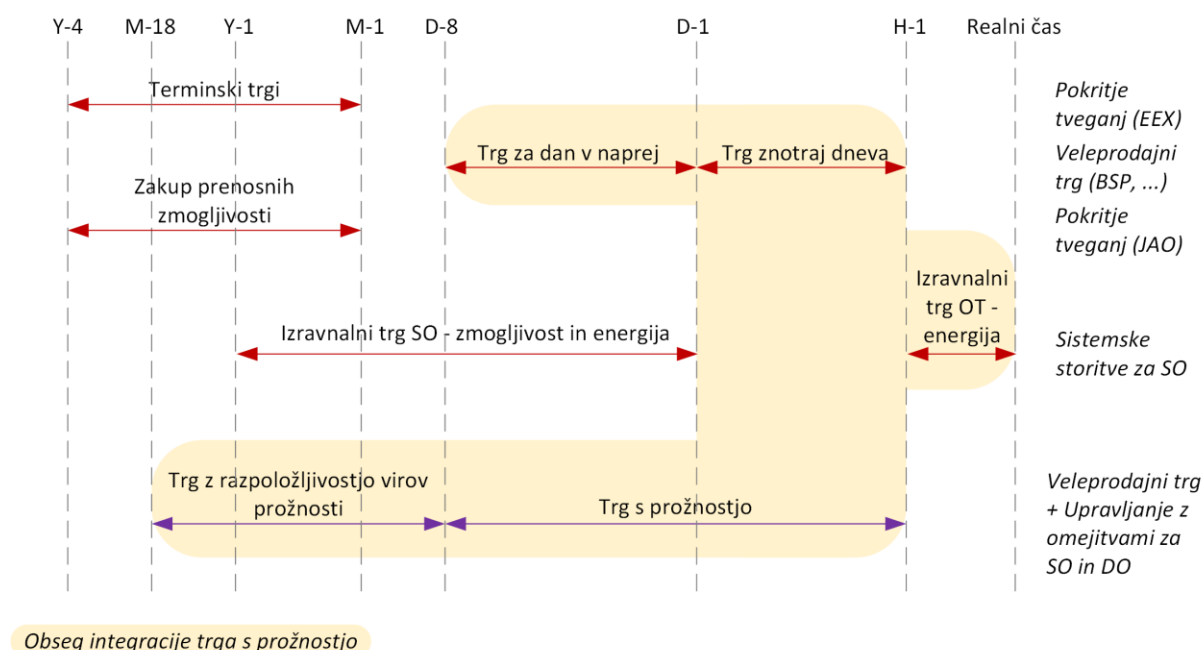
- Nujno je treba zagotoviti izkoriščanje prožnosti z namenom odloga naložb v omrežno infrastrukturo oziroma z namenom premostitve časa za zagotovitev potrebnih naložb, zato je potreben zakup razpoložljivosti virov prožnosti vnaprej (kot je to npr. pri Piclo® Flex). Opcija za razpoložljivost virov mora biti dopolnjena s hkratnim plačilom uporabe virov v okviru pogodbe za prožnost. Hkrati mora biti omogočeno podajanje ponudb v okviru DAM in IDM .
- Zagotoviti je treba prioriteto 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 Borzen¹⁰⁸, ki bi lahko poskrbel za integracijo s platformami za DAM in IDM pri BSP Energetska Borza¹⁰⁹ 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 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.

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

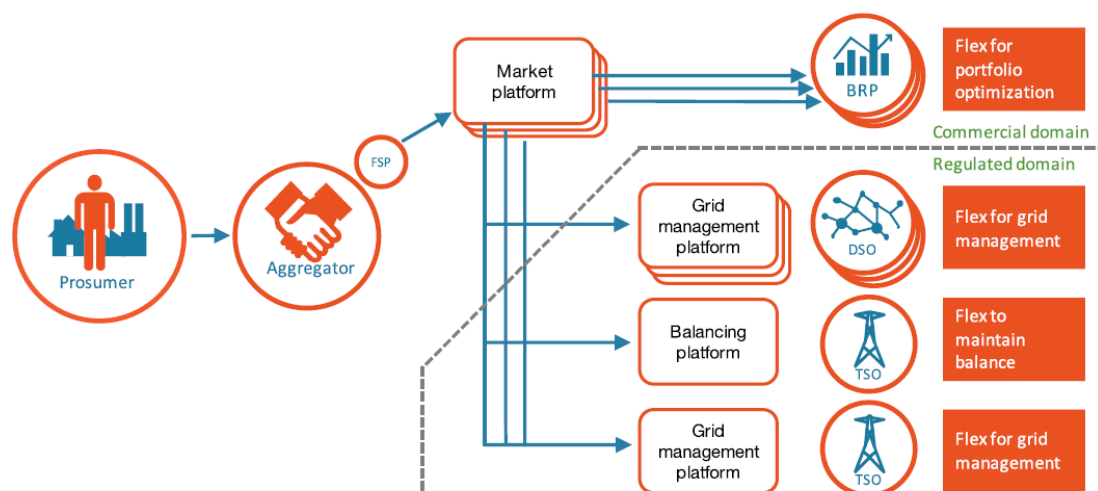


Slika 15: Integracija trga s prožnostjo z obstoječimi organiziranimi trgi

¹⁰⁸ <http://www.borzen.si/>

¹⁰⁹ <https://www.bsp-southpool.com/>

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 prožnosti¹¹⁰.



