



SISTEMSKI OPERATER  
DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA Z  
ELEKTRIČNO ENERGIJO



# (NEODVISNI) AGREGATOR NA SLOVENSkih TRGIH ELEKTRIČNE ENERGIJE – AKTUALNI VIDIKI

## POVZETEK:

Posvetovalni dokument opisuje aktualne vidike vpliva (neodvisnega) agregatorja v primerih uporabe, in sicer umestitev na organiziran trg oziroma bilančno shemo v smislu razmerja z dobaviteljem in drugimi udeleženci ter korekcijo izračuna obračunske moči na ravni posameznega odjemalca, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev. Podaja trenutno stanje v Republiki Sloveniji in možne rešitve za prihodnjo ureditev.

Posvetovalni dokument obenem nadaljuje v letu 2019 izvedeno posvetovanje Agencije za energijo, ki je dosegljivo na naslovu: <https://bit.ly/2KHHx94>, pri čemer se osredotoča na problematiko uvedbe vloge agregatorja na trg in s to novo ključno vlogo povezanimi funkcijami, vlogami in odgovornostmi. Dokument se navezuje tudi na določene koncepte, ki so del zasnove rešitev v okviru projekta INTERRFACE<sup>1</sup> (Register prožnosti), ter ponekod tudi na obstoječe tuje rešitve in koncepte, npr. USEF<sup>2</sup> in eBIX<sup>3</sup>.

Posvetovalni dokument so pripravile naslednje organizacije (po abecednem vrstnem redu): Agencija za energijo, Borzen, operater trga z elektriko, d. o. o., Elektro Celje d.d., Elektro Gorenjska d.d., Elektro Ljubljana d.d., Elektro Maribor d.d., Elektro Primorska d.d., ELES d.o.o. ter SODO d.o.o. V pripravi so sodelovali tudi predstavniki Ministrstva za infrastrukturo.

---

<sup>1</sup> <http://www.interrface.eu/>

<sup>2</sup> <https://www.usef.energy/>

<sup>3</sup> <https://www.ebix.org/>

## **SEZNAM KRATIC**

aRPF – avtomatska rezerva za povrnitev frekvence

CEP – zakonodajni sveženj EU Čista energija za vse Evropejce

DOB – dobavitelj

EVT – Enotna vstopna točka nacionalnega podatkovnega vozlišča (SEDMp)

EU – Evropska unija

GLEB – Uredba (EU) 2017/2195 o določitvi smernic za izravnavo električne energije

MM – merilno mesto (oddaja / odjem)

NA – neodvisni agregator

OBS – odgovorni bilančne skupine

ODS – distribucijski operater oziroma izvajalci nalog iz 78. člena Energetskega zakona

ON – obratovalna napoved

OPS – sistemski operater

OT – operater trga

PTE – Pravila za delovanje trga z elektriko

PSI – ponudnik storitev izravnave

RN – rezerva za nadomestitev

rRPF – ročna rezerva za povrnitev frekvence

RVF – rezerva za vzdrževanje frekvence

ToE – prenos energije

T&C za PSI – Pravila in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES

ZDS – operater zaprtega distribucijskega sistema (EZ-1, člani 89-96)

ZP – zaprta pogodba

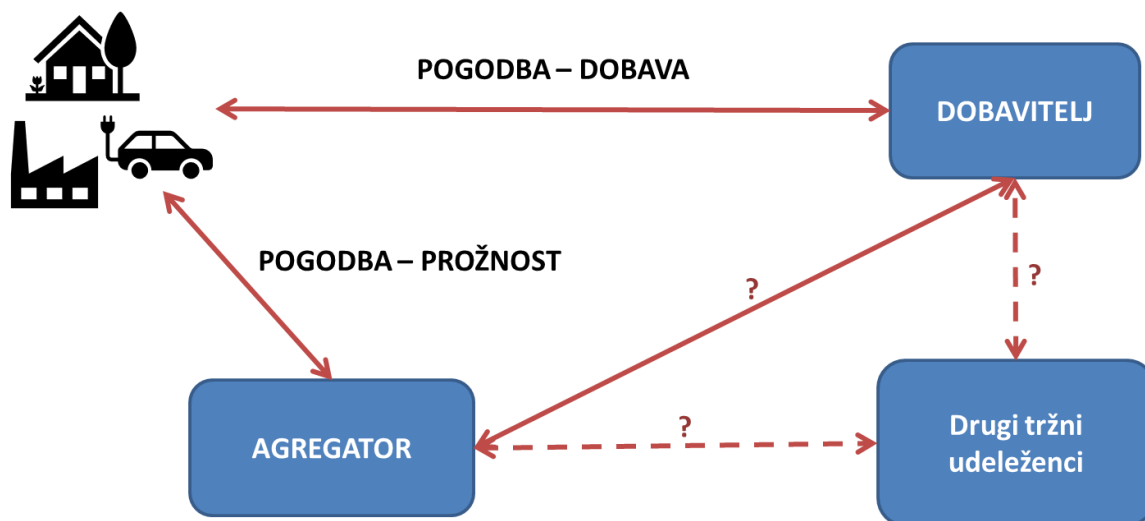
## KAZALO

1. DEFINICIJE IN OSNOVNE DOLOČBE (PRIHAJAJOČE) REGULATIVE EU TER VELJAVNIH SLOVENSКИH PREDPISOV .....	4
1.1 Metodologija določitve »baseline« .....	10
2. PRIMER VPLIVA NA TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI IZVAJANJU STORITEV IZRAVNAVE .....	12
2.1 Opis problematike.....	12
2.2 Trenutna rešitev.....	17
2.3 Možne alternative.....	19
2.4 Primerjava rešitev, odprta vprašanja in analiza vrzeli .....	22
2.4.1 Procesni vidiki določitve »baseline« ter izmenjave podatkov.....	27
2.4.2 Analiza potencialnih normativnih ovir ter izzivi pri uvedbi Registra prožnosti .....	32
2.4.2 Analiza vrzeli za obravnavane modele.....	32
3. MODEL DELJENE PRIPADNOSTI (»SPLIT-SUPPLY«) .....	34
4. PRIMER KOREKCIJE IZRAČUNA OBRAČUNSKE MOČI ZA MERILNA MESTA, VKLJUČENA V SISTEMSKE STORITVE .....	36
PRILOGA - Vprašalnik	

# 1. DEFINICIJE IN OSNOVNE DOLOČBE (PRIHAJAJOČE) REGULATIVE EU TER VELJAVNIH SLOVENSКИH PREDPISOV

V novi direktivi EU za električno energijo (2019/944)<sup>4</sup>, ki je del paketa »Čista energija za vse Evropejce« (Sveženj CEP), je „neodvisni agregator“ (NA) definiran kot: »[neodvisni agregator<sup>5</sup>] pomeni udeleženca na trgu, ki opravlja dejavnosti agregiranja in ki ni povezan z dobaviteljem odjemalca«.

V praksi gre torej za situacijo, shematično predstavljeno na spodnji sliki, kjer ima aktivni odjemalec poleg pogodbe z dobaviteljem (odprta pogodba o dobavi) še ločeno pogodbo z agregatorjem (za storitve prožnosti<sup>6</sup> na poziv agregatorja).



Slika 1: Shematičen prikaz razmerij z umestitvijo neodvisnega agregatorja na trg

(Možni) poslovni model agregatorja je določen tako z vsebino pogodbe, ki jo ima z odjemalcem / proizvajalcem, pa tudi s širšim regulativnim okvirom (kaj je dopustno) in vrsto sodelujočih končnih odjemalcev oziroma proizvajalcev (kaj je tehnično možno in ekonomsko smiselno).

V EU trenutno **prevladujejo poslovni motivi** za nastop agregatorjev na trgu **systemske storitve za systemskega operaterja** (OPS), predvsem aRPF (avtomatska rezerva za povrnitev frekvence, nekoč poimenovana »sekundarna regulacija«), rRPF (ročna rezerva za povrnitev

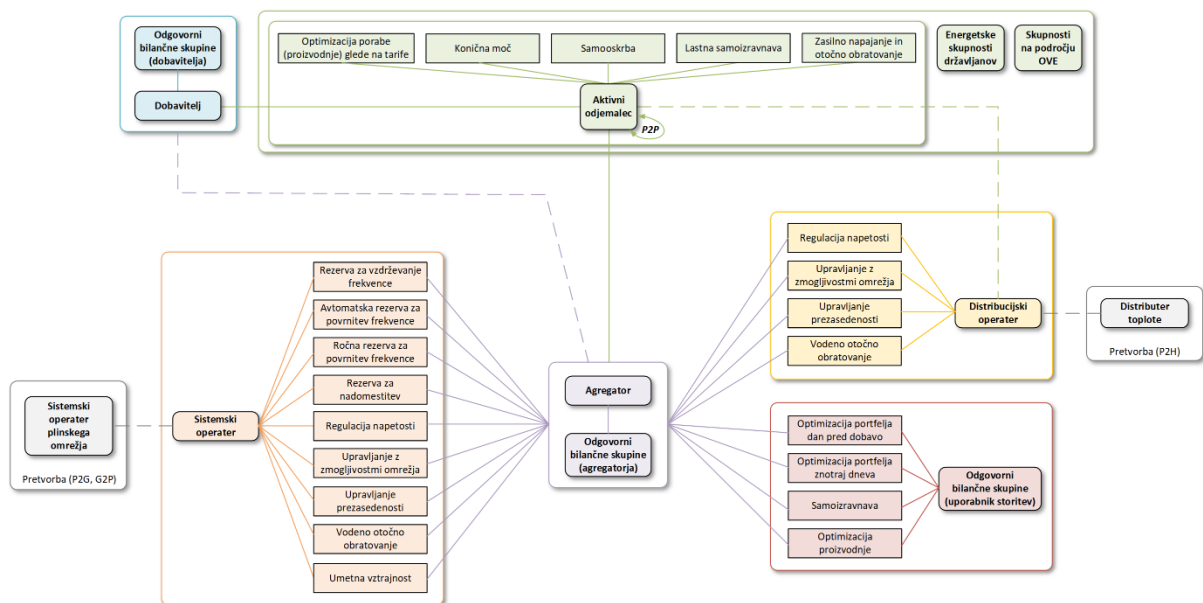
<sup>4</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

<sup>5</sup> »Agregatorja« bi lahko poimenovali tudi »združevalec«, vendar ohranjamo termin kot naveden v uradnem slovenskem prevodu CEP paketa.

<sup>6</sup> angl.: »flexibility«

frekvence, nekoč poimenovana »terciarna regulacija«), možni pa so tudi drugi (npr. sodelovanje na trgu za dan vnaprej in znotraj dneva, produkti prožnosti na nivoju distribucijskega omrežja (upravljanje prezasedenosti oziroma zmogljivosti omrežja ter nefrekvenčne sistemske storitve, kot so regulacija napetosti, podpora otočnemu obratovanju ter redundanci »n-1« itd.), upravljanje porabe, druge sistemske storitve (RN – rezerva za nadomestitev / morda v prihodnje tudi RVF – rezerva za vzdrževanje frekvence), mehanizmi zagotavljanja zmogljivosti (angl.: »capacity mechanisms«). **Ta dokument naslavlja predvsem trenutni položaj na trgu in bližnjo prihodnost, zato je poudarek na storitvah PSI za OPS.**

Sistematičen pregled možnih storitev je v dokumentaciji že omenjenega javnega posvetovanja »Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji«<sup>7</sup> podala Agencija za energijo. Prikazan je na spodnji sliki.



Slika 2: Pregled možnih storitev in deležnikov na trgu s prožnostjo (vir: Agencija za energijo)

**Sveženj CEP** vsebuje precej določb, ki v ospredje potiskajo »aktivnega odjemalca« - neposredno in posredno preko agregatorjev, npr. Direktiva 2019/944:

- **Člen 13:** pravica odjemalca (brez soglasja dobavitelja) do nakupa / nudenja teh storitev (ali neposrednega nastopa na trgu – tudi npr. člena 15, 17) in do podatkov

<sup>7</sup> <https://bit.ly/2KHHx94>

- 13(2): „Države članice zagotovijo, da v primeru, da želi končni odjemalec skleniti pogodbo o agregiranju, končni odjemalec lahko to stori brez soglasja elektroenergetskih podjetij končnega odjemalca.“
- 13(4): „[...] Države članice zlasti zagotovijo, da dobavitelji odjemalcem ne določajo diskriminatornih tehničnih in upravnih zahtev, postopkov ali pristojbin na podlagi dejstva, da imajo sklenjeno pogodbo s tržnim udeležencem, dejavnim na področju agregiranja.“;
- Člen 17: pravica agregatorjev do nediskriminatorne obravnave pri nujenju sistemskih storitev; članice EU naj dopuščajo in spodbujajo aktivni odjem skozi agregacijo; pravica do podatkov;
- Vendar hkrati tudi: odgovornost (finančna) za odstopanja (17(3/d): [Države članice zagotovijo, da njihov zadevni regulativni okvir vsebuje vsaj naslednje elemente] „obveznost udeležencev na trgu, dejavnih na področju agregiranja, da so finančno odgovorni za bilančna odstopanja, ki jih povzročajo v elektroenergetskem sistemu [...]“) in: možnost kompenzacij (17(4))<sup>8</sup> – ob pogoju, da vzpostavljen sistem:
  - ne ovira vstopa agregatorjev,
  - ne ovira prožnosti,
  - je omejen na kritje nastalih stroškov,
  - lahko upošteva koristi drugih udeležencev na trgu,
  - -> v takih primerih se lahko od agregatorjev oziroma odjemalcev zahteva, da prispevajo k nadomestilu, vendar le če velja, da vsota koristi za vse dobavitelje/odgovorne bilančnih (pod)skupin/odjemalce manjša od neposrednih stroškov; hkrati je nadomestilo zamejeno do višine neto stroškov (stroški minus koristi).

---

<sup>8</sup> Angleški tekst 17(4): Member States may require electricity undertakings or participating final customers to pay financial compensation to other market participants or to the market participants' balance responsible parties, if those market participants or balance responsible parties are directly affected by demand response activation. Such financial compensation shall not create a barrier to market entry for market participants engaged in aggregation or a barrier to flexibility. In such cases, the financial compensation shall be strictly limited to covering the resulting costs incurred by the suppliers of participating customers or the suppliers' balance responsible parties during the activation of demand response. The method for calculating compensation may take account of the benefits brought about by the independent aggregators to other market participants and, where it does so, the aggregators or participating customers may be required to contribute to such compensation but only where and to the extent that the benefits to all suppliers, customers and their balance responsible parties do not exceed the direct costs incurred. The calculation method shall be subject to approval by the regulatory authority or by another competent national authority.

