

Študija analiza stroškov in koristi nadgradnje osnovnega modela Neodvisnega Agregatorja

Ljubljana, 2024

Borzen



Izvajalec študije:	Fakulteta za elektrotehniko (FE), Tržaška c. 25, SI-1000 Ljubljana, Slovenija
Naročnik:	Borzen, operater trga z elektriko, d. o. o., Dunajska cesta 156, SI-1000 Ljubljana, Slovenija
Številka pogodbe:	JN-1291-23
Naslov študije:	Analiza stroškov in koristi nadgradnje osnovnega modela Neodvisnega Agregatorja
Izdelovalci študije:	dr. Tomi Medved (FE), Matej Pečjak (FE), dr. Miloš Pantoš (FE), Peter Nemček (CyberGrid), Darja Skrt Georgiev (CyberGrid)
V študiji izraženo mnenje predstavlja izključno mnenje izdelovalcev študije in ne nujno tudi mnenje naročnika in spremljevalcev študije.	
Spremljevalci:	Andraž Kordeš (Borzen), David Copič (Borzen), Sandi Sever (Borzen), Jasmina Bajec Omahen (Borzen), dr. Mitja Kolenc (ELES), dr. David Gerbec (ELES), mag. Marko Polak (ELES), mag. David Batič (Agencija za energijo), dr. Matej Toman (Agencija za energijo), dr. Tine Marčič (Agencija za energijo)
Status poročila	Končna verzija

Povzetek

Neodvisni agregatorji (NA) so udeleženci trga z električno energijo, katerih pomen je opredeljen v zakonodajnem svežnju EU Čista energije za vse Evropejce (Clean Energy Package (CEP) for all Europeans). Pri neodvisni agregaciji gre za združevanje virov prožnosti končnih odjemalcev oz. uporabnikov elektroenergetskega sistema brez povezave z dobaviteljem električne energije oz. njegovo bilančno skupino. Čeprav zakonodajni sveženj CEP predvideva, da mora biti NA omogočen neoviran dostop do elektroenergetskega trga, je razvoj neodvisne agregacije, kot to ugotavlja ACER v svojem zadnjem poročilu glede odziva odjema in razpršenih virov energije po državah članicah EU precej neenakomeren. Slovenija je sicer glede na omenjeno poročilo med bolj razvitimi državami članicami EU, kar zadeva razvitost odziva odjema in neodvisne agregacije.

V Sloveniji lahko vlogo agregatorja na trgih z električno energijo izvaja NA ali pa jo prevzame dobavitelj električne energije. Trenutno lahko v Sloveniji NA nastopa na trgih z električno energijo brez bilančno pripadajočih prevzemno-predajnih mest (PPM), njihova realizacija pa se evidentira v tržni bilanci drugih tržnih udeležencev oz. subjektov. Iz poročila Agencije za energijo o stanju na področju energetike v Sloveniji za leto 2022 je razvidno, da je bil pretežni delež neodvisne agregacije opažen na trgu za dan vnaprej in pri nujenju storitev izravnave, točneje ročne rezerve za povrnitev frekvence (rRPF), vendar so bile same količine relativno majhne. Na splošno je trenutno v Evropi za NA najbolj zanimiv trg storitev izravnave.

V Sloveniji mora biti vsak ponudnik storitev izravnave (PSI), se pravi tudi NA, član bilančne skupine, kar v praksi pomeni, da svojo bilančno odgovornost ureja z operaterjem trga (OT). Slednje se lahko izvede s podpisom bilančne pogodbe ali z izravnalno pogodbo z odgovornim članom bilančne skupine (OBS). Če PSI koristi PPM, kjer je dobavitelj, mora biti vključen v bilančno shemo oz. skupino za pridobitev statusa dobavitelja. Omenjena ureditev v Sloveniji je tako že skladna z določbami EU, ki velevajo, da morajo biti udeleženci trga, ki se ukvarjajo z agregiranjem, finančno odgovorni za bilančna odstopanja, ki jih povzročijo v elektroenergetskem sistemu. Vendar trenutna ureditev v Sloveniji določa le, da so odgovorni za odstopanja, ki prizadenejo njihovo bilanco.