Slika 16: Trgovalna platforma v funkciji prehoda do trgov s sistemskimi storitvami – model omogoča več hkrati delujočih platform [vir: USEF¹¹¹]

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

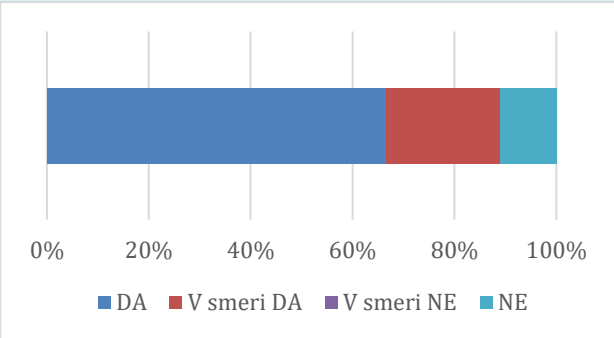
[1] #28	Ali se strinjate s stališčem agencije, da je trg s prožnostjo treba integrirati z obstoječimi organiziranimi trgi? Navedite razloge in utemeljite.
------------	--

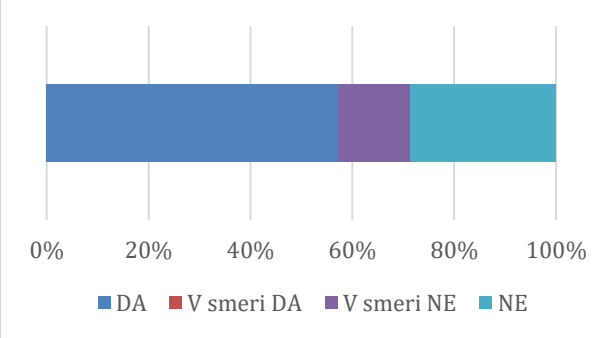
¹¹⁰ Angl. Flexibility Service Provider (FSP)

¹¹¹ 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

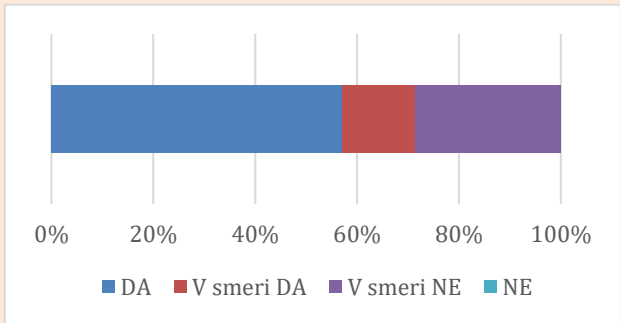
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="582 313 1204 660" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~65%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~10%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~15%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~10%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Mnenja deležnikov so precej deljena.</i></p> <p><i>Argumenti v smeri podpore integraciji so šli v smereh:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Izkušnje kažejo, da je število ponudb in likvidnost povezanih trgov višja kot pa če bi bila ločena trga.</i> <i>Trg s prožnostjo je nadgradnja obstoječega trga z novimi produkti.</i> <i>Integracija omogoča največjo možno izkoriščenost.</i> <p><i>Argumenti v smeri proti integraciji pa so šli v smereh:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Prožnost se na DAM in IDM lahko vključuje že danes. Platformo, ki bo omogočala vključitev informacije o mikrolokaciji bi pa morali še ustvariti.</i> <i>Tovrstne integracije so lahko tudi škodljive za razvoj trga agregacije. Smatramo, da bila boljša pot nov/neodvisen trg prožnosti.</i> <i>Trgi se šele razvijajo in treba je zagotoviti popolnoma prost pristop, da se trg lahko optimalno razvije in to predvsem na ekonomskih načelih.</i> <p><i>V okviru delavnice 26.9.2019 je bila izpostavljena tudi problematika previdnega usmerjanja investicij v distribucijsko omrežje na podlagi razvojnih načrtov, ki se sproti prilagajajo. Te je vsekakor smiselno razgrniti ob argumentirani podpori s CBA in upoštevanju sprotnega razvoja ter inovativnih tehnologij.</i></p>	Kategorija	Procent	DA	~65%	V smeri DA	~10%	V smeri NE	~15%	NE	~10%
Kategorija	Procent										
DA	~65%										
V smeri DA	~10%										
V smeri NE	~15%										
NE	~10%										

<p>[2] #29</p>	<p><i>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.</i></p>
--------------------	--

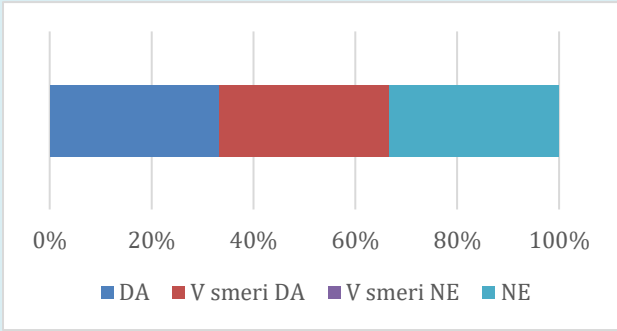
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p><i>Večina deležnikov je podala argumente v smeri podpore enotnemu trgu oz. platformi.</i></p> <p><i>Enotni trg bi:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• bil smiseln z vidika učinkovitosti - tudi če bi bilo platform več, bi jih bilo smiselno povezati;</i> <i>• bil cenejši kot več posameznih trgov, predvsem zaradi števila integracij, ki jih morajo zagotoviti agregatorji do teh platform;</i> <i>• omogočal boljše preglednost;</i> <i>• bil smisel z vidika obratovanja EES in zagotavljanja izvajanja trga s prožnostjo, na začetku na posameznih delih omrežja, kasneje pa za celotno Slovenijo;</i> <i>• omogočil vključitev vseh potencialnih uporabnikov prožnosti in poljubnim številom agregatorjev.</i> <p><i>Argumenti s pomisleki so vključevali:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• časovno komponento izvedljivosti enotnega trga;</i> <i>• pozornost gre nameniti jasni razmejitvi med trgi (kot na primer trg sistemske izravnave), saj je trg z lokalno/mikrolokacijsko prožnostjo samo eden izmed trgov.</i>
--------------------------	--

<p>[3] #30</p>	<p><i>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.</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div style="text-align: center;">  </div>