Dokumenti svežnja CEP v pretežni meri še čakajo na prenos v nacionalno zakonodajo (npr. omenjena direktiva, nova direktiva o obnovljivih virih energije RED II), vendar pa podlage za vlogo agregatorjev določajo tudi drugi, že veljavni predpisi, kar predstavljamo v nadaljevanju.

**Uredba (EU) 2017/2195 o določitvi smernic za izravnavo električne energije (GLEB)** – podlaga za Pravila in pogoje za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES ter v delu tudi Pravila za delovanje trga z elektriko določa na primer:

- Člen 3(1/f): [Cilji Uredbe (EU) 2017/2195 so ...] pospešiti udeležbo prilagajanja odjema, vključno z objekti združevanja (angl.: »aggregation facilities«) in skladiščenjem energije, hkrati pa zagotoviti, da drugim storitvam izravnave konkurirajo pod enakimi konkurenčnimi pogoji in po potrebi delujejo neodvisno, kadar oskrbujejo en odjemni objekt<sup>9</sup>;
- Člen 18(4/c): [Pogoji za ponudnike storitev izravnave ...] omogočajo lastnikom odjemnih objektov, tretjim osebam in lastnikom objektov za proizvodnjo električne energije iz tradicionalnih in obnovljivih virov energije ter lastnikom enot za hrambo energije, da postanejo ponudniki storitev izravnave;
- Člen 25(6/b): [Standardni produkti za izravnalno energijo in moč] omogočajo udeležbo lastnikov odjemnih objektov, tretjih oseb, lastnikov objektov za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov in lastnikov enot za hrambo energije kot ponudnikov storitev izravnave.

Veljavna **Pravila za delovanje trga z elektriko (PTE)** (UL 74/18 in 62/19) tudi že vsebujejo nekatere določbe, relevantne neposredno za primer »neodvisnega agregatorja« - v vlogi PSI:

- 13(9) – članstvo v bilančni shemi: „Vsak ponudnik storitev izravnave, 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 (PPM), ki pripadajo drugemu članu bilančne sheme, zagotoviti obveščanje zadevnega člana, ki temu omogoča pravočasne ukrepe glede korekcije pozicij na trgu.“
- 31(6) – pripadnost PPM: „V primeru, ko prevzemno-predajno mesto nudi sistemske storitve preko člana bilančne sheme, ki mu bilančno ne pripada, mora nosilec prevzemno-predajnega mesta nudenje sistemskih storitev sporočiti dobavitelju [...] in ga o izvedenih storitvah sproti obveščati.“

OT je glede na sedanje stanje regulative, dostopnost podatkov ter na podlagi drugega odstavka 61. člena Pravil za delovanje trga z elektriko pripravil in objavil Dodatna navodila prijave za ponudnike storitev izravnave:

---

<sup>9</sup> Angleški tekst 3(1)/f: facilitating the participation of demand response including aggregation facilities and energy storage while ensuring they compete with other balancing services at a level playing field and, where necessary, act independently when serving a single demand facility

[https://www.borzen.si/Portals/0/SL/OT/Navodila\\_ZP\\_in\\_ON-PSI.pdf](https://www.borzen.si/Portals/0/SL/OT/Navodila_ZP_in_ON-PSI.pdf) (15.7.2019)

Navodila, ki predstavljajo trenutno rešitev problematike neodvisnega agregatorja (na segmentu v domeni operaterja trga), so podrobneje predstavljena v naslednjem poglavju tega dokumenta.

Glede trenutne ureditve tega vprašanja je treba omeniti še **Pravila in pogoje za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES (T&C za PSI)**.

Ta vsebujejo pomembne določbe denimo glede obveščanja, na primer za aRPF v sedmem in osmem odstavku 39. člena:

*(7) V primeru, ko ima PSI v svojem portfelju vire izravnave s prevzemno-predajnimi mesti, ki pripadajo drugi bilančni skupini, mora PSI za ta prevzemno-predajna mesta zagotoviti elektronsko obveščanje odgovornega te druge bilančne skupine o sodelovanju njegovih prevzemno predajnih mest pri nudenju storitev in o dejanskih aktivacijah izravnalne energije najkasneje v 48 urah od zaključka aktivacije.*

*(8) V primeru neizpolnjevanje obveznosti iz prejšnjega odstavka, lahko OPS na zahtevo odgovornega druge bilančne skupine PSI izključi z izravnalnega trga ELES za storitve aRPF.*

Sorodne določbe so tudi za RVF (člena 19(5,6); 36(3,4)) ter rRPF (člen 87(7,8)).

NA tako lahko nastopa na trgih (v Sloveniji trenutno v praksi le v vlogi PSI) tudi popolnoma brez bilančno pripadajočih fizičnih merilnih mest (MM), katerih realizacija se torej evidentira v tržni bilanci drugih subjektov. To, ali je sploh kakorkoli odgovoren za morebitna odstopanja, ki jih povzroči, pa je trenutno med državami še različno urejeno. Slovenski sistem, kot je že omenjeno, predvideva, da mora biti vsak PSI (vključno torej z NA) »član bilančne sheme«, kar v praksi pomeni, da mora urediti svojo bilančno odgovornost z OT bodisi s podpisom bilančne pogodbe (kar vključuje predložitev kritij) bodisi z izravnalno pogodbo z odgovornim bilančne skupine (kjer je vključen v sistem kritij odgovornega bilančne skupine). Če PSI koristi tudi MM, kjer je dobavitelj, je oziroma mora biti vključen v bilančno shemo že za pridobitev statusa dobavitelja. Trenutna slovenska ureditev je torej že skladna z določbo iz svežnja CEP, da so udeleženci na trgu, dejavni na področju agregiranja, »finančno odgovorni za bilančna odstopanja, ki jih povzročajo v elektroenergetskem sistemu«. Res pa je, da so v trenutni ureditvi odgovorni le za del, ki prizadene njihovo bilanco, ne pa tudi za del, ki prizadene DOB (če naj bi sploh bili odgovorni). Če pride do dogovora, v bilanci NA lahko ostanejo (v kontekstu delovanja PSI) le odstopanja, ki so posledica razlik med aktivacijo in realizacijo pri aRPF in rRPF. Da bi se namreč v celoti izničil učinek na DOB, bi morala biti izvedena z realiziranimi količinami bodisi pogodba bodisi korekcija pri DOB.

Vpliv NA pa ni zamejen na veleprodajni trg na, ampak vpliva tudi na obračunavanje omrežnine. **Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje** (Uradni list RS, št. 46/18, 47/18 – popr., 86/18, 76/19 in 78/19 – popr.) v 122. členu (naveden v nadaljevanju) določa način določanja obračunske moči **končnemu odjemalcu, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev**.



**122. člen**  
**(določanje obračunske moči končnemu odjemalcu, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev)**

(1) Končnemu odjemalcu, ki zagotavlja sistemske storitve iz 31. člena tega akta in se mu moč meri, elektrooperater pri določitvi treh največjih 15-minutnih povprečnih moči iz prvega in drugega odstavka 120. člena tega akta upošteva **znižano vrednost realizirane izravnave moči, če je bilo izvajanje izravnave moči izvedeno v smislu povečanja prevzete moči iz omrežja v času treh največjih 15-minutnih povprečnih moči.**

(2) Pri določitvi obračunske moči na podlagi 120. člena tega akta elektrooperater končnemu odjemalcu posamezno ugotovljeno največjo 15-minutno povprečno moč iz prejšnjega odstavka zniža za ugotovljeno moč, s katero je končni odjemalec prispeval k izravnavi moči.

(3) Če pri končnemu odjemalcu niso zagotovljene ustrezne meritve na samodejno vodenih bremenih, ki omogočajo natančno določitev realizirane aktivacije, lahko le-to elektrooperater določi na podlagi ugotavljanja odstopanja od zadnje izvedene 15-minutne meritve moči pred nastopom aktivacije na ravni prevzemno-predajnega mesta. Ugotovljena realizacija posamezne aktivacije se pri določitvi obračunske moči prizna le do višine zahtevane moči aktivacije v posameznem intervalu.

(4) Sistemski operater posreduje distribucijskemu operaterju spisek aktivacij končnih odjemalcev, ki so priključeni na distribucijski sistem, in sicer za namen izračuna obračunske moči končnega odjemalca, ki zagotavlja sistemsko storitev neposredno sistemskemu operaterju (brez agregatorja). Ta spisek vsebuje za vsakega končnega odjemalca ločeno informacijo, v katerih petnajst minutnih časovnih intervalih je bil aktiviran in ugotovljeno realizacijo posamezne aktivacije iz prejšnjega odstavka.

**(5) V primeru, da sistemski operater izvede aktivacije posredno preko agregatorja, je le-ta dolžan pravočasno sporočiti elektrooperaterju, med katere končne odjemalce in v kakšni višini je bila aktivacija razporejena na ravni posameznega končnega odjemalca, pri čemer vsota aktivacij v posameznih petnajstminutnih intervalih ne sme presežati tiste prejete s strani sistema operaterja.** Sistemski operater ima pravico preverjati kakovost posredovanih podatkov o aktivacijah, ki jih prejme od agregatorja.

(6) Sistemski operater posreduje distribucijskemu operaterju spisek aktivacij agregatorjev za namen izračuna obračunske moči končnih odjemalcev priključenih na distribucijski sistem, ki sistemskemu operaterju zagotavljajo sistemsko storitev posredno preko agregatorja. Ta spisek vsebuje za vsakega agregatorja ločeno informacijo v katerih 15-minutnih časovnih intervalih je bil aktiviran in zahtevano povprečno moč aktivacije v teh intervalih.

Glede zgornjih odstavkov 4 do 6 Agencija za energijo meni, da podrobnosti glede obvez pri izmenjavi podatkov in ustrezne mehanizme koordinacije med elektrooperaterjema uredita OPS/ODS, na primer v sistemskih obratovalnih navodilih. **Zadnja verzija novih sistemskih obratovalnih navodil za distribucijsko omrežje (SONDSEE)**, ki je po izvedeni javni obravnavi (več ciklov) trenutno v procesu končnega usklajevanja za izdajo soglasja s strani Agencije za energije, vsebuje določbe, ki urejajo področje izvajanja t. i. posebnih storitev z viri prožnosti, priključenih na distribucijsko omrežje. Določbe obsegajo tako primere uporabe kot prej navedene storitve, ki jih ponudniki izvajajo za ODS, OPS ali druge uporabnike. Poleg tega določila urejajo registracijo ponudnikov storitev za potrebe zagotavljanja učinkovite izmenjave podatkov, potrebne za zagotavljanje storitev prožnosti.

Posebej glede obnovljivih virov pa velja omeniti še določbo **Pravil za delovanje Centra za podpore** (UL 88/16), ki v 21. členu glede sodelovanja teh elektrarn pri sistemskih storitvah določajo:

*(1) Udeleženci, ki prejemaajo podporo ali prodajajo elektriko preko Centra za podpore, lahko sodelujejo pri sistemskih storitvah, ki zagotavljajo stabilnost elektroenergetskega sistema, razen če je v pogodbi določeno drugače.*

*(2) Udeleženci morajo zagotoviti obveščanje svojega dobavitelja. Center za podpore lahko na svoji spletni strani objavi podrobnejša navodila glede postopkov obveščanja.*

Navedeno določilo je bilo vneseno, da se elektrarnam v podporni shemi omogoči možnost sodelovanja pri sistemskih storitvah, kar pomeni širitev nabora sodelujočih, kar je v interesu sistema kot celote. Na samo delovanje podporne sheme določilo ne vpliva – podpora se še naprej prejeme glede na dejansko proizvedene količine. Vidik odstopanj pa je popolnoma enak kot pri vseh ostalih MM.

## 1.1 Metodologija določitve »baseline«

Za vzpostavitev modela neodvisnega agregatorja in nadalje za izvajanje in vrednotenje storitev prožnosti je potrebna metodologija za določitev t. i. »baseline«, s katero se opravi vrednotenje uspešnosti ponudnika storitev prožnosti (npr. PSI, aktivni odjemalec ipd.) napram uporabnikom prožnosti, pa naj gre za OPS, ODS ali odgovornega bilančne skupine. »Baseline« metodologija je tudi podlaga za določitev prenosa energije med vpletenimi udeleženci (angl.: »transfer of energy« - ToE).

Poročilo »Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility<sup>10</sup>« delovne skupine EG3 pri Smart Grid Task Force v Prilogi 5 navaja, da bi »baseline« morali uravnotežiti natančnost, preprostost in celovitost. Zasnovati bi jih bilo treba tako, da podajajo statistično veljavne in dosledne rezultate, ki so nepristranski v smislu napovedovanja tako previsokih kakor tudi prenizkih rezultatov.

Po svetu že uporabljajo številne zanesljive metodologije in rešitve IKT za določitev zanesljivih vrednosti »baseline«. Ti so pomembni zaradi izračuna realizacije ponudnika storitev (agregatorja) in za preprečevanje spodbujanja individualnih koristi za strateške uporabnike brez realnih koristi za sistem. »Baseline« mora omogočati razlikovanje med storitvami, ki se izvajajo za isto točko dobave, kar omogoča razlikovanje koristi med npr. dinamičnimi cenami za energijo in storitvami prožnosti aktivnega odjema, ki se izvajajo preko agregatorja.

---

<sup>10</sup> SMART GRID TASK FORCE - EG3 REPORT, Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility. January 2015. (<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf>)

### **Dokumentirane izkušnje iz EU in ZDA**

V predlogu za harmonizirano vpeljavo agregacije v Baltskih državah<sup>11</sup> so primerjane različne metode določitve »baseline« in zanje se je izkazal »UK model« za najbolj natančnega in enostavnega. Ta je podrobneje obravnavan v poročilu A7<sup>12</sup> projekta Low Carbon London. V delu Rossetto, N.<sup>13</sup> pa so podani predlogi za vpeljavo »baseline« na podlagi analize dolgoletnih izkušenj PJM iz ZDA pri uporabi eksplicitne prožnosti aktivnega odjema.

Osnovni predlog je, da se v zakonodaji določi vsaj odgovornost za vzpostavitev »baseline« metodologije ter hkrati določi, kateri parametri se pri tem uporabijo, da se zagotovi zadostna raven natančnosti in ponovljivosti. Seveda pa je možno normativno nasloviti tudi druge vidike določanja »baseline«, odvisno od izbranega modela trga.