Dejavnost NA na trgu lahko povzroči odstopanja v tržnem planu ostalih tržnih udeležencev tj. predvsem dobaviteljev, kar pri slednjih lahko sproži zahtevo za plačilo nadomestila za izpadle dohodke. Iz pregleda dosedanjih praks urejanja razmerij med dobaviteljem in NA izhaja, da je večina držav vprašanje odstopanj dobaviteljev, ki bi jih povzročile aktivnosti NA, rešila s korekcijo tržnega plana oz. obsega (*angl. Perimeter correction*), med tem ko vprašanje plačila morebitnih (dodatnih) nadomestil sproža več polemik.

Obstaja več različnih modelov, ki urejajo delovanje NA na trgu, oz. urejajo medsebojna razmerja med NA in dobaviteljem. Pri USEF (Universal Smart Energy Framework) so poizkušali spraviti najpomembnejše značilnosti posameznih modelov na skupni imenovalec, vendar se v praksi pojavljajo velike razlike pri implementaciji posameznega modela, kot tudi kombinacije različnih modelov, pri čemer se lahko zabrišejo jasne meje oz. razlike med posameznimi modeli. Vsaka država namreč prilagodi pravila oz. model svoji specifični situaciji na trgu. Izkušnje iz držav, kjer je neodvisna agregacija najbolj razvita, kažejo, da ne obstaja en model, ki bi ga bilo moč aplicirati na različne elektroenergetske trge od veleprodajnih trgov za dan vnaprej, znotraj dneva, trga sistemskih storitev do razvijajočih se lokalnih trgov. Vsak od modelov ima namreč svoje prednost in slabosti.

Trenutna ureditev v Sloveniji je glede na USEF klasifikacijo najbližja pogodbenemu modelu, vendar so glede same sklenitve pogodbe in prenosa energije podana zgolj priporočila, sam dogovor pa je prepuščen pogodbenima stranema, se pravi NA in dobavitelju. Kot omenjeno pri nujenju sistemskih storitev NA (PSI) ureja bilančno odgovornost z operaterjem trga. Če NA koristi vir prožnosti, ki izvira iz PPM, ki je v bilančni skupini dobavitelja, potem NA (PSI) z nujenjem storitev izravnave vedno odstopa, pri čemer je smer odstopanja odvisna od smeri



nudjenja storitev izravnave. Enako velja, če NA ponuja prožnost na trgu za dan vnaprej ali trgu znotraj dneva. Po trenutni ureditvi se torej tako dobavitelju kot tudi NA, če do dogovora med njima ne pride, obračunajo odstopanja po ceni odstopanj. Če do dogovora pride, v bilanci NA ostanejo samo odstopanja, ki so posledica razlik med zahtevano aktivacijo in realizacijo. V nekaterih dokumentih je trenutna ureditev v Sloveniji, v primeru da do dogovora med dobaviteljem in NA ne pride, zmotno obravnavana kot nekorrigiran model. Pri slednjem namreč vsa odstopanja nosi dobavitelj, NA pa ni odgovoren niti za lastna odstopanja.

Glede na trenutno ureditev v Sloveniji, opravljen pregled in povzetek obstoječih modelov, ki urejajo delovanje NA na trgu, ter pregled implementiranih rešitev v posameznih državah po različnih trgih, bi bila za nadgradnjo obstoječega stanja kot možna rešitev primerna model centralne poravnave ali korekcijski model. Določitev primernih modelov temelji tudi na izvedeni SWOT (strengths, weaknesses, opportunities, and threats) analizi modelov, ki urejajo delovanje NA.

Vpliv delovanja NA na trgu, upoštevajoč stroške in koristi, je bil analiziran za primer trga za dan vnaprej, trga znotraj dneva in trga storitev izravnave. Obravnavano je bilo obdobje med Decembrom 2022 in Novembrom 2023. Za primer trga za dan vnaprej je bila narejena scenarijska analiza z upoštevanjem različnih količin, ki bi lahko bile preko NA ponujene na trgu, in dejanskih krivulj ponudbe in povpraševanja. Simulacije so bile izvede z orodjem Simulation facility. Zaradi visoke stopnje korelacije je bila analiza za trg znotraj dneva narejena z delnim upoštevanjem rezultatov analize trga za dan vnaprej. Pri trgu storitev izravnave so bile upoštevanje dejanske aktivacije (količine in cene), deleži energije, ki bi lahko bili doveden s strani NA, pa so bili določeni scenarijsko. Glavna neznanka pri izračunih je bila cena dobaviteljeve energije, saj slednja predstavlja poslovno skrivnost. V sklopu analize je predstavljena primerjava med posameznimi modeli z vidika tržnih udeležencev glede prihodkov in odhodkov.