	<p>Mnenja deležnikov so različna. Argumentacije v smeri proti integraciji vključujejo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sistemske storitve vključujejo specifične obveze po GLEB kodeksu (<i>Guidelines for Electricity Balancing</i>), kjer se bo integracija vršila tudi na evropski ravni; • integracija trga s prožnostjo in platforme ELES je lahko prevelik riziko za delovanje EES; • gre za konceptualno različne storitve; • ELES-ov sistem je namenski in naj tak v prvi fazi tudi ostane. <p>Argumenti v smeri integraciji pa vključujejo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aktivacija storitev za potrebe SO lahko vpliva na obratovalne razmere na SN ali celo NN delu omrežja, saj so viri prožnosti priključeni na distribucijsko omrežje.
--	--

<p>[4] #31</p>	<p>Ali se strinjate s predlogom agencije, da bi obstoječi operater trga poleg izravnalnega upravljal tudi nov trg s prožnostjo? Navedite razloge in utemeljite.</p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div style="text-align: center;">  <table border="1" style="margin: 0 auto;"> <caption>Rezultati ankete</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~58%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~12%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~20%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~10%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Mnenja večine deležnikov gredo v smeri strinjanja s predlogom agencije, pri čemer imajo so določene pomisleke.</p> <p>Argumenti v smeri strinjanja s predlogom so:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operater trga meni, da je glede na svojo vlogo primeren za upravljanje platforme za prožnost (nevtralnost, izkušnje iz področja trgovanja, obstoječe sodelovanje v projektih s to tematiko). • Tako bi poenostavili prenos informacij o količinah energije za odstopanje. • Obstoječi operater trga ima od vseh deležnikov poleg agencije najbolj nevtralno vlogo. • Smiselno, saj gre dejansko za nadgradnjo. <p>Argumenti v smeri proti predlogu so:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verjetno je smiselno podati izhodiščne naloge organu, ki že ima vsaj nekatere izkušnje. Po drugi strani pa je trg prožnosti potrebno postaviti povsem na nove temelje. 	Odgovor	Procent	DA	~58%	V smeri DA	~12%	V smeri NE	~20%	NE	~10%
Odgovor	Procent										
DA	~58%										
V smeri DA	~12%										
V smeri NE	~20%										
NE	~10%										

	<ul style="list-style-type: none"> Zaradi bistveno močnejše vpetosti lokalnega trga v obratovanje in načrtovanje bo današnji operater bistveno težje upravljal novi trg z lokalno/mikrolokacijsko prožnostjo kot s sedanjim izravnalnim trgom.
--	---

[5] #32	<p>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.</p>
Povzetek odzivov:	<div style="text-align: center;">  <p>0% 20% 40% 60% 80% 100%</p> <p>■ DA ■ V smeri DA ■ V smeri NE ■ NE</p> </div> <p>Deležniki so podali sledeča stališča in ugotovitve:</p> <ul style="list-style-type: none"> Odlog investicij je smiseln le pogojno in le pri začasnih problemih. Izvajanje na podlagi prioritet je smiselna zgolj v kolikor gre za dejanske obratovalne potrebe sistema. Ob prioriteti izvajanja se naj upošteva izključno cena, ki jo je uporabnik storitve pripravljen plačati. Integracija je smiselna, vendar je lahko težavna zaradi specifikacij produktov. Vzpostavitev nekaj pilotnih projektov in nato se določi smiselnost posamezne platforme.
Mnenje agencije	<p>Agencija meni, da bi bilo treba v Sloveniji čimprej pristopiti k pilotni vzpostavitvi trgovalne platforme s prožnostjo. S tem se lahko preveri potencial prožnosti in razrešijo ključna vprašanja na področju upravljanja procesov, oblikovanja produktov, določanja »baseline«, koordinacije med elektrooperaterjema, aktiviranja storitev na podlagi prioritet idr. V ta namen se lahko skušajo uporabiti obstoječe pilotne/komercialne rešitve obravnavane v tem dokumentu oziroma rešitve, ki se razvijajo v okviru projektov na nacionalni ali EU ravni (npr. PAKT¹¹² ipd.). Nosilca takšnih projektov sta lahko elektrooperaterja v</p>

¹¹² <https://www.borzen.si/sl/Domov/menu1/Reference/Sodelovanje-pri-projektih/Projekt-PAKT>

	<p>sodelovanju z ostalimi deležniki, katerima je agencija omogočila izkoriščanje omejenega proračuna za raziskave in inovacije v okviru veljavnega omrežninskega akta.</p>
<p>Pojasnilo agencije</p>	<p>Zveza potrošnikov Slovenije izpostavlja ščitenje interesov potrošnikov, kar se sklada s primarno vlogo agencije. Poslanstvo Agencije za energijo kot državnega energetskega regulatorja je namreč zagotavljanje preglednosti, nepristranskosti in enakopravnega položaja vseh udeležencev energetskih trgov, tudi potrošnikov v vlogi uporabnikov sistema ne glede na to ali nastopajo v pasivni ali v aktivni vlogi. Agencija z reguliranjem GJS ščiti odjemalce tako, da se jim zagotavlja zanesljiva in kakovostna oskrba z električno energijo po primerni ceni.</p> <p>Okrepitev vloge aktivnega odjema je popolnoma v skladu CEP in mora temeljiti na novih poslovnih modelih, ki bodo postopoma nastajali v okviru razvoja trga na podlagi tehnološkega razvoja in digitalizacije. Uporaba prožnosti aktivnega odjema je v CEP obenem prepoznana kot eden izmed ključnih pristopov za zagotavljanje zanesljive oskrbe v prihodnjih razmerah, ko bo prilagodljivo proizvodnjo iz fosilnih goriv nadomeščala neprilagodljiva proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov. Uporaba prožnosti z namenom odloga investicij oz. z namenom premostitve časa za zagotovitev potrebnih investicij predvsem v distribucijsko infrastrukturo je ključna za boljšo izkoriščenost obstoječe elektroenergetske infrastrukture in posledično manjše stroške razvoja omrežij. Uporaba prožnosti na strani odjema (kjer je identificiran potencial tudi gospodinjskega) s strani elektrooperaterjev v okviru frekvenčnih in nefrekvenčnih sistemskih storitev, ob zagotovljenih pogojih za delovanje (neodvisnih) agregatorjev bo bistveno prispevala h krepitvi vloge aktivnega odjema kot predvideno s CEP in k vzpostavitvi trga s prožnostjo v splošnem.</p> <p>Sodelovanje gospodinjskih odjemalcev v prej omenjenih storitvah je seveda neobvezno. Glej tudi pojasnilo agencije pri vprašanju #25.</p> <p>Vidiki optimalnega informiranja odjemalcev skupno s tveganji in varstvom potrošnikov so obravnavani v okviru vprašanja #34.</p>

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 naslavlajo zaznane 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 sektorja¹¹³. 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, priporočila 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.