Za določitev ToE v modelih agregacije se običajno privzame enak »baseline«, ki je definiran za posamezen produkt (npr. aRPF ipd.) ali pa se privzame reguliran »baseline«, kar pomeni, da je enak »baseline« uporabljen za ovrednotenje uspešnosti dobave storitve in za ToE. ToE je tako lahko podobno kot modeli agregatorja organiziran na različne načine (pogodbeni (ToE definiran v pogodbi), korekcijski in centralno poravnan)<sup>14</sup>.

V tem dokumentu v nadaljevanju podajamo izhodiščna razmišljanja glede vzpostavitve procesa in metodologije določitve »baseline«, s ciljem izpostaviti čim več vidikov, ki jih je treba upoštevati pri vzpostavitvi normativnega okvira.

---

<sup>11</sup> Elering AS, Augstsprieguma tīkls AS, Litgrid AB. Demand response through aggregation - a harmonized approach in Baltic region. Concept proposal.

(<https://elering.ee/sites/default/files/public/Elektritur/Demand%20Response%20through%20Aggregation%20%20a%20Harmonized%20Approach%20in%20the%20Baltic....pdf>)

<sup>12</sup> 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. (<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/A7-Distributed-Generation-and-Demand-Side-Response-Services-for-Smart-Distribution-Networks.pdf>)

<sup>13</sup> Rossetto, N. (2018), 'Measuring the intangible: an overview of the methodologies for calculating customer baseline load in PJM', FSR Policy Brief 2018/05 (<http://hdl.handle.net/1814/54744>)

<sup>14</sup> <https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>

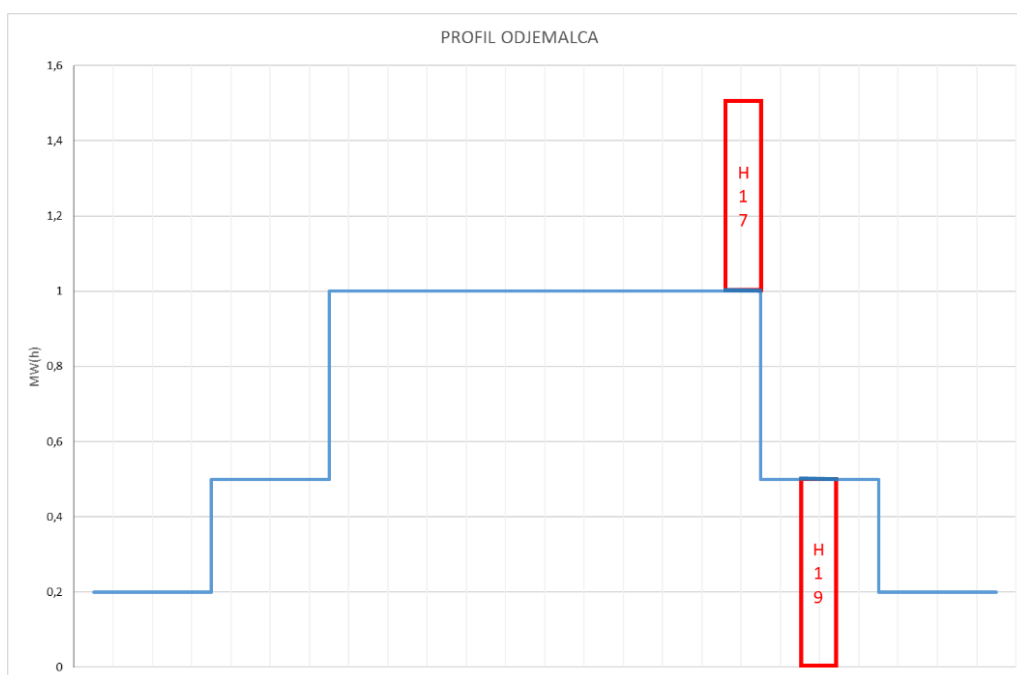
## 2. PRIMER VPLIVA NA TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI IZVAJANJU STORITEV IZRAVNAVE

V tem poglavju podajamo opis problematike delovanja NA na trgu električne energije v kontekstu, ko NA nastopa kot PSI. Poglavje 2.1 opisuje problematiko oziroma sedanjo situacijo v Sloveniji, če ne pride do dogovora, ki je opisan v poglavju 2.2, in podaja trenutno rešitev na ravni organiziranega trga. Poglavje 2.3 podaja nekaj možnih alternativ, poglavje 2.4 pa primerjavo rešitev (trenutna rešitev in glavne alternative), odprta vprašanja in analizo vrzeli.

### 2.1 Opis problematike

V primeru izvajanja (trenutno) aRPF ali rRPF kot ponudnikov storitev izravnave (PSI), ki koristijo MM, ki bilančno pripadajo drugemu dobavitelju, se bilančno stanje (delovne energije) ne ujema z izvedeno storitvijo, saj se razmerje TSO: PSI evidentira neposredno med njima, medtem ko je realizacija vezana na druge člane bilančne sheme (dobavitelje). Skratka, ker MM kot celota bilančno pripada dobavitelju, se v procesu bilančnega obračuna v celoti (vključno s spremembami zaradi NA, ki niso razmejene od ostale realizacije) preslika v bilančno skupino oziroma podskupino dobavitelja.

Za dodatno ilustracijo vplivov spodaj navajamo dva (poenostavljena) primera odjemalca s profilom kot na spodnjem grafu. Opis je podan za odjemalca, vendar je vsebinsko enak za proizvajalca – dvig odjema se obravnava enako kot zmanjšanje proizvodnje in obratno.



Slika 3: Poenostavljen profil MM z izvedbo ukrepa v H17 in H19

- *Primer 1: DVIG ODJEMA (ali zmanjšanje proizvodnje)*

Udeleženci: Odjemalec, dobavitelj DOB, agregator (PSI)

Aktivacija: Dvig odjema za 0,5 MW v uri »17«

Vpliv na DOB: dvig odjema (»povečanje prodaje«) / odstopanja (saj se sprememba pozna v bilanci DOB)

Vpliv na PSI: odstopanja (TSO korigira tržni plan, vendar je realizacija v drugi bilančni skupini ALI odstopanje zaradi evidentirane zaprte pogodbe med TSO in PSI, ki ni »pokrita« z realizacijo)

- *Primer 2: ZMANJŠANJE ODJEMA (ali povečanje proizvodnje)*

Udeleženci: Odjemalec, dobavitelj DOB, agregator (PSI)

Aktivacija: Zmanjšanje odjema za 0,5 MW v uri »19«

Vpliv na DOB: zmanjšanje odjema (»zmanjšanje prodaje«) / odstopanja (saj se sprememba pozna v bilanci DOB)

Vpliv na PSI: odstopanja (TSO korigira tržni plan, vendar je realizacija v drugi bilančni skupini ALI odstopanje zaradi evidentirane zaprte pogodbe med TSO in PSI, ki ni »pokrita« z realizacijo)

### **Vidik absolutnih količin**

Vsaka sprememba v odjemu ali proizvodnji se odrazi v meritvi na obračunskem števcu in posledično v bilanci DOB kot tudi na računu odjemalca / proizvajalca.

Povišan odjem pomeni večji »odliv« iz bilance DOB, ki ga hkrati DOB zaračuna kupcu. Zmanjšana proizvodnja pomeni manjši »priliv« v bilanco DOB in hkrati nižjo količino na računu, ki ga proizvajalec izstavi DOB.

Zmanjšan odjem pomeni manjši »odliv« iz bilance DOB in hkrati nižjo količino na računu, ki ga DOB izstavi odjemalcu. Povečana proizvodnja pomeni dodatni »priliv« v bilanco DOB, ki ga hkrati DOB plača proizvajalcu po odprti pogodbi o dobavi med njima.

Eurelectric pri tem vidiku izpostavlja tudi t. i. odboj (angl.: »rebound«), ko naj bi odjemalec aktivacijo »kompenziral« v drugem intervalu (tj. bodisi dvignil ali spustil odjem in tako »nadoknadil« aktivacijo), kar lahko povzroči dodatna odstopanja. Ta učinek je sicer odvisen

tudi od konkretne specifične situacije MM (in (proizvodnega) procesa v ozadju), vseeno pa lahko povzroči dodatne probleme, saj ga je težko zajeti v model korekcije ali kompenzacije.

### **Vidik odstopanj (bilančni obračun)**

Privzamemo lahko, da do odstopanj pride, saj gre aktivacija mimo DOB ne glede na ex post obveščanje. Dejanski vpliv pa je odvisen od tega, v kakšni poziciji je DOB: odstopanja se lahko izničijo ali vsaj zmanjšajo (npr. DOB v izvorno dolgi poziciji, NA dvigne odjem), povečajo (npr. DOB kratek, NA dvigne odjem) ali pa so tudi (vsaj v teoriji) izključno posledica aktivacije NA (DOB izvorno popolnoma izravnano).

V spodnji tabeli prikazujemo vpliv na predhodno obravnavanih primerih aktivacije v H17 in H19 za različne situacije DOB. Prikazane so prej omenjene situacije – odstopanja izključno zaradi aktivacije ter povečanje ali zmanjšanje odstopanj. V spodnjem primeru sicer ne glede na to, da je pozicija DOB v nasprotni smeri glede na aktivacijo, pride do tega, da se pozicija obrne (tj. kratek postane dolg ali obratno).

Končno ekonomsko vrednotenje bi bilo sicer odvisno od dejanske cene v konkretnem intervalu.

*Tabela 1: Vpliv aktivacije na DOB glede na njegovo izvorno pozicijo*

	H17	H18	H19	VSOTA (MWh)	
normalen profil	1	0,5	0,5	2	
dvig odjema	<b>1,5</b>	0,5	0,5	2,5	
spust odjema	1	0,5	<b>0</b>	1,5	
	H17	H18	H19	VSOTA (MWh)	
nakupni profil DOB - popolni	1	0,5	0,5	2	
nakupni profil DOB - dolg	1,2	0,7	0,7	2,6	
nakupni profil DOB - kratek	0,9	0,4	0,4	1,7	
odstopanja DOB - brez NA	H17	H18	H19	VSOTA (MWh)	
popolni	0	0	0	0	
dolg	0,2	0,2	0,2	0,6	
kratek	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	
odstopanja DOB - NA dvig	H17	H18	H19	VSOTA (MWh)	
popolni	<b>-0,5</b>	0	0	-0,5	odstopanja izključno posledica NA
dolg	<b>-0,3</b>	0,2	0,2	0,1	iz dolge pozicije v kratko
kratek	<b>-0,6</b>	-0,1	-0,1	-0,8	še bolj kratek zaradi NA
odstopanja DOB - NA spust	H17	H18	H19	VSOTA (MWh)	
popolni	0	0	<b>0,5</b>	0,5	odstopanja izključno posledica NA
dolg	0,2	0,2	<b>0,7</b>	1,1	še bolj dolg zaradi NA
kratek	-0,1	-0,1	<b>0,4</b>	0,2	iz kratke pozicije v dolgo

Glede bilančnega obračuna je treba omeniti še nekaj posebnosti v kontekstu delovanja NA kot PSI skladno s T&C za PSI (navedeni člani v nadaljevanju se nanašajo na ta pravila). Kar zadeva RVF se skladno s členom 36(2) to »upošteva pri izračunu odstopanj tako, da izvajanje storitev RVF ne povzroča dodatnih odstopanj bilančne skupine ali podskupine, katere član je PSI«. Pri rRPF se sprememba skladno s členom 132(8) prijavi OT v skladu s PTE kot zaprta pogodba, kar je skladno tudi s 56. členom PTE, ki pravi, da se spremembe zaradi regulacije elektroenergetskega sistema izvedejo na podlagi podatkov, ki jih operater trga prejme od sistemskega operaterja oziroma na podlagi prijave zaprtih pogodb.

Specifika pa je pri aRPF, kjer na podlagi 81(5) člena TSO prijavi OT aktivirano regulacijsko energijo aRPF ( $WaRPF+,akt,i$  in  $WaRPF-,akt,i$ ), izračunano v skladu s tem členom za potrebe obračuna odstopanj. Razlika med aktivacijo in realizacijo torej predstavlja odstopanja PSI. Ta vidik je pomemben tudi v luči morebitnih alternativnih rešitev, predstavljenih v nadaljevanju dokumenta.

### **POVZETEK SEDANJEGA STANJA (če se ne izvede postopek po točki 2.2)**

Glede razmerja NA(=PSI) in DOB lahko ugotovimo naslednje:

- Če ni drugih napak oziroma odstopanj, zaradi aktivacije odstopata oba – tako NA kot DOB.
- Končni ekonomski učinek je negotov, ne le zaradi vidika absolutnih količin, saj se lahko zgodi, da aktivacija NA dejansko zmanjša odstopanja DOB (npr. dvig odjema v primeru, ko je DOB odjemalca napovedal previsoko).

V spodnji tabeli nadaljujemo zgornji primer, kjer podajamo tudi odstopanja NA na desni strani, ob predpostavki, da nima bilančno pripadnih MM (»pravi« NA), da ni drugih aktivacij ter da – če gre za aRPF – ni bilo razlik med aktivacijo in realizacijo. Odstopanje se pri NA lahko izrazi zaradi izvedene korekcije s strani TSO (aRPF) ali pa zaradi prijave zaprte pogodbe med TSO in PSI (rRPF). V obeh primerih »realizacije« (meritev) ni v bilančni skupini PSI – posledično nastanejo odstopanja.

Tabela 2: Odstopanja DOB in NA (brez dogovora)

				odstopanja NA		
odstopanja DOB - NA dvig	H17	H18	H19	H17	H18	H19
popolni	<b>-0,5</b>	0	0	<b>0,5</b>	0	0
dolg	<b>-0,3</b>	0,2	0,2	<b>0,5</b>	0	0
kratek	<b>-0,6</b>	-0,1	-0,1	<b>0,5</b>	0	0
				odstopanja NA		
odstopanja DOB - NA spust	H17	H18	H19	H17	H18	H19
popolni	0	0	<b>0,5</b>	0	0	<b>-0,5</b>
dolg	0,2	0,2	<b>0,7</b>	0	0	<b>-0,5</b>
kratek	-0,1	-0,1	<b>0,4</b>	0	0	<b>-0,5</b>

Za konec tega dela nekoliko podrobneje pojasnjujemo okoliščine primerov 1 in 2.