Vpliv na tržne udeležence (NA, dobavitelja in sodelujoče končne uporabnike) je bil obravnavan glede na trenutno ureditev delovanja NA v Sloveniji, za model centralne poravnave in za korekcijski model. Na podlagi rezultatov opravljenih analiz so v dokumentu podana priporočila glede obravnave neodvisne agregacije za primer slovenskega trga z električno energijo, ki rezultirajo v priporočenem ciljnem modelu.

Ker podlago za določanje uspešnosti izvajanja in vrednotenje storitev z uporabo prožnosti, katere lahko ponuja NA, predstavlja metodologija za določitev t. i. osnovnic oz. baseline metodologija, preko katere se opravi vrednotenje uspešnosti nudjenja storitev, so v dokumentu podani primeri oz. metodologije določanja osnovnic. Za natančno določanje osnovnic je potrebno poseben poudarek nameniti vprašanju podatkov in razpoložljive merilne infrastrukture. V dokumentu je zato podan tudi pregled določil glede meritev za PSI, ki sodelujejo na izravnalnem trgu ELES, ter zahtev glede merilne infrastrukture določenih v Sistemskih Obratovalnih Navodilih za Distribucijski Sistem Električne energije (SONDSEE).



Abstract

Independent aggregators (IAs) are electricity market participants whose meaning is defined in the EU's Clean Energy Package (CEP) for all Europeans. Independent aggregation is the aggregation of system end users' flexibility resources without connection to the electricity supplier or its balancing responsible party (BRP). Although the CEP foresees that IAs should be given unfettered access to the electricity market, the development of independent aggregation across EU Member States has been rather uneven, as ACER notes in its latest report on demand response (DR) and distributed energy resources (DER). According to this report, Slovenia is among the more developed EU Member States in terms of the development of DR and independent aggregation.

In Slovenia, the role of aggregator in electricity markets can be performed by the IA or taken over by the electricity supplier. Currently, in Slovenia, IA can participate in electricity markets without consumption sites or measurement points linked with its balance group. Their realisation is recorded in the balance group of other market participants or entities. The National Energy Agency's report on the state of the energy sector in Slovenia for 2022 shows that a significant share of independent aggregation was observed in the day-ahead market (DAM) and in the provision of balancing services, more specifically the manual frequency restoration reserve (mFRR), but it was still relatively small. Overall, the balancing market is currently the most interesting for IAs in Europe.

In Slovenia, every Balancing Service Provider (BSP), including IAs, must be a member of the balancing group, which in practice means that it regulates its balancing responsibility with the market operator. The latter can be done by signing a balancing contract or linking with a BRP. If BSP benefits from a consumption site or measurement point where it is a supplier, it has to be included in the balancing group to obtain supplier status. The regime in Slovenia is thus already in line with EU provisions which require market participants engaged in aggregation to be financially liable for the balancing deviations they cause in the electricity system. However, the current regime in Slovenia only provides that they are liable for deviations affecting their balancing group.

IA's activity in the market may cause deviations in the market plan of other market participants, i.e. mainly suppliers. The latter may trigger a claim for compensation from the suppliers for lost revenues. A review of past practices in the regulation of relations between suppliers and IA shows that most countries have resolved the issue of supplier deviations through a perimeter correction, while the problem of the payment of any (additional) compensation is more controversial.

Numerous different models are governing the operation of the IA on the market. The USEF (*Universal Smart Energy Framework*) has tried to bring the most important features of the different models to a common denominator, but in practice, there are significant differences in the implementation of each model, as well as the combinations of different models, which can blur the clear boundaries or differences between the different models. Each country adapts the rules or model to its specific market situation. Experiences from countries where the independent aggregation is most developed show that no model that can be applied to different electricity markets, from wholesale day-ahead, intraday, and ancillary services markets to evolving local markets exists. Each model has its advantages and disadvantages.

According to the USEF classification, the current regime in Slovenia is the closest to the contractual model, but regarding the actual conclusion of the contract and the energy transfer only recommendations are provided, while the actual implementation is left to the contracting parties, i.e. the IA and the supplier. As mentioned, when providing ancillary services, the IA (BSP) regulates the balance responsibility with the market operator. If it benefits from an asset or device behind the delivery (measurement) point in the supplier's balancing group, then the IA (BSP) by providing ancillary services, always deviates with the direction of the deviation depending on the direction of



the provision of services. The same applies to flexibility offered in the day-ahead market or the intraday market. Under the current regime, therefore, if no agreement is reached between the supplier and the IA, deviations are charged to both at the deviation price. If an agreement is reached, only the deviations resulting from the differences between the requested activation and the realisation remain in the balancing group of the IA. In some documents, the current regime in Slovenia is mistakenly considered an uncorrected model in case no agreement between the supplier and the IA is reached. In the latter, the supplier is responsible for all deviations and IA is not responsible even for its deviations.