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

¹¹³ <https://www.agen-rs.si/web/portal/-/stalisca-o-nadaljnjem-razvoju-elektroenergetskega-sistema-in-trga-z-vidika-transformacije-sektorja>

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 (standardizacija identifikacije podatkovnih entitet, izmenjava podatkov, implementacija NMS (nacionalno podatkovno skladišče in podatkovnih storitev);
4. Necelovita implementacija Direktive o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva (odjemalec nima možnosti izbire dobavitelja za polnjenje EV na domu – t.i. »split-supply« model) ¹¹⁴.

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 ¹¹⁵ se je treba posebej posvetiti zadevnim storitvam na ravni poslovanja v razmerju do potrošnikov ¹¹⁶. 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.

Nosilci: operater trga, bilančne skupine, elektrooperaterja

3. Nujno je treba uveljaviti posodobitve ključnih podzakonskih aktov s poudarkom na sistemskih obratovalnih navodilih distribucijskega

¹¹⁴ 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).

¹¹⁵ angl. business-to-business (B2B)

¹¹⁶ angl. business-to-customer (B2C)

operaterja¹¹⁷, 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-1B¹¹⁸ 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 pooblaščencom

<p>[1] #33</p>	<p><i>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)?</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="584 945 1203 1272" data-label="Figure"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Delež (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki se načeloma strinjajo s predlogi agencije in izpostavljajo nekatere podrobnosti in predloge za nadaljevanje dela.</i></p>	Odgovor	Delež (%)	DA	85%	V smeri DA	15%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Delež (%)										
DA	85%										
V smeri DA	15%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

6.2 Vidiki (aktivnega) odjemalca

Aktivnost odjemalcev, tako poslovnih kot gospodinjstev, je ključna za učinkovito izkoriščanje potenciala prožnosti¹¹⁹. 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

¹¹⁷ Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije (Uradni list RS 41/11, 17/14 - EZ-1)

¹¹⁸ Energetski zakon (EZ-1), Uradni list RS, 17/14, 81/15, 43/19 - EZ-1B

¹¹⁹ Tudi CEP odjemalca postavlja v osrednjo vlogo.

posamezniku in kako vpliva na njegov račun za energijo¹²⁰. Poleg tega zaznavamo »ohlajanje« maloprodajnega trga¹²¹ (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 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 porabe¹²².
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 dobavitelja¹²³, 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

¹²⁰ Razpoložljive informacije so omejene na pilotne projekte, ki se izvajajo na podlagi regulativnih pravil agencije (glej podpoglavje 3.1)

¹²¹ Delež menjav dobavitelja na segmentu gospodinjskih odjemalcev se je iz 7% v 2016 zmanjšalo na 5,7% v 2018

¹²² Npr. dinamične tarife kot jih definira CEP

¹²³ angl. supplier-centric

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

<p>[1] #34</p>	<p><i>Kako optimalno pristopiti k informiranju (aktivnih) odjemalcev? Navedite razloge in utemeljite.</i></p>
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<p><i>Deležniki so podali serijo predlogov, ki se jih da strniti po naslednjih segmentih.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>V odnosu med potrošniki in ponudniki obstaja veliko nesorazmerje v znanju in informacijah, to nesorazmerje pa lahko povzroča oškodovanje potrošnikov, s tem pa tudi negativno vpliva na trg.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Informiranje potrošnikov o pomembnih značilnostih novih produktov in storitev ter z njimi povezanih tveganj.</i> ○ <i>Potrošnik mora informacijo tudi razumeti.</i> ○ <i>Določiti varovalke za preprečevanje cenovnih šokov.</i> • <i>Neodvisne institucije pristopijo k objektivnemu obveščanju o prednostih in smiselnosti aktivnega odjema ter prožnosti.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>V kolikor se informiranje prepusti izključno tržnim akterjem obstaja velika možnost za zlorabe in zavajanje potencialno aktivnih odjemalcev.</i> • <i>Uporabiti je smiselno vse vrste medijev: tiskane in elektronske medije ter družbena omrežja.</i> • <i>Potrebno je informiranje ob hkratnem zagotavljanju ugodnega razmerja stroškov in koristi – torej tudi informiranje o konkretnih (materialnih) spodbudah za sprejem odločitve o sodelovanju na trgu aktivnega odjema in prožnosti.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>To je možno le v primeru večje avtomatizacije, kjer odjemalec določa le robne pogoje in ima zato majhen vložek dela ter majhno prilagajanje lastnih navad.</i> ○ <i>S pravnimi cenami storitev in omrežnine.</i> ○ <i>Sistem je treba nastaviti tako, da bo prišlo do bistvene razlike v stroških za oskrbo z energijo med aktivnimi in pasivnimi odjemalci.</i> ○ <i>Pomembna je višina nagrade, saj bo odjemalec aktiven le, če bo presodil, da nagrada/prihranek odtehta »izgubljen komfort« zaradi uporabe fleksibilnosti.</i> • <i>Potrebno je razlikovati dva vidika: sistemski in komercialni.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Sistemski vidik se nanaša na tehnične zmožnosti (merilne naprave ipd.) ki jih ima na voljo odjemalec ter na vidik varstva podatkov.</i> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Ob vsaki menjavi števca bi lahko razširili standardno obvestilo z dodatnimi informacijami.</i> ○ <i>Komercialni vidik se nanaša na storitve, ki bi jih nudili aktivatorji fleksibilnosti – dobavitelj, agregator in je z izjemo</i>