- *Primer 1: DVIG ODJEMA (ali zmanjšanje proizvodnje)*

**Odjemalec:** Zaradi aktivacije agregatorja odjema v uri »17« več, in sicer 1,5 MWh. Toliko je tudi zabeležil števec in toliko zaračuna dobavitelj odjemalcu. Plača torej več po odprti pogodbi o dobavi, vendar dobi tudi plačilo s strani NA za izvedeno storitev po pogodbi za prožnost. Zelo malo verjetno je, da bi bila njegova ekonomska pozicija slabša, saj sicer ne bi imelo smisla, da sodeluje. V končni bilanci za MM je treba upoštevati tudi korekcijo izračuna obračunske moči (za omrežnino). Navedeno velja le v primeru, da se odjemalcu moč meri.

**DOB:** Lahko več zaračuna odjemalcu, vendar pa je ekonomski učinek negotov zaradi odstopanj. Če je brez napak napovedal izvorni profil odjemalca (ter da ni drugih odstopanj), je »kratek« v obsegu aktivacije. To poravna po ceni za kratko pozicijo v bilančnem obračunu (Cneg'). Dejanski učinek pa je, kot rečeno, najbolj odvisen od položaja DOB glede preostalih odstopanj.

**NA:** Je dolg – bodisi zaradi zaprte pogodbe (rRPF), kjer »kupi« energijo od OPS, bodisi zaradi izvedene korekcije po podatkih OPS neposredno v njegovi bilanci (aRPF). Pri aRPF lahko del odstopanja (razlika aktivacija – realizacija) ostane, četudi bi realizacijo bilančno pripeljal v svojo bilančno skupino. Dolga pozicija se poravna v bilančnem obračunu po ceni Cpoz' (v tem obsegu dobi povrnjena sredstva). Za izvedeno storitev kot PSI prejme plačilo s strani OPS. Prav tako mora za storitev plačati MM po pogodbi za prožnost.



- *Primer 2: ZMANJŠANJE ODJEMA (ali povečanje proizvodnje)*

Odjemalec: Zaradi aktivacije agregatorja odjema v uri »19« manj, in sicer 0 MWh. Toliko je tudi zabeležil števec in toliko (se pravi nič) zaračuna dobavitelj odjemalcu. Ne plača torej nič po odprti pogodbi o dobavi (del vezan na energijo), dobi pa plačilo s strani NA za izvedeno storitev po pogodbi za prožnost. Zelo malo verjetno je, da bi bila njegova ekonomska pozicija slabša, saj sicer ne bi imelo smisla, da sodeluje.

DOB: Ima »izpad« prihodka, saj odjemalec odjema pod predvidevanji. Če je brez napak napovedal izvirni profil odjemalca (ter da ni drugih odstopanj), je »dolg« v obsegu aktivacije. To dobi povrnjeno po ceni za dolgo pozicijo v bilančnem obračunu (Cpoz'). Dejanski učinek pa je, kot rečeno, najbolj odvisen od pozicije DOB glede odstopanj.

NA: Je kratek – bodisi zaradi zaprte pogodbe (rRPF), kjer »proda« energijo OPS, bodisi zaradi izvedene korekcije po podatkih OPS neposredno v njegovi bilanci (aRPF). Pri aRPF lahko del odstopanja (razlika aktivacija – realizacija) ostane, četudi bi realizacijo bilančno pripeljal v svojo bilančno skupino. Kratko pozicijo poravnava (plača) v bilančnem obračunu po ceni Cneg'. Za izvedeno storitev kot PSI prejme plačilo s strani OPS. Prav tako mora za storitev plačati MM po pogodbi za prožnost. Končna pozicija je (vsaj teoretično) lahko negativna, saj mora plačilo za PSI storitev pokriti tako plačilo odjemalcu kot odstopanja.

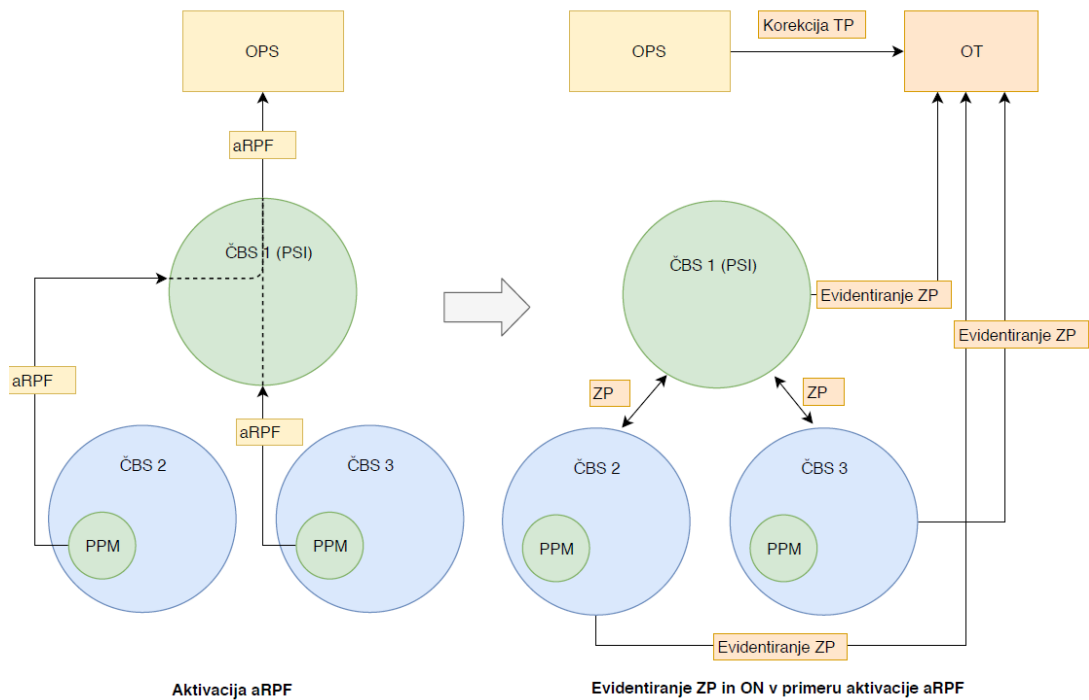
## 2.2 Trenutna rešitev

V prejšnjem razdelku smo prikazali primer, kjer ne pride do nikakršne interakcije med NA(=PSI) in DOB. Določbe, ki se tičejo obveščanja, bi morale biti izvedene ne glede na to, ali se naknadno izvedejo rešitve opisane v tej točki. Trenutna rešitev (ob upoštevanju preostale regulative ter dostopnosti podatkov) predvideva, da se »energetski deficit« (torej del energije, ki je koriščen za sistemsko storitev in je privzeto bilančno zaveden pri DOB) nadoknadi z zaprto pogodbo med DOB in PSI (NA), ki se evidentira pri OT v procesu priprave »voznega reda«. OT navodila<sup>15</sup> pojasnjujejo le način evidentiranja, sama sklenitev pogodbe pa je prepuščena pogodbenim strankam. V primeru neuskrajene prijave se pogodba briše (51. člen PTE). V obeh primerih (bodisi če pogodba ni sklenjena, bodisi v primeru neuskrajene prijave, ki se briše) pridemo do situacije, opisane v točki 2.1.

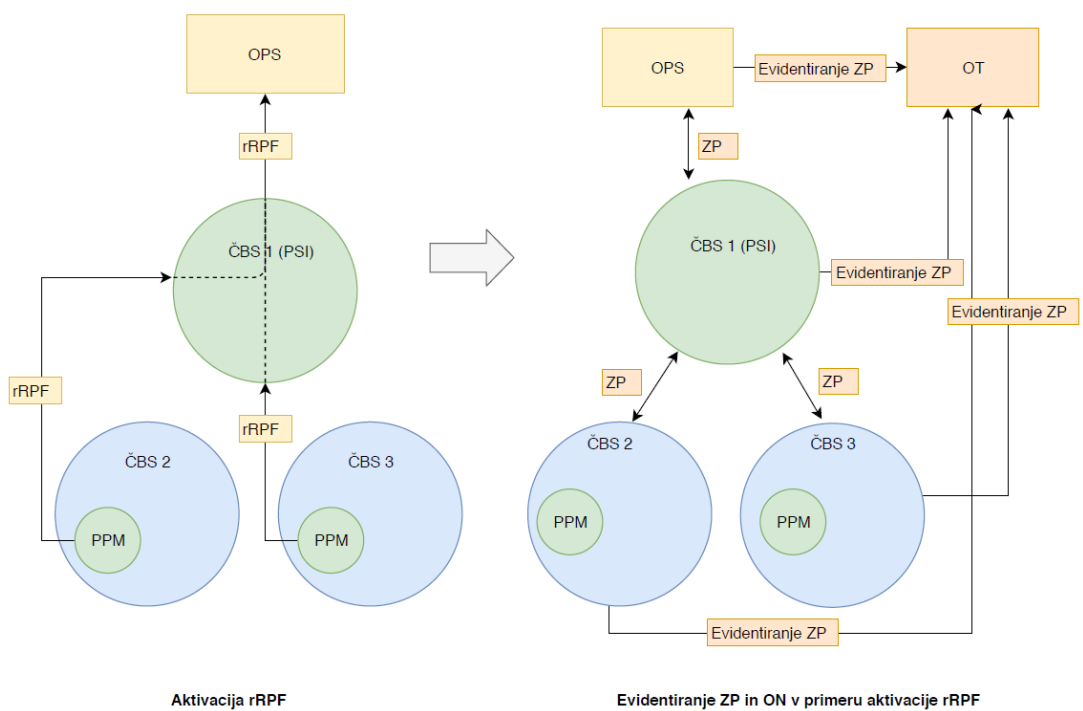
Razmerje OPS : PSI se ureja na enak način kot do sedaj – aRPF se ureja s korekcijo tržnega plana, rRPF se ureja z zaprto pogodbo, evidentirano med OPS in PSI. Oba primera sta shematično prikazana spodaj.

---

<sup>15</sup> [https://www.borzen.si/Portals/0/SL/OT/Navodila\\_ZP\\_in\\_ON-PSI.pdf](https://www.borzen.si/Portals/0/SL/OT/Navodila_ZP_in_ON-PSI.pdf)



*Slika 4: Evidentiranje po aRPF, kjer PSI koristi MM dveh drugih DOB*



*Slika 5: Evidentiranje po rRPF, kjer PSI koristi MM dveh drugih DOB*

V spodnji tabeli poenostavljeno prikazujemo posledice, ki bi nastale ob sklenitvi in pravilnem evidentiranju take pogodbe.

Tabela 3: Odstopanja DOB in NA (z dogovorom)

odstopanja DOB - NA dvig	H17	H18	H19	odstopanja NA			pogodba NA->DOB	odstopanja DOB	odstopanja NA
				H17	H18	H19	H17	H17	H17
popolni	-0,5	0	0	0,5	0	0	0,5	0	0
dolg	-0,3	0,2	0,2	0,5	0	0	0,5	0,2	0
kratek	-0,6	-0,1	-0,1	0,5	0	0	0,5	-0,1	0
				odstopanja NA			pogodba DOB->NA	odstopanja DOB	odstopanja NA
odstopanja DOB - NA spust	H17	H18	H19	H17	H18	H19	H19	H19	H19
popolni	0	0	0,5	0	0	-0,5	0,5	0	0
dolg	0,2	0,2	0,7	0	0	-0,5	0,5	0,2	0
kratek	-0,1	-0,1	0,4	0	0	-0,5	0,5	-0,1	0

Kot vidimo, se navedeno odstopanje izniči; posebna situacija se lahko pojavi le v primeru aRPF v primeru odstopanj med aktivacijo in realizacijo. V tem primeru bi morala biti pogodba sklenjena za realizirano količino, ki je tudi vsebovana v števnici meritvi. Hkrati bi se pri NA pojavila odstopanja v višini razlike med aktivacijo in realizacijo.

Bistvena (in edina) razlika med situacijo, opisano v 2.1, ter primerom v tej točki je, da pride zaradi pogodbe med DOB in NA (morda) tudi do plačila v eni ali drugi smeri.

### 2.3 Možne alternative

Podrobnih variant rešitve je v detajlih poljubno mnogo, v osnovi pa gre za izbiro med dogovornim postopkom (»od spodaj navzgor«) ali reguliranim postopkom (»od zgoraj navzdol«). Trenutno uveljavljen pristop, opisan v točki 2.2, spada v prvo skupino, saj je izvedba pogojena z dogovorom med DOB in NA.

Za drugo skupino v nadaljevanju opisujemo dve možnosti – »korekcijski« in »kompenzacijski« model. Na začetku navajamo tudi model »brez posegov« (angl.: »uncorrected model«), ki je pravzaprav situacija trenutnega stanja, če do dogovora ne pride.

Določene rešitve so podrobno obravnavane tudi v publikaciji USEF<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> <https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf>

## **UREDITVE V TUJINI**

*Univerzalnega modela ureditve tega področja bodisi v EU bodisi drugje po svetu ni. Za slovenske razmere so zaradi podobnosti osnovnega modela trga kot seveda tudi bližine bolj relevantne ureditve držav EU. Zaradi nedoločnosti svežnja CEP je možno, da bodo ureditve tudi po prenosu v nacionalne zakonodaje zelo različne, razen nedvoumnih določb (npr. prepoved pogojevanja razmerja NA : MM s strani DOB). Tudi zato je Komisija v februarju 2020 verjetno sprožila posvetovanje<sup>17</sup> glede morebitnih potreb po novih omrežnih kodeksih, kjer je izrecno omenjen tudi koncept oziroma storitev prožnosti.*

*V Avstriji je model urejen praktično neregulirano in na prostovoljni osnovi, od spodaj navzgor. Preko posebne platforme se izmenjujejo podatki, ki DOB omogočajo korekcijo pozicij v D+1 časovnem okvirju. Poanta je v korekciji za izogibanje odstopanjem, v praksi naj ne bi prihajalo do odplačnega prenosa. Za Francijo je specifičen mehanizem NEBEF<sup>18</sup>, ki MM omogoča neposredno ali posredno sodelovanje na trgih električne energije (ne le na segmentu PSI) preko zniževanja odjema (kot konkurenca proizvajalcem). V Nemčiji naj bi se (trenutno) še zahtevala privolitev DOB. V Veliki Britaniji je izravnalni trg (v širšem smislu, angl. »balancing market«) odprt tudi za NA (kot »VLP – Virtual Lead Party«) od decembra 2019. Izravnalni trg je odprt za storitve prožnosti denimo tudi v Estoniji ter v poveljih tudi na Finskem in v Španiji. Več trgov je skupna spodnja meja moči 1 MW, v Franciji je v kontekstu NEBEF ta še nižja (100 kW). Danska je namesto koncepta NA uvedla model deljene pripadnosti, ki ga obravnavamo v nadaljevanju dokumenta.*

## **MODEL BREZ POSEGOV**

Formalno bi bil to lahko ločen model, vsebinsko pa gre za situacijo, ko pri sedanjem stanju ne pride do dogovora med DOB in NA. Vpliv na oba udeleženca v različnih situacijah je bil že opisan v predhodnih poglavjih.