Given the current regime in Slovenia, the review and summary of the existing models governing the operation of IAs in the market, and the review of the implemented solutions in individual countries in different markets, a central settlement model or a correction model would be a suitable solution to upgrade the existing situation. The identification of adequate models is also based on a SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats) analysis of the models governing the operation of IA.

The impact of IA's operation in the market, considering costs and benefits, has been analysed for the case of the day-ahead market, the intraday market and the balancing market. The period considered was between December 2022 and November 2023. For the case of the day-ahead market, the analysis was done on a scenario basis, taking into account different quantities that could be offered on the market by IAs and the actual supply and demand curves. Due to the high degree of correlation, the analysis for the intraday market included some of the results of the day-ahead market analysis. For the balancing services market, actual activations (quantities and prices) were considered. The shares of energy supplied by the IAs were determined scenario-wise. The main unknown variable in the calculations was the price of the supplier's energy, as the latter is a business secret. A comparison between the different models for the market players in terms of revenue and expenditure is presented.

The impact on the market participants (IA, supplier and participating network users) was considered in light of the current regime of the operation of IA in Slovenia, the central settlement model and the correction model. Based on the results of the analysis performed, the document makes recommendations on the regulation of independent aggregation for the Slovenian electricity market, which results in a recommended target model.

The basis for determining the performance of the provision and evaluation of flexibility services is the methodology for establishing the baselines, through which the performance of the flexibility service provider (including the IA) is evaluated. An overview of methodologies for defining the baseline is also provided in the document. For accurate determination of baseline, particular attention needs to be paid to the issue of data and available measurement infrastructure. The document therefore also provides an overview of the metering provisions for BSP participating in the national TSO (ELES) balancing market and the metering infrastructure requirements set out in the System Operating Manual for the Distribution System (Slovenian SONDSEE).



Vsebina

Povzetek	3
Abstract	5
1 Uvod	17
2 Povzetek obstoječega modela neodvisnega agregatorja in merilne infrastrukture v Sloveniji	19
2.1 Trenutna ureditev urejanja razmerij med NA in dobavitelji	21
2.2 Podatki in merilna infrastruktura	22
3 Povzetek obstoječih in priporočenih modelov vključitve neodvisnega agregatorja na trg z električno energijo po državah	24
3.1 Pogodbeni model.....	26
3.2 Nekorigiran model	27
3.3 Model centralne poravnave.....	29
3.4 Korekcijski model.....	33
3.5 Model deljene dobave (angl. Split-responsibility model).....	35
3.6 Zlaganje vrednosti prožnosti (angl. Flexibility value stacking)	36
3.7 Učinek odboja	37
3.8 Pregled obstoječih modelov po državah:	38
3.8.1 Avstrija.....	38
3.8.2 Francija	41
3.8.3 Finska.....	46
3.8.4 Velika Britanija.....	47
4 Metodologija določanja osnovnic	49
4.1 Določanje osnovnic Avstrija.....	50
4.2 Določanje osnovnic Francija.....	50
4.2.1 Metoda pravokotnika dveh referenčnih obdobj (angl. "Rectangle of two reference periods" method)	51
4.2.2 Metoda algebraičnega pravokotnika med lokacijami (angl. "Site-to-site algebraic rectangle method").....	52
4.2.3 Metoda napovedi odjema (angl. "Demand forecast" method).....	53
4.2.4 Metoda zgodovine porabe (angl. "Consumption history" method)	54
4.2.5 Druge metode	55
4.3 Določanje osnovnic Finska.....	55