	<p><i>pilotov smiselno pričakovati, da bodo obveščanje izvajali sami.</i></p> <ul style="list-style-type: none">▪ <i>Opreti se je treba na izkušnje dobaviteljev.</i>▪ <i>Dobavitelji priložijo informativni material k položnici za plačilo električne energije.</i>
--	--

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 energije¹²⁴ 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 agregatorja¹²⁵) 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 diagrama¹²⁶, 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

¹²⁴ angl. Energy Management Systems

¹²⁵ tudi model agregacije

¹²⁶ angl. baseline – glej USEF (<https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>)

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.

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 agregatorja¹²⁷ 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 povzročeni 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 GDPR¹²⁸.

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 izravnave¹²⁹ 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

¹²⁷ Možnih je več variant modelov – glej USEF

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

¹²⁸ Splošna uredba (EU) 2016/679 o varstvu podatkov

¹²⁹ Na podlagi Electricity Balancing Guideline (EBGL; https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/)

prožnosti na področju upravljanja zamašitev, koničnih obremenitev in regulacije napetosti.

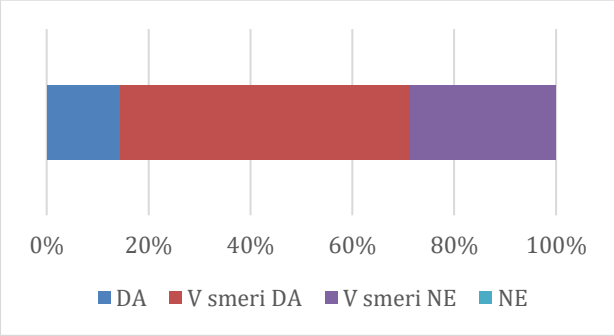
2. Postopki kvalifikacije izven domene sistemske izravnave niso definirani.
3. Obstoj dolgoročnih pogodb, posebej še pogodb za zagotavljanje razpoložljivosti in obenem kratkoročnih produktov prožnosti, lahko privede do omejevanja likvidnosti oziroma strukture trga s kratkoročno prožnostjo.
4. V primeru 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 produktov¹³⁰ 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 števcem¹³¹, 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

¹³⁰ 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>)

¹³¹ Referenčne meritve za validacijo obračuna ostanejo meritve na sistemskem števcu na prevzemno-predajnem mestu

<p>[1] #35</p>	<p><i>Ali se strinjate, da je v fazi vzpostavitve trga s prožnostjo pri definiranju produktov in postopkov kvalifikacije treba upoštevati sledeče:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>a) v postopku kvalifikacije dati prednost kvalifikaciji na podlagi portfelja in ne na podlagi posameznega vira prožnosti;</i> <i>b) treba razmisliti o uvedbi sistema kvot med dolgoročnimi in kratkoročnimi produkti;</i> <i>c) omogočiti uporabo že vgrajenih merilnih naprav (če te zadostijo minimalnim zahtevam) za potrebe natančnejšega določanje realizirane prožnosti;</i> <i>d) zagotoviti segmentiranje telemetričnih zahtev glede na priključno moč in omogočiti preverjanje zahtev na ravni agregacije?</i> <p><i>Navedite razloge in utemeljite.</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	 <p><i>Deležniki odgovarjajo različno in podajajo različne predloge. Vsaj deloma so izrazili podporo predlogom agencije.</i></p>

<p>[2] #36</p>	<p><i>Kaj je po vašem mnenju treba upoštevati pri definiranju produktov prožnosti z vidika zagotavljanja likvidnosti trga s prožnostjo?</i></p> <p><i>Navedite razloge in utemeljite.</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<p><i>Deležniki so podali različna razmišljanja, ki se jih da povzeti v sledečih dveh skupinah.</i></p> <p><i>Struktura produktov:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Potrebujemo čim več kratkoročnih produktov fleksibilnosti. Zgolj večji (industrijski) odjemalci lahko konkurirajo na dolgoročnih produktih.</i> <i>• Upoštevati je treba pričakovanja/zahteve SO/DO ter oceno potenciala pri odjemalcih.</i>

	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Preprečiti je potrebno »drobljenje produktov«, torej je potrebno zagotoviti kompatibilnost SO/DO storitev ter zmožnost, da lahko ponudnik, ki opravlja neko storitev z isto opremo opravlja tudi »manj zahtevne« storitve. Npr. ponudnik, ki lahko nudi aRPF, lahko z isto opremo nudi tudi rRPF ali, če na teh trgih ni uspešen, nudi izravnavo OBS.</i> • <i>Zagotoviti je treba ustrezno časovno dolžino produktov ter obdobje zakupa, ki naj bo bodo čim krajši in čim bližje realnem času (kot tudi predvideva Uredba EU 2019/943). Zato se avkcije oz. trgovanje s storitvami prožnosti morajo izvajati čim bolj pogosto, čim bližje realnem času.</i> • <i>Pomembna je tudi tehnološka nevtralnost zasnove produktov, da lahko sodelujejo vsi viri glede na največjo možno dodano vrednost.</i> <p><i>Struktura trgov:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Izkušnje iz drugih trgov kažejo, da k likvidnosti pripomore večja homogenost, povezovanje trgov in prisotnost večjih subjektov.</i> • <i>Potrebna je čim manjša kompleksnost trga, avtomatizacija postopkov in finančne spodbude.</i> • <i>Likviden trg v njegovi zreli fazi je prvi pogoj.</i> • <i>Potreben je zadosten nabor na strani uporabnikov storitev prožnosti (povpraševanje) in izvajalcev storitev prožnosti (ponudba), ki so v interakciji z enim ali več agregatorji.</i>
--	---

[3] #37	<i>Kaj naj obsega oziroma vključuje postopek kvalifikacije za ponudnike prožnosti <u>DO</u>?</i>
Povzetek odzivov:	<i>Deležniki so podali različna mnenja, vprašanja in predloge, ki se navezujejo na postopek kvalifikacije, naročanje storitev in koordinacijo procesov.</i>

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/EFET¹³² še ne definira vseh vlog, ki so potrebne za zagotavljanje storitev prožnosti na področju upravljanja zamašitev in koničnih obremenitev ter regulacije napetosti.