## **KOREKCIJSKI MODEL**

Pri korekcijskem modelu se popravek (izveden s korekcijo tržnega plana) izvede »z vrha«, na podlagi agregatnih podatkov na nivoju posameznega DOB (ločeno po PSI). Skratka, tržni plan se popravi na način, da je član bilančne sheme v poziciji, kot da se aktivacija ne bi zgodila (v smislu, da tržni plan sledi spremembi realizacije).

Tako se nevtralizacija nanaša na odstopanja, vidik absolutnih količin pa ostane prisoten v celoti oziroma se vrednoti implicitno. Če je šlo v primeru aktivacije recimo za povečanje

<sup>17</sup> [https://ec.europa.eu/info/news/public-consultation-establish-priority-list-network-codes-2020-feb-11\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/public-consultation-establish-priority-list-network-codes-2020-feb-11_en)

<sup>18</sup> <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>

odjema, se tržni plan korigira na način, da DOB ni več kratek; obratno v primeru zmanjšanja odjema. V spodnji tabeli podajamo prikaz za v dokumentu obravnavana primera. Situacija je enaka, kot če bi bil DOB v vlogi PSI ter bi aktivacijo izvedel z »lastnim« MM. V primeru aRPF bi se morala korekcija izvesti na podlagi realizacije, razlika do aktivacije pa bi ostala kot odstopanje NA (PSI). V primeru, ko bi bila aktivacija izvedena preko več MM, ki bilančno pripadajo različnim dobaviteljem, bi se korekcija porazdelila – potrebni so torej podatki (aktivacija / realizacija) na nivoju MM.

Tabela 4: Odstopanja DOB in NA v korekcijskem modelu

odstopanja DOB - brez NA	H17	H18	H19		
popolni	0	0	0		
dolg	0,2	0,2	0,2		
kratek	-0,1	-0,1	-0,1	<b>PO KOREKCIJI</b>	
				odstopanja DOB	odstopanja NA
odstopanja DOB - NA dvig	H17	H18	H19	H17	H17
popolni	<b>-0,5</b>	0	0	0	0
dolg	<b>-0,3</b>	0,2	0,2	0,2	0
kratek	<b>-0,6</b>	-0,1	-0,1	-0,1	0
				<b>PO KOREKCIJI</b>	
				odstopanja DOB	odstopanja NA
odstopanja DOB - NA spust	H17	H18	H19	H19	H19
popolni	0	0	<b>0,5</b>	0	0
dolg	0,2	0,2	<b>0,7</b>	0,2	0
kratek	-0,1	-0,1	<b>0,4</b>	-0,1	0

Spodaj na kratko podajamo tudi vpliv na posamezne udeležence.

**Odjemalec:** Situacija je povsem enaka, kot je predstavljena v točki 2.1. Če poveča odjem, plača več DOB, če zmanjša odjem, se mu zmanjša tudi račun. Plačan je za svojo storitev prožnosti.

**DOB:** Kar se tiče razmerja z MM, je situacija enaka kot v točki 2.1. Razlika je le v tem, da se njegova odstopanja prestavijo v situacijo, kot da se aktivacija sploh ne bi zgodila. Torej: če je MM povečal odjem, DOB zaračuna višjo količino (višjo od predvidene); če je zmanjšal odjem, je zaračunana količina nižja.

**NA:** Nima odstopanj (razen za primer aRPF, kjer je razlika med aktivacijo in realizacijo).

#### ALTERNATIVE PRI KOREKCIJI

Pri zgoraj opisanem »korekcijskem« modelu smo izhajali iz domene operaterja trga, možno pa bi bilo tudi, da se »korekcija« izvede neposredno na nivoju meritev, pri čemer bi dejansko dobavitelja postavili v pozicijo, kot da se v celoti ne bi nič zgodilo – tako z vidika absolutnih količin kot tudi odstopanj.

## KOMPENZACIJSKI MODEL

Kompensacijski model se izvede kot »prisilna zaprta pogodba« med DOB in NA (PSI). Cena je prav tako določena oziroma regulirana. Razlika med kompensacijskim modelom ter trenutno ureditvijo v Sloveniji, opisano v točki 2.2, je prisilna narava pogodbe ter regulirano določena cena. Vse druge okoliščine so enake. Res pa je, da je glede na določbe CEP precej »odprto«, kdo naj bi dejanske stroške kompenzacij nosil.

Kot je omenjeno v točki 1, sveženj CEP dopušča možnost kompenzacij, če model ne ovira vstopa NA na trg, ne ovira prožnosti ter je omejen na kritje nastalih stroškov. Določba vsebuje še »pod-opcijo«, da se lahko upoštevajo tudi koristi drugih udeležencev na trgu – in v takem primeru se nadomestilo (kjer se lahko sodelovanje v primeru uvedbe zahteva tudi neposredno od MM, ne le NA) zameji na »neto stroške«. Če bi želeli natančno in celovito zajeti vse stroške in koristi, bi bilo to zelo težavno, saj bi morali zajeti najmanj MM, DOB, NA (PSI) – morda tudi druge udeležence. Nasploh je člen 17(4) v novi Direktivi zelo težaven glede interpretacije. V praksi se kompensacijski modeli običajno naslanjajo na običajne cenovne indekse (na primer borzne cene za dan vnaprej).

## 2.4 Primerjava rešitev, odprta vprašanja in analiza vrzeli

### Primerjava rešitev

#### **TRENTNI PRISTOP (2.2; POGODBENI MODEL)**

**PREDNOSTI:** izvedljiv že v sedanjem regulativnem okviru; dogovor glede vrednosti prepuščen tistim, ki najbolj poznajo vrednost (svojega) portfelja; skladen s tržnim pristopom / odpiranjem trga (»light regulation« model); ker pogodba ni obvezna, če ni dogovora, preide preprosto v nekorigiran model.

**SLABOSTI:** potencialno bi lahko DOB namenoma ovirali vstop manjših NA (velja sicer tudi obratno: večji NA bi lahko »napadali« manjše DOB), saj je potreben dogovor med stranema (ni avtomatike); časovno občutljiv glede prijave pogodb (vendar je to možno urediti); odločitev o sklenitvi in prijavi zaprte pogodbe je prepuščena udeležencem, kar pomeni, da imamo lahko različne rešitve za enake primere.

#### **KOREKCIJSKI MODEL**

**PREDNOSTI:** neposredna izvedba »z vrha; enostavnejša izvedba brez posebnih usklajevanj.

**SLABOSTI:** neposreden poseg v bilanco »tretje stranke«; de facto prisilno vrednoti energijo z oportunitetnimi stroški odstopanj (kar je jasno le ex-post; saj se v ekonomski bilanci DOB

*spremeni le to, da nima odstopanj); ne upošteva vidika absolutnih količin; učinek odboja težko integrirati v ta model.*

## KOMPENZACIJSKI MODEL

**PREDNOSTI:** neposredna izvedba »z vrha«; enostavnejša izvedba brez posebnih usklajevanj – vendar le, ko je model postavljen.

**SLABOSTI:** neposreden poseg v bilanco »tretje stranke«; vprašanje določanja »pravične cene« (če je »omejeno na kritje nastalih stroškov« - so to odstopanja? se upošteva tudi vidik absolutnih količin?); vprašanje zadostitve vsem kriterijem svežnja CEP (EE Direktiva 17(4)) (glej tudi analizo vrzeli in točko 2.3); ni v celoti jasno, kdo naj bi nosil stroške in kako (ter če) naj bi se vključil vidik »odboja« pri odjemalcu.

### Odprta vprašanja

#### 1. PODATKI

Ne glede na vrsto modela integracije na trg so predpogoj jasni in zanesljivi podatki. Pri tem je glede na dosedanje poizvedbe jasno, da so ti na razpolago pri OPS v agregatih po PSI – nadaljnja razporeditev pa je očitno le v domeni PSI. Pri tem še vedno ni jasno, kako PSI razporeja aktivacijo (in kontrolira realizacijo) med MM (npr. vprašanje t. i. »baseline«). V tem smislu je možnost kontrole le v vsoti agregatov (vsote po MM, bilančni skupini in PSI se morajo ujemati). Vprašanje t. i. »baseline«<sup>19</sup> na nivoju MM je ključno tudi z vidika nearbitrarnosti razporeditve koristi med MM z vidika korekcij obračunske moči, ne le z vidika razporeditve med posamezne DOB.

Posebna vprašanja glede podatkov so:

- Katere merilne naprave se uporabijo z vidika obračuna trga (v primeru prigraditve dodatnih merilnih naprav – skratka, ali bodo ti podatki zajeti v realizaciji distribucijskega omrežja, ki jo za bilančni obračun prejme operater trga)?;
- Vprašanje aktivacija ali realizacija – odstopanja PSI;
- Problematika razmejitve med MM;
- Vprašanje upravičenosti (ali ima DOB pravico izvedeti, katera njegova MM so zajeta v storitvah NA, ter ali naj podatke konkretnih aktivacij prejema sumarno ali za vsako MM posebej).

---

<sup>19</sup> To vprašanje je širše opredeljeno v posebnem okvirju v nadaljevanju dokumenta.

## **2. REMIT VIDIK POGODB MED DOB in PSI (NA)**

Če se pogodbe med PSI (NA) in DOB sklenejo, se pojavlja vprašanje, ali zapadejo pod poročanje REMIT. Gre namreč za pogodbo, ki je na nek način posledica sistemskih storitev oziroma drugih storitev prožnosti, kjer ureditev glede na REMIT ni docela jasna – vsekakor pa ACER centralizirano podatkov ne zbira. Preliminarna ocena operaterja trga (ki opravlja tudi naloge RRM) in sektorskega energetskega regulatorja je, da jih je treba prijaviti. Pred več meseci je bilo s strani OT poslano tudi formalno vprašanje ACER, vendar odgovor še ni bil prejet. Podobno vprašanje bi se pojavilo tudi v primeru kompenzacijskega modela, če bi bil ta formalno uveden z »zaprto pogodbo«. Vseeno bi bil tu argument, da prijava ni potrebna, močnejši, ker ne bi šlo za pravo pogodbo (izraz svobodne volje pogodbenih strank).

## **3. GIBLJIVA FINANČNA KRITJA NA TRGU ELEKTRIKE**

Če PSI koristi MM iz drugih bilančnih skupin, se lahko pojavijo neravnovesja, katerih posledica so lahko dodatne zahteve po finančnih kritjih (PTE, členi 124 – 126). V primeru pogodbenega modela, kot je opisan v poglavju 2.2, se lahko odstopanja pojavijo zaradi prijavljene zaprte pogodbe med DOB in PSI, ki pa so samo »navidezna«, saj se tržni plan nato korigira pri izdelavi bilančnega obračuna s podatki o aktivirani aRPF, kar je lahko posebno problematično za manjše udeležence. Tudi to je možno rešiti ob ustrezni dostopnosti podatkov (agregat po PSI ter razdelitev po DOB). Kot je že predhodno omenjeno, pa morajo (skladno s T&C za PSI) v bilanci NA ostati odstopanja, ki so posledica razlike med aktivacijo in realizacijo.

## **4. VPRAŠANJE »DVAKRAT PLAČANE ENERGIJE«**

Vprašanje, ki se lahko pojavi je, ali je primerno, da je na primer proizvajalec, ki sodeluje z NA(PSI), »dvakrat« plačan za dodatno energijo – enkrat od DOB, ki mu po odprti pogodbi odkupi realizacijo, in drugič od NA (vprašanje so v pogovorih izpostavili tudi nekateri SLO dobavitelji). Če na to gledamo kot na dve različni zadevi, potem težave ni – DOB plača elektriko, vendar jo tudi dobi (količinsko) bilančno priznано; NA izvede storitev, ki jo dobi plačano, ravno tako pa svojo storitev dobi plačano MM (proizvajalec).

## **5. DISKRIMINATORNOST**

V svežnju CEP se na več mestih pojavlja zahteva po »nediskriminatorni obravnavi«, recimo: »Države članice zlasti zagotovijo, da dobavitelji odjemalcem ne določajo diskriminatornih tehničnih in upravnih zahtev, postopkov ali pristojbin na podlagi dejstva, da imajo sklenjeno pogodbo s tržnim udeležencem, dejavnim na področju agregiranja.« ali denimo pravica agregatorjev do nediskriminatorne obravnave pri nujenju sistemskih storitev. Vprašanje je relevantno tako ob prenosu svežnja CEP v nacionalno zakonodajo, kot tudi v smislu oblikovanja rešitve na trgu.

## **6. ZAPRTI DISTRIBUCIJSKI SISTEMI (ZDS)**



Pri oblikovanju rešitve, predvsem glede pretoka podatkov, ne smemo pozabiti, da ne gre le za prenosno in distribucijsko omrežje, temveč tudi za pet ZDS, ki so, razen morebitnih definiranih posebnosti v odločbi Agencije za energijo, glede pravic in obveznosti »de facto« izenačeni z ODS. Poleg tega ZDS območja zajemajo precej odjemalcev (in tudi proizvajalcev), ki so zelo primerni za storitve prožnosti. Če bi recimo želeli izvesti korekcijski model, kjer bi imel NA sodelujoče MM na več ZDS (in morda še na distribucijskem omrežju), bi moral OT podatke dobiti od vseh (poleg agregata, ki ga prejme od OPS). Ta prenos podatkov bi bil potreben tudi v drugačnih modelih, če ne zaradi drugega zaradi kontrole konsistentnosti podatkov, kar bi lahko izvajal OT.