4.4	Določanje osnovnic Velika Britanija	55
4.5	Določanje osnovnic Slovenija	56
5	Pravila in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES in storitve prožnosti za ODS	57
5.1	Pravila in pogoji za PSI na izravnalnem trgu ELES	57
5.2	Storitve prožnosti za ODS.....	58
5.2.1	Objava potreb po storitvah prožnosti.....	58
5.2.2	Produkti prožnosti in njihov opis	58
5.2.3	Registracija in kvalifikacija potenciala prožnosti	58
5.2.4	Postopek naročanja storitev prožnosti.....	59
5.2.5	Objava in izmenjava podatkov	59
6	SWOT analiza.....	61
7	Analiza stroškov in koristi	63
7.1	Veleprodajni trg za dan vnaprej	63
7.1.1	Trenutno stanje – pogodbeni model	68
7.1.2	Model centralne poravnave	69
7.1.3	Korekcijski model	70
7.2	Veleprodajni trg znotraj dneva.....	72
7.2.1	Trenutno stanje – pogodbeni model	74
7.2.2	Model centralne poravnave	75
7.2.3	Korekcijski model	77
7.3	Trg storitev izravnave	78
7.3.1	Trenutno stanje – pogodbeni model	80
7.3.2	Model centralne poravnave	82
7.3.3	Korekcijski model	84
7.4	Lokalni elektroenergetski trgi.....	86
8	Priporočila glede delovanja neodvisnega agregatorja na slovenskem trgu z električno energijo	88
8.1	Veleprodajni trg za dan vnaprej in trg znotraj dneva.....	88
8.2	Trg storitev izravnave	88
8.3	Lokalni elektroenergetski trgi	89
8.4	Priporočila glede osnovnic	89
8.5	Skupna priporočila.....	89
8.6	Priporočila glede zakonodajnih in regulatornih sprememb	92



8.6.1	Zakon o oskrbi z električno energijo (ZOEE).....	92
8.6.2	Pravila za delovanje trga z električno energijo	92
8.6.3	Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE)	92
9	Zaključek	93
10	Literatura.....	94
11	Priloga 1 – Določanje osnovnic Francija	98
11.1	Metoda napovedi odjema.....	98
11.1.1	Kazalniki kakovosti napovedi za metodo napovedi odjema.....	98
11.2	Metoda zgodovine porabe.....	99
11.2.1	Mesečno preverjanje kakovosti referenčne krivulje na podlagi preteklih podatkov.....	99
11.2.2	Kazalnik kakovosti za metodo zgodovina porabe.....	99
12	Priloga 2 – Status odziva odjema in agregatorjev po državah EU	101
13	Priloga 3 – Tabele izračunov za trg storitev izravnave.....	104
13.1	Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, aRPF pozitivna smer	104
13.2	Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni, aRPF pozitivna smer.....	105
13.3	Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni, aRPF pozitivna smer	106
13.4	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora, aRPF negativna smer	108
13.5	Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, aRPF negativna smer	109
13.6	Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, aRPF negativna smer	110
13.7	Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, rRPF pozitivna smer	112
13.8	Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, rRPF pozitivna smer	113
13.9	Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, rRPF pozitivna smer.....	115
13.10	Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, rRPF negativna smer	116
13.11	Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, rRPF negativna smer.....	117
13.12	Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, rRPF negativna smer	118
14	Priloga 4 – Maloprodajne cene električne energije uporabljene za prenos energije pri korekcijskem modelu	120

Kazalo slik

Slika 1: Shematski prikaz aktivacije aRPF in evidentiranje ZP za primer aktivacije aRPF, vir slike [6].	22
Slika 2: Shematski prikaz aktivacije rRPF in evidentiranje ZP za primer aktivacije rRPF, vir slike [6].	22
Slika 3: Stopnja razvitosti trga za odziv odjema in delovanje NA po državah EU, vir [20].	24
Slika 4: USEF klasifikacija modelov agregacije prožnosti, vir [21].	25
Slika 5: Razmerja med tržnimi udeleženci pri pogodbenem modelu, vir slike [21].	26
Slika 6: Primer aktivacije in poravnave za pogodbeni model, vir slike [21].	27
Slika 7: Razmerja med tržnimi udeleženci pri nekorigiranem modelu, vir slike [21].	28
Slika 8: Primer aktivacije in poravnave za nekorigiran model, vir slike [21].	28
Slika 9: Nekorigiran model – primer nepopolne aktivacije, vir slike [21].	29
Slika 10: Model centralne poravnave, vir slike [21].	30
Slika 11: Primer aktivacije in poravnave za model centralne poravnave, vir slike [21].	30
Slika 12: Vpliv odziva odjema oz. prožnosti na cene na veleprodajnem trgu.	32
Slika 13: Korekcijski model, vir slike [21].	34
Slika 14: Primer aktivacije in poravnave za korekcijski model, vir slike [21].	34
Slika 15: Koncept modela deljene dobave z ločeno odgovornostjo za sredstva, ki omogočajo prožnost, in nekontrolirana sredstva na enem PPM, vir slike USEF.	36
Slika 16: Napovedan in realiziran volumen ⁴ odziva odjema preko mehanizma NEBEF v Franciji. Vir podatkov [33].	41
Slika 17: Določanje referenčne moči po metodi pravokotnika dveh referenčnih obdobj.	51
Slika 18: Trideset minutno zmanjšanje odjema merjeno v treh 10 minutnih intervalih.	52
Slika 19: Shematski potek glavnih korakov preverjanja tehnične sposobnosti PSI, vir slike [5].	57
Slika 20: Povprečna urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.	65
Slika 21: Najvišja urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.	66
Slika 22: Korist in stroški po dnevih za trg za dan vnaprej.	67
Slika 23: Povprečna urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu znotraj dneva.	73
Slika 24: Najvišja urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.	73