¹³² https://www.ebix.org/artikel/role_model

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 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 odraža 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 istočasno¹³³.
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.

¹³³ angl. »value stacking« in z njim povezan problem dvojnega štetja količin

3. Podpora neodvisni agregaciji ni zagotovljena, saj poleg modela agregacije manjkajo tudi določila glede modela prenosa energije (ToE)¹³⁴ 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.

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«¹³⁵ (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 – začetni 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 regulator¹³⁶ 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 REMIT¹³⁷.

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

¹³⁴ angl. Transfer of Energy (ToE)

¹³⁵ 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

¹³⁶ npr. na portalu eMonitor (<https://www.agen-rs.si/web/emonitor>)

¹³⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

<p>[1] #38</p>	<p><i>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.</i></p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="584 497 1203 842" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Survey Results for Question [1] #38</caption> <thead> <tr> <th>Response</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~58%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~25%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~17%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Mnenja deležnikov so deljena. Argumenti v smeri podpore predlogu agencije so zajemali smiselno uporabo obstoječih merilnih naprav, če izpolnjujejo zahteve glede razreda točnosti, zanesljivosti, varnosti in povezljivosti. Pri čemer naj zahteve in postopke določi tisti, ki bo priznal takšne merilne naprave za ustrezne (npr. glede meroslovnih zahtev, ipd.), meritve iz takšnih naprav uporabljati in po njih obračunaval izvedene storitve prožnosti. Identificirane težave pri tem so zajemale: dostopnost teh naprav, zaznavanje manipulacij na napravah in njihovo vzdrževanje.</p> <p>Argumentacije proti predlogu agencije pa so šle v smeri alternativne omogočitve dovolj hitrega dostopa do števcov (preko vrat I1) in nujnosti posredovanja zgolj sumacijskih podatkov do agregatorja v primeru uporabe sistema za upravljanje z energijo.</p> <p>V okviru delavnice 26.9.2019 je bila obravnavana tudi problematika meritev z dodatnimi (podrednimi, sekundarnimi) števci. Deležniki so poglobili polemiko v smislu:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potrebne ločitve validacije merilnih podatkov od validacije aktiviranih količin pri izvajanju storitev prožnosti; • Upoštevanja stroškov vzdrževanja, ki so povezani s številom števcov. • Smiselnosti težnje k čim bolj enostavnemu sistemu zato, ker: <ul style="list-style-type: none"> ○ je tako manj možnosti za napačno uporabo; ○ izkušnje iz tujine kažejo, da so uporabniki storitev prožnosti pripravljeni privzeti pragmatične poenostavitve zato da sistem deluje. • Penalizacije neupravičenega izkoriščanja meritev s podrednimi števci, ki se ugotovi na podlagi validiranih meritev. 	Response	Percentage	DA	~58%	V smeri DA	~25%	V smeri NE	0%	NE	~17%
Response	Percentage										
DA	~58%										
V smeri DA	~25%										
V smeri NE	0%										
NE	~17%										

<p>[2] #39</p>	<p><i>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?</i></p>
<p>Povzetek odzivov:</p>	<p><i>Razmišljanja deležnikov so šla v smeri, da:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>potrebujemo več diagramov glede na vključene naprave;</i> • <i>je smiselno ustvariti okolje za testiranje uporabnosti referenčnih diagramov, saj slednji zgolj ocenjujejo obnašanje aktivnega odjemalca in ni nujno da odražajo njegovo dejansko stanje;</i> • <i>je referenčni diagram uporaben za agregatorja za določitev statistično povprečnega profila, pri čemer aktivni odjemalec ne sme biti kaznovan, ko bi na določen dan bistveno odstopal od povprečnega statističnega profila.</i> <p><i>V okviru delavnice 26.9.2019 je diskusija vključevala tudi sledeče:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Ustrezna metodologija je nujno potrebna za napovedovanje prilagajanja odjema in opravljanja storitev prožnosti.</i> • <i>Izkušnje ponudnikov prožnosti gredo v smeri, da agregator za vsak vir določi kakšen je referenčni diagram, nato agregator pripravi združen (skupni) diagram na podlagi portfelja, ki ga posreduje uporabniku storitve.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Lastnik vira prožnosti in agregator najboljše poznata vir in skupaj lahko podata ustrezen diagram, ki pa je zelo odvisen od tehnologije.</i> ○ <i>Zaradi različne tehnologije pa je nujno potrebno uporabiti kombinacijo različnih metodologij za določitev referenčnega diagrama.</i> • <i>SO je že oblikoval metodologijo za določitev referenčnega obremenilnega diagrama. Tudi agregatorji mu že v naprej sporočajo diagram predvidenega portfelja, ki ga SO tudi preverja. Na podlagi tega diagrama in meritev so določi plačilo za aktivacijo.</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Potrebno je smiselno nastaviti sistem, če se pojavi razlika med napovedjo aktivacije in njeno realizacijo, saj mora SO nedobavljeno prožnost oziroma razliko do napovedi nabaviti na izravnalnem trgu. Cene odstopanj pa niso višje od izravnalne energije.</i>

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 spoznavnost¹³⁸ NN-omrežja negativno vpliva na kakovost načrtovanja omrežja, zagotavljanje kakovosti osnovnih storitev in onemogoča aktivno upravljanje omrežja.
2. Fragmentacija trgovalnih 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 načrta¹³⁹, 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 DO¹⁴⁰ onemogoča pravočasno in kakovostno določanje potreb po prožnosti, prav tako pa predstavlja realno oviro pri določevanju omejitev, v okviru katerih se lahko izvajajo tržne transakcije¹⁴¹.