## **7. VKLJUČITEV V BILANČNO SHEMO**

PTE v členu 13(9) sicer, kot je omenjeno, že predvidevajo, da mora vsak ponudnik storitev izravnave, ki sistemskemu operaterju dobavlja izravnalno moč oziroma energijo, biti član bilančne sheme. V luči razvoja možnih storitev NA na trgu z električno energijo pa bo treba obvezo razširiti na vse dele, ki vplivajo na bilanco delovne energije. Trenutno so sicer ureditve po Evropi različne, vendar je zaradi svežnja CEP, neločljive povezanosti med trgom prožnosti in trgom energije kot tudi zagotavljanja splošnega nivoja varnosti in kritij smiselno to obvezo ohraniti oziroma razširiti na celoten koncept NA, ne le v vlogi PSI.

## **8. OBVEŠČANJE**

Kot je že večkrat poudarjeno v tem dokumentu, je podlaga za kakršnokoli rešitev podatkovni temelj ter tudi ustrezno obveščanje. Glede slednjega je smiselno ločiti »statusno« od »izvedbenega«. Statusno zajema denimo vključitev / izključitev MM v (možnost izvajanja) storitve prožnosti ter menjavo DOB kot tudi NA. Izvedbeno pa se tiče postopkov ob dejanskem izvajanju storitev (aktivacijah). Pri slednjem bo predvidoma imel bistveno vlogo NA.

Kar se tiče določbe PTE v šestem odstavku 31. člena o obveščanju dobavitelja, pa je smiselno razmisliti o možnih spremembah, vezano tudi na izbrani model. Opcija je obveščanje preko NA (vsaj za manjša MM) (torej obveznost na NA, ne MM) ali pa morda tudi brez obveze obveščanja, če se sprejme model, ki ne zahteva aktivnosti na strani dobavitelja. V vsakem primeru verjetno ni smiselno, da bi se obveze nanašale neposredno na MM, še posebej, če bodo v prihodnje v te storitve v večjem številu vključevana tudi gospodinjstva.

Pri določitvi postopkov bo treba kot drugje upoštevati pravila svežnja CEP. Točka »c« tretjega odstavka 17. člena Direktive 2019/944 določa splošno zahtevo preglednih in nediskriminatornih pravil glede izmenjave podatkov, kot tudi zaščito poslovno občutljivih informacij in osebnih podatkov strank<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Originalni angleški tekst točke: »non-discriminatory and transparent rules and procedures for the exchange of data between market participants engaged in aggregation and other electricity undertakings that ensure easy access to data on equal and non-discriminatory terms while fully protecting commercially sensitive information and customers' personal data;«

Obveščanje je dodatno obravnavano v poglavju 2.4.1 kot tudi v poglavju 4.

## 9. DOLOČITEV »BASELINE«

Ker gre pri storitvah prožnosti – tako pri proizvodnji kot pri odjemu – v osnovi za ukrep, ki spremeni običajno obnašanje odjemalca oziroma proizvajalca, in ker običajno ne moremo nedvoumno opredeliti, kolikšen del meritve se lahko pripiše načrtnemu ukrepu, je ključna opredelitev t. i. »baseline«. To so dejansko kratkoročne napovedi odjema oziroma proizvodnje za primere, ko aktivacije storitev prožnosti ni. Tega vprašanja smo se dotaknili že predhodno, vendar ga zaradi pomembnosti nekoliko bolj razčlenjujemo na tem mestu.

Namen metodologije določitve »baseline« je poiskati najboljšo možno aproksimacijo porabljene ali proizvedene energije, ki bi nastopila, če ne bi bilo proženo prilagajanje odjema/proizvodnje. Potrebna je ne le kot osnova za določitev ToE, temveč tudi za vrednotenje uspešnosti ponudnika storitve in na drugi strani prispevka/uspešnosti aktivnega odjemalca, pri čemer se lahko pri tem uporabi isti ali različen »baseline«. USEF<sup>21</sup> je leta 2017 objavil priporočila glede odgovornosti in parametrov metodologije za določitev »baseline«. Razvidno je, da se odgovornosti in rešitve razlikujejo in so odvisne od produktov ter modelov agregacije, zato je treba to vprašanje nujno reševati v povezavi z izbiro najbolj optimalnega modela agregacije.

V redkih primerih so te napovedi trivialne, na primer pri agregatih, ki bi obratovali le v funkciji prožnosti in bi bili opremljeni z ustreznimi merilnimi napravami. V večini primerov pa je dejanski obseg ukrepa težko opredeliti. Pri proizvajalcih se denimo lahko pojavijo zunanji vzroki (npr. vreme), pri odjemalcih pa je »normalen« potek vezan denimo na proizvodni proces.

Ločiti je treba tudi med agregatno napovedjo na ravni NA (oz. PSI) ter napovedjo posameznega MM, ki sodeluje pri storitvah prožnosti. Agregatna raven je vsaj v funkciji PSI urejena s T&C za PSI, pri čemer pa je raven MM metodološko prepuščena v celoti NA (=PSI). OPS pa ima pravico oziroma možnost izvedbe kontrole. Sorodna je ureditev tudi pri nekaterih tujih OPS (Avstrija, Francija). Poudariti pa velja, da je to vprašanje pomembno za koncept delovanja NA nasploh, ne le v vlogi PSI.

Z vidika delovanja trga oziroma sistema kot celota pa je zelo pomembna tudi raven MM, vsaj zaradi dveh razlogov:

1. opredelitev po posameznem MM vpliva na obračun omrežnine (glej tudi zadnji del poglavja 1 in poglavje 4) in
2. zaradi vpliva na DOB je potrebna tudi agregacija MM na ravni člana bilančne sheme, kar pa je ponovno odvisno od ravni MM.

---

<sup>21</sup> <https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf> (poglavje 6.2)

Tudi če je to vprašanje prepuščeno v celoti diskreciji NA (vseeno ob predpostavki obveze, da te podatke zagotavlja in posreduje), je mogoče izvajati kontrolo preko seštevkov (vsota po MM se mora ujemati z vsoto na ravni NA, enako velja za vsoto po članih bilančne sheme).

Če se ta ključni podatkovni segment bolj določno opredeli, pa sta možni vsaj dve rešitvi:

1. Po zgledu denimo Francije se lahko zahteva (s strani regulatorja) metodološko preverbo koncepta »baseline« pri posameznem NA. Ta mora biti torej pred začetkom izvajanja potrjen. Možna je seveda tudi kontrola. NA lahko ob vstopu na trg izberejo že potrjeno metodologijo ali pa razvijejo svojo ter jo pošljejo v potrditev. Glavna slabost tega pristopa je, da so modeli za napovedovanje v osnovi zelo dinamični in se prilagajajo tako podatkom, ki so na voljo, kot tudi drugim okoliščinam. Metodološka potrditev bi torej morala biti omejena le na osnovne koncepte, sicer bi bila časovno izjemno potratna za vse udeležence.

2. Alternativa je vzpostavitev sistema, po konceptu sorodnega bilančnemu obračunu, ki bi v obdobjih brez aktivacije spremljal razliko med napovedjo in dejansko realizacijo, seveda ob vzpostavitvi ustreznih toleranc. Tak način bi torej NA motiviral k čim boljši napovedi (ter tudi medsebojni konkurenci) in bi bil konceptualno manj zahteven. Dodatna prednost takega pristopa bi bila, da nas konkretni model določitve »baseline« sploh ne zanima, ampak le natančnost napovedi. NA lahko modele poljubno razvija in prilagaja brez potrebe po administrativnem preverjanju regulatorja. Razliko med napovedjo in realizacijo MM, ki sodelujejo v agregaciji v posamezni bilančni skupini, bi morali prejemati tudi DOB, zato da bi znali napovedovati normalni odjem / proizvodnjo MM, ki jim bilančno pripadajo. Slabost tovrstnega modela je, da bi zahteval vzpostavitev podatkovnega okvira in prenosa podatkov, ki bi presegal prej omenjeni alternativni (status quo, metodološka potrditev regulatorja). NA bi moral kontinuirano napovedovati »baseline«, agregirano za vsa svoja MM v okviru posameznega DOB. Dodatna slabost modela pa je tudi v tem, da mora imeti finančno ozadje, če naj deluje.

#### 2.4.1 Procesni vidiki določitve »baseline« ter izmenjave podatkov

Izbor ustrezne metodologije določitve »baseline« in z njo povezani procesi pomembno vplivajo na vidike izmenjave podatkov, postopke kvalifikacij za izvajanje storitev in lahko zahtevajo vzpostavitev novih vlog na trgu z energijo. Ena izmed takih novih vlog je npr. »Register prožnosti« (angl.: »Flexibility register«<sup>22</sup>), ki je tesno povezana tudi s funkcijo koordinacije OPS-ODS-OT. Tako na primer tudi Poročilo ASM<sup>23</sup> priporoča uporabo »Flexibility Resources Register« za koordinirano, učinkovito in varno aktivno upravljanje sistema. Register

---

<sup>22</sup> Informacije, povezane z lastnostmi posameznega vira prožnosti (npr. količina prožnosti v kW, lokacijska informacija (npr. poštna številka ali lokacijska informacija z boljšo resolucijo, če je potrebno), zmožnost prilagajanja odjema/proizvodnje v obe smeri, rezultati kvalifikacije v zvezi omrežnimi omejitvami, rezultati kvalifikacije za nudenje posameznega produkta, lahko pa še merilni podatki predhodnih aktivacij, so shranjeni v t. i. registru prožnosti. Predvideno je tudi, da se bo izračunavanje "baseline" prav tako odvijalo v okviru te vloge.

<sup>23</sup> The TSO–DSO Report on An Integrated Approach to Active System Management

prožnosti bi omogočil elektrooperaterjem celovite informacije o virih prožnosti, priključenih na njihovo omrežje in na povezana omrežja, kar bi jim omogočalo v vsakem trenutku določiti razpoložljive vire za upravljanje omejitev na vseh napetostnih ravneh omrežja. Uveljavitev take vloge obenem izboljša konkurenco in izkoriščenost virov prožnosti. Register prožnosti naj bi po priporočilih podpiral proces aktivnega upravljanja v vseh državah članicah in bi opravljal ključno vlogo pri upravljanju omrežnih omejitev, tako prezasedenosti, izravnavi, kakor tudi pri izvajanju drugih sistemskih storitev (regulacija napetosti in kakovost oskrbe). Registri prožnosti so že implementirani v okviru pilotnih projektov v Belgiji<sup>24</sup> (s pridruženim modulom za izračun »baseline« ter podporo izračuna ToE), Veliki Britaniji<sup>25</sup> in Portugalski<sup>26</sup>.

#### **ŠTUDIJA PRIMERA - BELGIJA:**

*Belgijska pravila trga so precej inovativna, saj dovoljujejo agregatorjem kot neodvisnim OBS agregacijo prožnosti v bilančnem območju dobavitelja (neodvisna agregacija). To zahteva prenos količin med energijskimi bilancami OBS, kar je urejeno v energetskega zakonu in kodeksih. Upravljevec podatkov prožnosti (»Flexibility Data Manager« - FDM) igra ključno vlogo v organizaciji, izračunih in poravnavi prožnosti in mu je dodeljena vloga poravnave energijskih bilanc z agregatorji in dobavitelji, ob doslednem zagotavljanju zaupnosti portfelja agregatorja. ToE je bil uveljavljen v zakonodaji že sredi leta 2017 s ciljem izboljšati sodelovanje prožnosti odjema: pomeni aktiviranje prožnosti odjema, ki vključuje dobavitelja in ponudnika storitev prožnosti (FSP), ki imata ločen OBS – ponudnik prožnosti je ločen od dobavitelja. V okviru tega sistema je OPS dodeljena naloga upravljanja podatkov prožnosti z vrsto nalog, določenih v Energetskem zakonu (člen 19). Sporazum o zaupnosti pomeni, da mora FDM izračunati količine, ki jih je treba prenesti med bilancami, medtem ko dobavitelji ne morejo dostopati do virov podatkov (do podatkov o portfelju ponudnika storitev prožnosti). Ključno je torej zaupanje dobaviteljev v implementacijo procesov upravljanja podatkov prožnosti, saj finančna poravnava temelji na količinah, ki jih izračuna FDM brez možnosti validacije podatkov, na katerih temelji izračun. Upravljevec podatkov prožnosti mora vzpostaviti tudi določene kontrole za spremljanje morebitnih zlorab:*

- če ima ponudnik storitev prožnosti možnost izbirati med več »baseline« metodologijami, ima pravico FDM zavrniti izbiro;
- v obdobjih visokih cen je zelo verjetno, da bodo uporabniki med časovnim obdobjem aktivacij skušali umetno zvišati svoj »baseline« in posledično izračunano dobavljeno količino v primeru aktivacije. Zasnova »baseline« mora sama po sebi zmanjševati to tveganje, naloga FDM pa je, da v primeru aktivacij preverja nenormalno povečanje nujenih količin oziroma »baseline«.

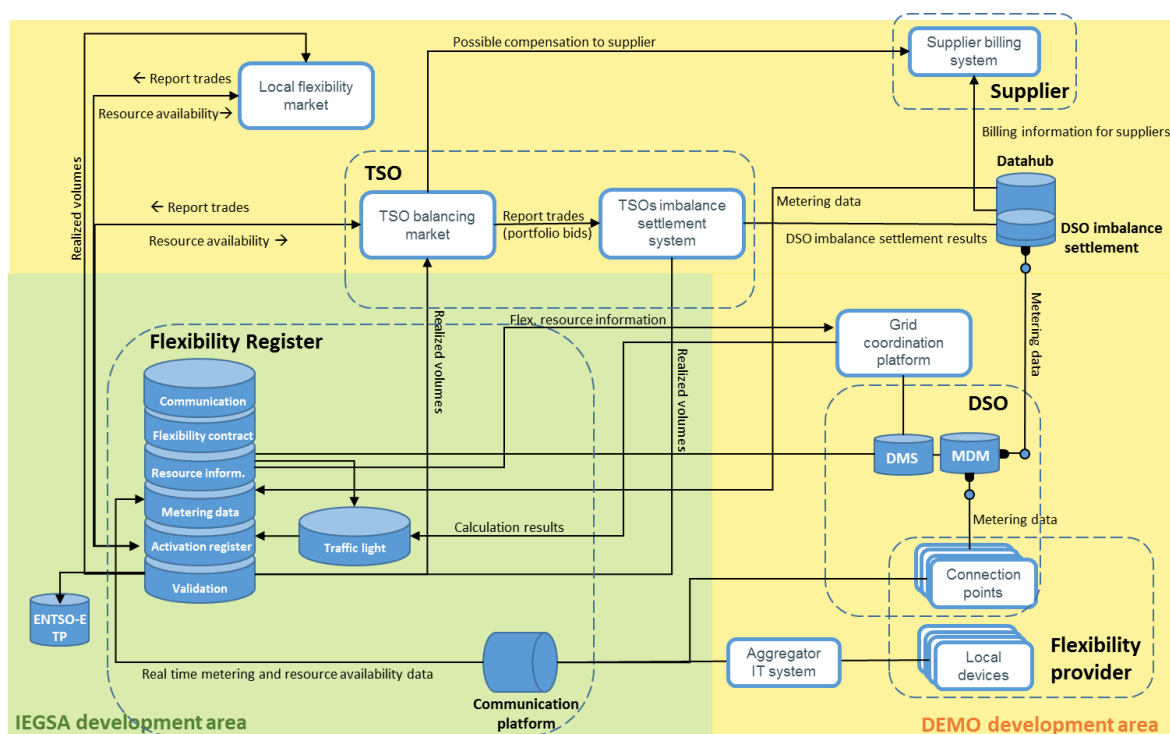
<sup>24</sup> V okviru Synergrid initiative 2017 in v okviru razvoja Registra prožnosti na tehnologiji veriženja blokov na podlagi Energy Web Flex (EWF) v 2019

<sup>25</sup> Projekt »recorDER« (znan tudi kot »DER asset register«)

<sup>26</sup> H2020 EU-Sysflex project

Vzpostavljeni so tudi posebni postopki izmenjave podatkov med FDM in regulatorjem za potrebe spremljanja in izmenjave podatkov ob sumih manipulacije.

Implementacija registra prožnosti je predvidena tudi v okviru projekta INTERFACE, kot je opisano v nadaljevanju (podrobneje v »D3.2 Definition of new/changing requirements for Market Designs«<sup>27</sup>).



Slika 6: Register prožnosti v projektu INTERFACE – vidiki funkcionalnosti in interakcije

**V fazi registracije in prekvalifikacije** ponudnik prožnosti, ki ima dodeljen OBS, izbere eno izmed potrjenih metodologij »baseline« za merilno točko/MM in za produkt in registrira svoj spisek merilnih točk/MM z vsemi zahtevanimi informacijami glede količine prožnosti, izvedbe meritev, morebitnimi vidiki pogodbenih razmerij z dobavitelji ter glede produkta. Opravi tudi teste IT komunikacije v postopku preverjanje spodobnosti nujenja storitve.

**V fazi trgovanja, spremljanja in aktivacije** ponudnik sodeluje na različnih trgih s prožnostjo (vključujoč trg za dan vnaprej, znotraj dneva ter trge sistemskih storitev). Zagotovljena mora biti komunikacija med registrom prožnosti in OBS ponudnika. Upravlavec podatkov prožnosti mora imeti dostop in na voljo vse potrebne metode, da vzdržuje pogodbene in tehnične informacije ažurne in pravilne na ravni posamezne merilne točke/MM. Register prožnosti

<sup>27</sup> [http://www.interrface.eu/sites/default/files/publications/INTERFACE\\_D3.2\\_v1.0.pdf](http://www.interrface.eu/sites/default/files/publications/INTERFACE_D3.2_v1.0.pdf)

mora biti zmožen zbirati in spremljati vse nominacije prožnosti na vseh relevantnih trgih, ki se nanašajo na količine prožnosti, ki jih bo aktiviral s ponudnikom povezan OBS med obdobjem aktivacije, za katerega je odgovoren OBS, povezan s ponudnikom storitev prožnosti. Vzpostaviti je treba še dodatne vmesnike, prek katerih je možno upoštevati še obstoj lokalnih trgov s prožnostjo in potrebno koordinacijo z njimi. Prejemnika informacij o nominacijah sta OPS, ki morata izračunati skupni volumen prožnosti, ki naj bi bil aktiviran s strani ustreznega ponudnika prožnosti za obdobje odstopanja v nekem časovnem oknu, in OBS (v izogib protitežni izravnavi). Upravljevec podatkov prožnosti mora informacije vključiti v kalkulacije »baseline« in določitev količin, ki so potrebne za korekcije OBS, povezanega s ponudnikom prožnosti, in OBS, ki ima v svojem portfelju MM uporabnika, ki zagotavlja prožnost prek ponudnika, kakor tudi za potrebe zagotavljanja izračuna agregata dobavljenih količin, ki mora biti posredovan DOB in ponudniku prožnosti za potrebe finančne poravnave.

**V fazi merjenja in poravnave** igra register prožnosti ključno vlogo pri izračunu »baseline«, ki je uporabljen pri določitvi dobavljenih količin prožnosti na posameznem MM. Metodologijo izračuna »baseline« mora odobriti regulator in se lahko razlikuje tako za različne okvire trgov kakor tudi za produkte.

V primeru več »baseline« metodologij mora ponudnik storitev prožnosti izbrati ustrezno metodologijo na ravni posamezne merilne točke/MM ter produkta v fazi sklepanja pogodbe in registracije<sup>28</sup>. V primeru kombiniranih aktivacij se mora kalkulacija skupnih dobavljenih količin na ravni merilne točke/MM izvesti na podlagi ene same unikatne referenčne »baseline«, kar pomeni, da mora biti privzeta ena sama referenčna metodologija »baseline«. Ta služi za izračun skupne dobavljene energije neke merilne točke/MM, ki sodeluje v kombinirani aktivaciji, ki je potem razdeljena med različne produkte (aRPF, rRPF, trg za dan vnaprej / trg znotraj dneva, ostali produkti).

Ko je določena »baseline«, lahko »Register prožnosti« izračuna dobavljeno energijo za neko obdobje aktivacije za vsako merilno točko/MM kot razliko med »baseline« in validiranimi meritvami med obdobjem dobave. Dobavljena energija je vedno validirana in omejena na maksimalno prožnost navzgor/navzdol, ki je bila specificirana s strani ponudnika prožnosti v fazi kvalifikacije. Dodatno se izvedejo posebni ukrepi (redukcije količin pro-rata za vsako merilno točko/MM v portfelju), če izračunana dobavljena prožnost presega vsoto vseh nominacij prožnosti, posredovanih od ponudnika prožnosti za obdobje aktivacije.

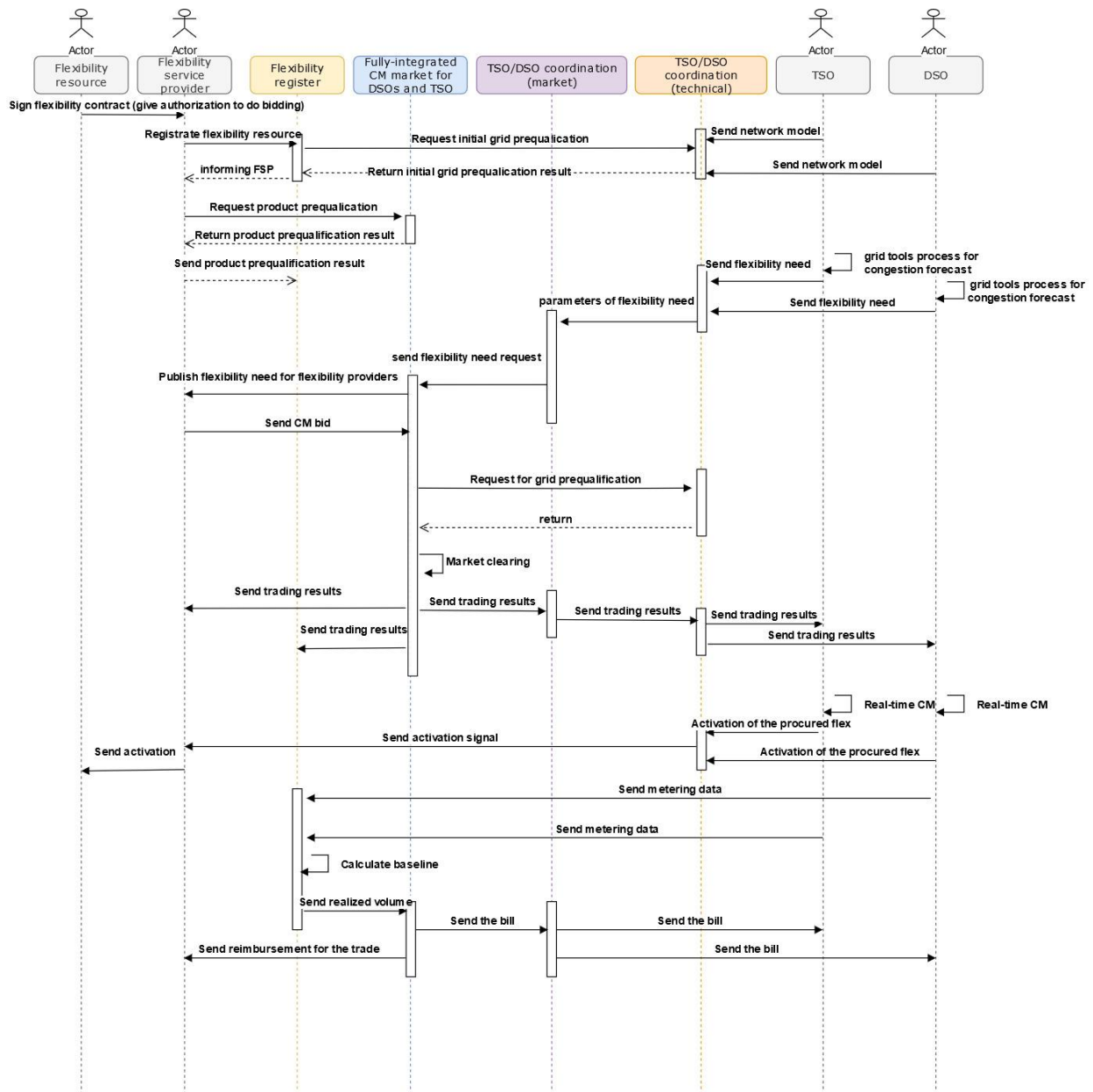
Količine dobavljene energije prožnosti so posredovane OPS, ki jih upošteva v odstopanjih OBS. Zaupnost se zagotavlja s tem, da OPS popravi izravnalno območje OBS za zadevno obdobje odstopanja na ravni portfelja. OPS lahko tudi objavi agregirane dobavljene količine navzgor/navzdol na 15-minutni ravni in smeri pretokov (prevzem/oddaja) za uporabo v

---

<sup>28</sup> V primeru Belgije je zaželeno, da vsak produkt (aFRR, mFRR, DA/ID itd.) uporablja produktno specifično »baseline«, če niso izvajane kombinirane aktivacije.

finančnih kompenzacijah med ponudnikom storitev prožnosti in dobaviteljem (zveza model agregacije).

Primer interakcije med posameznimi udeleženci in vlogami pri trgovanju s prožnostjo na integriranem trgu za upravljanje prezasedenosti vključno z registrom prožnosti ter funkcijo OPS-ODS koordinacije prikazuje naslednja slika in vključuje celoten proces od kvalifikacije do obračuna.



Slika 7: Osnutek sekvenčnega diagrama za eno izmed možnosti integriranega trga za upravljanje prezasedenosti za OPS/ODS (vir: projekt INTERFACE)

#### 2.4.2 Analiza potencialnih normativnih ovir ter izzivi pri uvedbi Registra prožnosti

Uvedba Registra prožnosti med drugim razrešuje vidike izmenjave podatkov, ki so opisani v poglavju 4, vendar obenem odpira določena vprašanja, ki morajo biti analizirana pred vzpostavitvijo funkcije in se nanašajo na:

- minimalni nabor pravic in obveznosti, ki mora biti dodeljen ponudniku storitev prožnosti (dostop do registra, obveza po obveščanju v primeru spremembe pogodb, obveznost posodabljanja ostalih parametrov);
- zagotavljanje nepristranskosti na podlagi raznolikosti vrst pogodb in metodologij »baseline«;
- vidike zaupnosti (posebej še, če pokriva tudi gospodinjske odjemalce): v splošnem velja, da mora biti na voljo čim več podatkov pooblaščenecem odjemalcev za spodbujanje izmenjave podatkov in razvoj novih storitev;
- ločitev funkcij Registra prožnosti med regulirano in komercialno domeno;
- zasnovo Registra prožnosti z upoštevanjem paradigme vgrajene varnosti ter zahteve po skladnosti s standardi na področju kibernetske varnosti na strani uporabnikov registra.

#### 2.4.2 Analiza vrzeli za obravnavane modele

V spodnji tabeli podajamo analizo vrzeli za obravnavane alternative. Skratka, kaj bi bilo treba še urediti (in kje), da bi posamezen model dobro deloval v praksi. V analizi niso zajeta prej navedena splošna vprašanja, skupna vsem modelom, predvsem vprašanje podatkov (primer: T&C za PSI določajo zelo ostro (možno) sankcijo v primeru neobveščanja – vendar se DOB ne more pritožiti, če ne ve, katera MM sodelujejo z NA; po drugi strani bi bilo tudi možno, da bi DOB poskusili preprečiti MM sodelovanje z NA, če bi zagotovo vedeli, katera sodelujejo – vsaj do prenosa svežnja CEP v nacionalno zakonodajo je lahko takšna prepoved celo v pogodbi o dobavi). Ena od splošnih vrzeli je tudi ta, da je NA trenutno opredeljen le v vlogi PSI (npr. v PTE, T&C za PSI) – v primeru razširitve poslovnih modelov bi bilo treba definicijo razširiti, če imajo ti vpliv na bilance delovne energije.

*Tabela 5: Analiza vrzeli*

<b>MODEL</b>	<b>VRZELI</b>
TRENTNI PRISTOP	Model je pripravljen na podlagi sedanje regulative in torej ne potrebuje bistvenih sprememb regulative, razen na nivoju osnovnih podatkov. Veljajo pa omenjene splošne vrzeli, na prvem mestu podatkovni vidik, in tudi možnosti izboljšanja, predvsem kar se tiče posredovanja in preverjanja podatkov (npr. preverba seštevka NA s številko OPS). Upoštevati je treba, da gre, če do dogovora med NA in DOB ne pride, dejansko za nekorigiran model, »brez posegov«.
NEKORIGIRAN MODEL	Za uvedbo nekorigiranega modela je smiselna (ne pa nujno potrebna) le izrecna opredelitev v predpisu (npr. PTE).