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 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

¹³⁸ angl. observability

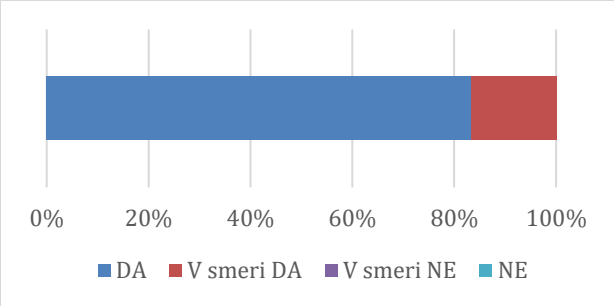
¹³⁹ https://www.sodo.si/files/3320/Nacrt_uedbe_NMS_SODO_07072016.pdf

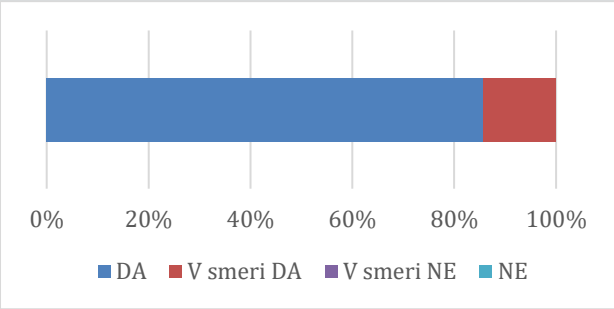
¹⁴⁰ uporaba na sistemski ravni - izjema so določeni projekti, kot npr. NEDO (<https://www.eles.si/projekt-nedo>)

¹⁴¹ Rezultat je pretirano omejevanje s strani SODO zaradi »samozaščite«.

pilotne projekte, ki naslavlja 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

<p>[1] #40</p>	<p><i>Ali se strinjate, da je posodobitev Načrta naprednega merilnega sistema nujna?</i></p> <p><i>Navedite razloge in utemeljite.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div style="text-align: center;">  <table border="1" style="margin: 0 auto;"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~85%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Deležniki se strinjajo, podajajo tudi nekatere obrazložitve:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Vgrajena tehnologija ne omogoča meritev v realnem času.</i> <i>Tehnološki razvoj je precej napredoval v vmesnem času.</i> <i>Posodobitev je nujna predvsem v delu delitve vlog izvajanja posameznega sklopa NMS ter pričakovanjih od NMS.</i> <i>Potrebna re-evaluacija CBA in re-kalkulacija stroškov implementacije storitev.</i> <i>Obstoječi NMS zagotavlja verificirane podatke šele po enem dnevu, kar je prepozno. Podatki morajo biti na voljo v kvazi realnem času.</i> 	Odgovor	Procent	DA	~85%	V smeri DA	100%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Procent										
DA	~85%										
V smeri DA	100%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										
<p>[2] #41</p>	<p><i>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.</i></p> <p><i>Navedite razloge in utemeljite.</i></p>										

<p>Povzetek odzivov:</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p><i>Deležniki se strinjajo, podajajo tudi nekatere utemeljitve:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>S tem bo mogoče locirati dejanske lokalne preobremenitve v DO.</i> • <i>Z obširno elektrifikacijo bo moral sistem obratovati bližje svojim mejnim zmogljivostim in bodo zato potrebni podatki o stanju NN omrežja (tudi, in predvsem, pri odjemalcu) v realnem času.</i> • <i>Do ravni NN znotraj TP ne bo dovolj, saj lahko prihaja do izravnave in odstopanj v enem od izvodov NN znotraj TP.</i> • <i>S tem se bo dvignila stopnja zanesljivosti obratovanja distribucijskega omrežja.</i> • <i>Če imamo povsod v omrežju nameščene števec, ki posredujejo podatke v realnem času, potem te podatke dobivamo sproti in opazovalnikov ne potrebujemo. Slednji so potrebni, če izvajamo meritve le v nekaterih točkah omrežja, v ostalih pa jih računamo. V vsakem primeru pa moramo priti do merjenih ali ocenjenih vrednosti spremenljivk v vseh točkah omrežja.</i>
---------------------------------	--

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 naslavljajo 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 podatkov¹⁴².

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 2019–2028¹⁴³ 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 stimulatивно 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 gospodinjskih odjemalcev¹²¹, kar je lahko prva ovira v fazi uvajanja trga s prožnostjo. Če odjemalci izgubijo motivacijo za aktivno delovanje na trgu v okviru obstoječih priložnosti, se bodo težje odločali za sodelovanje v storitvah prožnosti, ki bodo zelo

¹⁴² USEF: Privacy and Security Guideline, USEF Foundation, Nov 2015, <https://www.usef.energy/download-the-framework/>

¹⁴³ https://www.sodo.si/files/5746/RN_2019_2028_SODO_nov_2018_del50.pdf

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)¹⁴⁴, ter odsotnost programov ozaveščanja odjemalcev glede možnosti in koristi, ki jih prinaša aktivno sodelovanje na trgu. Shema upravičenja stroškov za raziskave in inovacije⁵⁵, 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

<p>[1] #42</p>	<p><i>Ali se strinjate, da je treba posodobiti in dopolniti strateške razvojne dokumente na področjih pametnih omrežij in digitalizacije, saj sistem in trg nujno potrebujeta usmeritve za obdobje po letu 2020?</i></p> <p><i>Navedite razloge in utemeljite.</i></p>										
<p><i>Povzetek odzivov:</i></p>	<div data-bbox="584 1296 1203 1659" data-label="Figure"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Kategorija</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~85%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~10%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>~3%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>~2%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Večina deležnikov se strinja s stališčem agencije in podajajo svoja razmišljanja. Elektrodistribucijska podjetja ocenjujejo, da so že v letu 2018 precej nadgradili strateške dokumente in podali jasne umeritve</i></p>	Kategorija	Procent	DA	~85%	V smeri DA	~10%	V smeri NE	~3%	NE	~2%
Kategorija	Procent										
DA	~85%										
V smeri DA	~10%										
V smeri NE	~3%										
NE	~2%										

¹⁴⁴ Prihranki odjemalcev, ki sodelujejo v programih prilagajanja odjema so navadno majhni, kar jih odvrča od sodelovanja.

kako odločitve države vplivajo pri finančnih investicijah v distribucijsko omrežje.