	<p>Torej: Po aktivaciji se ne sklene nobena zaprta pogodba, niti se ne izvede nobena posebna korekcija, razen obstoječih po pravilih za sistemske storitve. DOB zaračuna MM po števnem stanju, odstopanja DOB in NA se poravnajo v procesu bilančnega obračuna. NA dobi plačilo od prejemnika svoje storitve (zdaj je to le OPS, lahko pa je to tudi drugi, denimo trg za dan vnaprej ali trg znotraj dneva) in plača svojim strankam za prožnost.</p>
KOREKCIJSKI MODEL	<p>Minimalna potrebna sprememba za uvedbo tega modela bi bila jasna opredelitev v predpisih (minimalno PTE, morda tudi T&amp;C za PSI; zelo verjetno tudi nastavek na zakonski ravni), saj bi šlo za neposreden poseg v »bilanco tretjega«. Podatkovne zahteve so tukaj neizogibne – prejem podatkov po članu bilančne sheme (DOB) za izvedbo korekcije.</p>
KOMPENZACIJSKI MODEL	<p>Minimalna potrebna sprememba za uvedbo tega modela bi bil najprej nastavek v Energetskem zakonu, kjer bi »aktivirali« oziroma se jasno opredelili do kompenzacij, kar je tudi vezano na sveženj CEP. Podrobnosti bi bile nato opredeljene v PTE (vključno z načinom vrednotenja) in delno verjetno tudi v T&amp;C za PSI.</p>

### 3. MODEL DELJENE PRIPADNOSTI (»SPLIT-SUPPLY«)

Model agregatorja v splošnem definira, kako je agregacija ločena od dobave, model "split-supply" pa v osnovi naslavlja funkcijo dobave. Model "split-supply" in model agregatorja sta torej ločena koncepta, zato je lahko ustrezen model agregacije implementiran tudi na temelju modela "split-supply" (na ravni posamezne virtualne merilne točke). Vendar pa praksa kaže, da je lahko "split-supply" sam po sebi uporabljen tudi kot alternativa modelu agregacije (kot v primeru Danske<sup>29</sup>). Namreč, če se tržni udeleženec (npr. agregator) odloči, da bo za potrebe izvajanja storitve namestil dodatni števec specifičnemu viru, je zelo verjetno, da si bo prizadeval tudi nadzirati ta vir<sup>30</sup>. Uporaba modela "split-supply" implicira (vsaj v začetni fazi) uporabo integriranega modela, kjer tržni udeleženec združuje več vlog (dobavitelj, agregator ...). V tem primeru je torej uporabljen integriran model na osnovi virtualnih merilnih točk (na podlagi dodatnega merjenja, npr. na polnilnici električnih vozil).

**Taka rešitev ne predstavlja sama po sebi realni model neodvisnega agregatorja**, toda dovoljuje neodvisnemu agregatorju izkoriščati prožnost. Model »split-supply« je možno vedno nadgraditi z enim ali več modelom agregacije (posebej še nepogodbenih), če se izkaže za tako nadgradnjo potreba. Torej, implementacija modela »split-supply« ima določene prednosti, saj je mogoče na njem po potrebi postopoma uveljaviti tako različne modele neodvisnega agregatorja, kot tudi zadostiti spodaj navedenim zahtevam CEP.

Model »split-supply« temelji na zagotavljanju merilnih podatkov, ločeno za dobavo (DOB) in storitve prožnosti (NA). V takem primeru bi bilo že na izvoru jasno, kolikšen del gre pripisati posameznemu udeležencu. Na posameznem MM (oziroma podrejenih virtualnih točkah) bi tako lahko imeli več DOB, realizacija pa bi bila lahko v različnem deležu v vsakem posameznem intervalu (in ne, kot je že predvideno s sedanjimi slovenskimi predpisi, v vnaprej znanih deležih, ki se seštejejo v 1, za omejen nabor MM – prenosno omrežje ter distribucijsko omrežje nad mejo moči 40 MW).

V nadaljevanju so opredeljene ključne normativne zahteve, vezane na to področje:

- Direktiva 2014/94/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2014 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva, ki v 4. členu 12. točke pravi: »Države članice zagotovijo, da pravni okvir dovoljuje sklenitev pogodbe o dobavi električne

---

<sup>29</sup> Na Danskem je potekala razprava, kako spodbuditi neodvisno agregacijo med tržnimi udeleženci. Uporabljeni so bili rezultati dela USEF in analizirane so bile prednosti/slabosti različnih modelov agregacije. Glavni zaključek je bil, da ne bo uporabljen nobeden od nepogodbenih modelov agregatorja na kratek rok, ker prinašajo preveč kompleksnosti. Namesto tega so implementirali model »split-supply«, s katerim bodo spodbudili neodvisno agregacijo. Na primer: tržni udeleženec, ki bo želel nadzirati polnjenje električnega vozila preko pametne polnilne infrastrukture, se lahko odloči za model »split-supply« in tako združi vloge dobavitelja in agregatorja z nudenjem energije za polnjenje ter krmiljenjem procesa polnjenja, s čimer se izkorišča prožnost.

<sup>30</sup> Izraziti pojav poslovnih modelov, ki temeljijo na pametni polnilni infrastrukturi v kombinaciji s sončno elektrarno in kompaktnim baterijskim hranilnikom.

energije za polnilno mesto z dobaviteljem, ki se razlikujejo od subjekta, ki dobavlja električno energijo gospodinjstvu ali objektu, kjer se nahaja polnilno mesto.«

- 4. člen Direktive (EU) 2019/944 zahteva, da lahko vsak odjemalec sklone več kot eno pogodbo o dobavi hkrati, če je vzpostavljen ustrezen priključek in ustrezne merilne točke.
- Uporabnikom je treba v kontekstu predvidenih sprememb na področju podpornih shem in shem t. i. »samooskrbe« omogočiti, da izberejo različne dobavitelje za porabo energije in prevzem proizvedene energije (več sklenjenih pogodb za odjem in proizvodnjo energije na enem prevzemno-predajnem mestu): v takih primerih je treba proizvodnjo na prevzemno-predajnem mestu dodeliti ločeno od porabe različnim DOB. Bilančni obračun ostane nespremenjen, a se izvaja na ustreznih merilnih točkah, ki lahko temeljijo na dodatnih meritvah ali drugače določenih (npr. izračunanih) obračunskih količinah (t. i. »sub-metering«).

Implementacija modela »split-supply« odpravi omejitve, kompleksnost in problematiko določenih modelov NA, saj so količine bilančno razdeljene med DOB oziroma NA že v okviru same zasnove modela. Hkrati pa NA ni več »neodvisen«, saj postane DOB oziroma se mu v bilanco neposredno pripišejo določene količine, čeprav bi izvirale iz MM, ki ni na pragu omrežja. Zadevni model sicer omogoča tudi dodatno implementacijo kateregakoli izmed modelov NA, če bi se izkazalo, da obstajajo ovire za učinkovito uveljavitev vloge NA.

Trenutno je še nejasna tehnična izvedljivost modela (npr. potreba po vzpostavitvi in priznavanju dodatnih meritev za MM za potrebe obračuna; zahteve glede merilnih naprav).

Pogoje za uveljavitev modela »split-supply«, neodvisno od problematike modela agregacije, se lahko zagotovi z implementacijo svežnja CEP v nacionalno zakonodajo (Energetski zakon) ter uveljavitev odvisne sekundarne zakonodaje, kot npr. Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije (SONDSEE). SONDSEE v zadnjem predlogu z upošteva harmoniziran modela vlog ENTSO-E/ebIX/EFET in tako že omogoča uveljavitev modela »split-supply«. Kot ostali modeli pa seveda tudi »split-supply« zahteva določene spremembe PTE.

## 4. PRIMER KOREKCIJE IZRAČUNA OBRAČUNSKE MOČI ZA MERILNA MESTA, VKLJUČENA V SISTEMSKE STORITVE

ODS in njegovi pogodbeni partnerji morajo za izvajanje storitev prožnosti pravočasno razpolagati z vsemi potrebnimi podatki, ki so vezani na:

- obratovanje distribucijskega omrežja,
- izvajanje pravilnega obračuna omrežnine končnemu odjemalcu, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev.

Če ODS in njegovim pogodbenim partnerjem navedeni podatki niso zagotovljeni, ne bo mogoče učinkovito in optimalno obratovati distribucijskega sistema in izvajati pravilnega obračuna za končnega odjemalca, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev v skladu z določili 122. člena omrežninskega akta.

Za navedeno izvajanje so ključne naloge izmenjave podatkov za naslednja področja:

1. Evidentiranje ponudnika storitev (NA) in zagotavljanje dostopa do enotne vstopne točke za izmenjavo podatkov, ki jo upravlja ODS. Seznam evidentiranih ponudnikov storitev ODS objavi na seznamu ponudnikov storitev na svoji spletni strani in v šifrantih za izmenjavo podatkov.
2. Evidentiranje uporabnika storitev prožnosti in zagotavljanje dostopa do enotne vstopne točke za izmenjavo podatkov, ki jo upravlja ODS. Evidentiranega uporabnika storitev prožnosti ODS objavi na seznamu uporabnikov storitev na svoji spletni strani in v šifrantih za izmenjavo podatkov.
3. Postopek izdaje trajnih omejitev ponudniku storitev prožnosti za merilno mesto. O izdaji je obveščen ponudnik storitve prožnosti in uporabnik storitve. Ko je izdana trajna omejitev, velja za čas izdaje za pripadajoče merilno mesto in vrsto storitve, ki se ob spremembi ponudnika prožnosti ne spremeni.
4. Uporabnik storitve prožnosti po prejemu obvestila o izdanih trajnih omejitvah obvesti ODS o kvalifikaciji ponudnika storitev prožnosti s seznamom kvalificiranih merilnih mest za posamezno vrsto storitve. Od prejema obvestila o kvalifikaciji od uporabnika storitve lahko ponudnik storitve prožnosti za vrsto storitve in merilno mesto začne z aktivacijo kvalificiranega merilnega mesta storitve prožnosti.
5. Izmenjava podatkov za namen obratovanja distribucijskega omrežja, predvsem podatki o začasnih omejitvah.
6. Dnevno posredovanje realiziranih količin moči po MM. Storitve dnevnega posredovanja podatkov se mora s strani izvajalca storitve prožnosti (NA) izvajati dnevno, do 8. ure zjutraj na skupno točko EVT, ki nato v zalednih sistemih po MM evidentira količine in časovno periodo realiziranih količin.
7. Aktivirane količine moči po MM se pričnejo posredovati elektrodistribucijskim podjetjem, ko bodo vzpostavljeni napredni sistemi vodenja omrežja (SCADA/ADMS

sistemi nove generacije). Posredovanje aktiviranih količin se izvede sočasno z naročilom storitve pri posameznem izvajalcu.

*Tabela 6: Primer nabora podatkov za izmenjavo – aktivacija*

dis	Naziv ponudnika storitve	Uporabnik storitve	ID ponudnika storitve	ID Vrsta storitve	ID MM	GSRN mm	obdobje aktivacije	Ura aktivacije	vrednost aktivacije (kW)	TST oddaje
3	XY		EIC koda	1	3-123	3831115 8...	2020.02.02	6:45 – 7:00	5	2020.02.0 3 7.45
3	XY		EIC koda	1	3-123	3831115 8...	2020.02.02	7:00 – 7: 15	4	2020.02.0 3 7.45
3	XY		EIC koda	2	3-456	3831115 8...	2020.02.05	10: 15 – 10:30	7	2020.02.0 6 7.30

Primer ID vrsta storitve: 1 –aRPF; 2 +aRPF; 3 –rRPF; 4 +rRPF

Vrednost aktivacije je zaokrožena na celo število. Vrednost aktivacije se podaja kot ločen podatek za vsako 15-minutno časovno značko. Upoštevajo se zgolj podatki izmerjenih vrednosti moči prilagajanja v periodah, ki sovpadajo 15-minutni merilni periodi obremenilnih krivulj končnega uporabnika. Če v posameznem dnevu še ni izvedena končna obdelava obračuna električne energije, lahko ponudniki storitev (NA) ponovno posredujejo usklajene količine realizirane moči po MM v posamezni časovni znački.

Seznam EIC kod:

<https://www.sodo.si/storage/app/uploads/public/5e4/267/639/5e42676395d97859684935.pdf>

8. Posredovanje celotnih agregiranih količin s strani uporabnika storitve prožnosti za posameznega ponudnika storitev prožnosti (6. točka 122. člena omrežninskega Akta). Storitve posredovanja podatkov se mora s strani uporabnika storitev izvajati za celotni portfelj aktiviranih storitev, ločeno po ponudnikih storitve in časovnim obdobjem aktivacije. (aktivacije – dnevno posredovanje; realizacije – mesečno posredovanje).

Tabela 7: Primer nabora podatkov za izmenjavo – agregirane količine

dis	Naziv ponudnika storitve	Uporabnik storitve	ID ponudnika storitve	ID Vrsta storitve	Obdobje aktivacije	Agregirana vsota (kW)	TST oddaje
3	XY		EIC koda		1.2.2020 00.00 – 2.2.2020 00.00	50	2020.02.03 7.45
3	XY		EIC koda		1.2.2020 00.00 – 2.2.2020 00.00	30	2020.02.06 7.30

9. Obveščanje o odklopih MM zaradi 151., 152., 153. in 154. člena EZ-1 in spremembah na merilnih mestih (nov SZP in nov uporabnik sistema)

Za izvajanje navedenega bo ODS moral obvladovati in izvajati izmenjavo podatkov na naslednjih področjih:

- status procesa evidentiranja ponudnika storitve prožnosti,
- seznam evidentiranih ponudnikov prožnosti,
- status procesa evidentiranja uporabnika prožnosti,
- seznam evidentiranih uporabnikov prožnosti,
- seznam vrst storitev prožnosti,
- status izvajanja storitve prožnosti za merilno mesto in vrsto storitve,
- vpis izvajanja storitve prožnosti za merilno mesto v register merilnih mest po prejemu informacije o kvalifikaciji od uporabnika,
- sinhrona izmenjava podatkov prožnosti za obratovanje distribucijskega sistema,
- izmenjava podatkov o izvedenih aktivacijah zaradi zagotavljanja pravilnega obračuna omrežnine končnemu odjemalcu, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev,
- zamenjava uporabnika za vrsto storitve in merilno mesto; ne velja za OPS,
- zamenjava ponudnika storitev prožnosti za vrsto storitve in merilno mesto,
- obveščanje ponudnika storitev prožnosti o spremembi uporabnika sistema, menjavi dobavitelja, o izvedeni spremembi pogojev iz izdanega SZP in odklopu.