<p>[2] #43</p>	<p>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.</p>										
<p>Povzetek odzivov:</p>	<div data-bbox="584 645 1203 967" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Podatki iz grafa</caption> <thead> <tr> <th>Odgovor</th> <th>Procent</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DA</td> <td>~50%</td> </tr> <tr> <td>V smeri DA</td> <td>~50%</td> </tr> <tr> <td>V smeri NE</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>NE</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Deležniki se načeloma strinjajo, podali so pobudo, da si želijo bolj jasne usmeritve in pojasnila s strani Agencije, shema bi morala biti finančno še bolj zanimiva, projekti povezani z aktivnimi odjemalci pa bi morali trajati vsaj nekaj let, da bo količina podatkov zadostna za relevantno vrednotenje potenciala prožnosti.</p>	Odgovor	Procent	DA	~50%	V smeri DA	~50%	V smeri NE	0%	NE	0%
Odgovor	Procent										
DA	~50%										
V smeri DA	~50%										
V smeri NE	0%										
NE	0%										

7 NASLEDNJI KORAKI

Uvajanje trga s prožnostjo v Sloveniji je v začetni fazi, zgolj določene tematike so bile v ožjem smislu že naslovljene, vendar njihova celovita obravnava kaže na obstoj vrste ovir in na kompleksnost ter interdisciplinarnost problematike. Uvajanje trga s prožnostjo zato zahteva 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^{9,145,146} postopoma gradil okvir normativov in pravil¹⁴⁷ 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 posodabljanje obstoječe normativne ureditve s ciljem zagotoviti celovito skladnost s tretjim svežnjem direktiv EU ter zagotovitev operacionalizacije teh zahtev: s tem se zagotovijo minimalni pogoji za implementacijo novih zahtev iz CEP in omrežnih kodeksov. Implementacija CEP in omrežnih kodeksov je podlaga za nadaljnjo evolucijo sistema in trga v kontekstu izkoriščanja prožnosti. Ta posvetovalni proces pa je smiselno sproti izkoristiti za uvajanje novih vlog in odgovornosti ter mehanizmov in konceptov prožnosti skladnih s CEP 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 in medsebojno uskladiti 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^{148,149,150}.

Agencija se dobro zaveda svoje vloge, nalog in ovir, ki jih mora v tem posvetovalnem procesu nasloviti. S svojim aktivnim delovanjem bo tudi v prihodnosti skušala motivirati zainteresirane deležnike k usklajenemu delovanju naproti prej navedenim ciljem.

Agencija ocenjuje, da je z objavo pričujočega posvetovalnega dokumenta dosegla sledeče vmesne cilje:

- izdelati in javno objaviti celovito strokovno podlago, ki obravnava vse ključne vidike vzpostavitve trga s prožnostjo na ravni visoko-nivojske obravnave;

¹⁴⁵

https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf

¹⁴⁶ <https://coordinet-project.eu/>

¹⁴⁷ Npr. novi omrežni kodeksi za področje prilagajanja odjema

¹⁴⁸ <http://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/energetski-koncept-slovenije/>

¹⁴⁹ implementacije CEP mora biti zaključena do leta 2021

¹⁵⁰ <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt/dokumenti/>

- vzpostaviti skupno raven razumevanja problematike;
- vzpostaviti učinkovit posvetovalni proces za širšo strokovno obravnavo izpostavljenih tematik v podporo implementaciji CEP;
- oblikovanje določenih preliminarnih stališč agencije ter pojasnil vidikov nacionalnega regulatornega organa, ki so vključene v pričujoči dokument.

Z aktivnim sodelovanjem zainteresiranih deležnikov v posvetovalnem procesu je bilo mogoče zaznati sovpadajoča stališča in zapreti določena tematska področja. Druga tematska področja pa je bilo v izhodiščnem sklopu posvetovanja mogoče nekoliko bolje izostriti in razjasniti, kar predstavlja dober temelj za prihodnje aktivnosti v okviru nadaljnjih sklope posvetovanja.

Javno posvetovanje o vzpostavitvi trga s prožnostjo se bo nadaljevalo skladno z modelom AREDOP¹⁵¹ z obravnavo izbranih tematskih sklopov, ki bodo podprta z novimi posvetovalnimi vsebinami.

Po koncu vseh predvidenih sklopov agencija načrtuje objavo končnih krovnih stališč. Vmesni rezultati posvetovanja bodo strokovne podlage kot npr. pričujoči dokument ter podporna dokumentacija (odzivi sodelujočih deležnikov) ter vmesna stališča agencije o izbranih vsebinah v obravnavi v okviru posameznega posvetovalnega sklopa, ki so po mnenju agencije pomembna pri aktivnostih za implementacijo CEP v obliki novega energetskega zakona in sekundarne zakonodaje (SONDSEE, Pravila za delovanje trga z elektriko, itd.).

Naslednji načrtovani sklopi v okviru zadevnega posvetovalnega procesa so:

- model (neodvisnega) agregatorja in povezane vsebine;
- tržni procesi in trgovalne platforme.

¹⁵¹ https://www.agen-rs.si/documents/10926/26021/DEL_20130315_AREDOP_Base_VFinal_1927.pdf/da38c080-bfe9-4ce6-8a26-546357363d81