Slika 25: Primerjava cen dobaviteljeve energije – cen za vrednotenje dobaviteljevega portfelja. 79

Slika 26: Diagram delovanja modela centralne poravnave preko centralne entitete. 91

Slika 27: Finančni tokovi med zadevnimi tržnimi udeleženci pri modelu centralne poravnave preko centralne entitete. 91



Kazalo tabel

Tabela 1: Povzetek treh modelov, ki urejajo nadomestilo med NA in dobaviteljem, vir [22]. ...	26
Tabela 2: Pregled obstoječih modelov po državah in trgih.	38
Tabela 3: Vrste trgov in pripadajoči modeli izravnave.	42
Tabela 4: Primerjava med izravnalnim in veleprodajnim trgom za primer Francije.	43
Tabela 5: Vrednotenje francoskega modela.	46
Tabela 6: SWOT analiza.	61
Tabela 7: Sprememba cen in koristi kot posledica sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej za en dan.	64
Tabela 8: Razlika cen na trgu za dan vnaprej kot rezultat sodelovanja odziva odjema.	65
Tabela 9: Koristi in stroški kot rezultat odziva odjema na trgu za dan vnaprej.	66
Tabela 10: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Pogodbeni model.	68
Tabela 11: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Pogodbeni model.	69
Tabela 12: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Model centralne poravnave.	70
Tabela 13: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Model centralne poravnave.	70
Tabela 14: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Korekcijski model.	71
Tabela 15: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Korekcijski model.	71
Tabela 16: Razlika cen na trgu znotraj dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema.	73
Tabela 17: Koristi in stroški kot rezultat odziva odjema na trgu znotraj dneva.	74
Tabela 18: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Pogodbeni model.	75
Tabela 19: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Pogodbeni model.	75
Tabela 20: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Model centralne poravnave.	76
Tabela 21: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Model centralne poravnave.	76
Tabela 22: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Korekcijski model.	77
Tabela 23: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Korekcijski model.	78
Tabela 24: aRPF pozitivna smer – Pogodbeni model.	80



Tabela 25:	aRPF negativna smer – Pogodbeni model.	81
Tabela 26:	rRPF pozitivna smer – Pogodbeni model.	81
Tabela 27:	rRPF negativna smer – Pogodbeni model.	81
Tabela 28:	aRPF pozitivna smer – Model centralne poravnave.	82
Tabela 29:	aRPF negativna smer – Model centralne poravnave.	83
Tabela 30:	rRPF pozitivna smer – Model centralne poravnave.	83
Tabela 31:	rRPF negativna smer – Model centralne poravnave.	83
Tabela 32:	aRPF pozitivna smer – Korekcijski model.	84
Tabela 33:	aRPF negativna smer – Korekcijski model.	85
Tabela 34:	rRPF pozitivna smer – Korekcijski model.	85
Tabela 35:	rRPF negativna smer – Korekcijski model.	85



Seznam kratic in razlaga pojmov

Kratika	Opis
ACER	Agency For The Cooperation Of Energy Regulators – Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev
AGEN	Agencija za energijo
APCS	Austrian Power Clearing and Settlement AG – Avstrijski operater trga
APG	Austrian Power Grid – Avstrijski operater prenosnega sistema
aPPF	Avtomatičen proces za povrnitev frekvence
aRPF	Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence
BS	Bilančna skupina
BRP	Balancing Responsible Party – Odgovorni bilančne skupine (OBS)
CBA	Cost Benefit Analysis – Analiza stroškov in koristi
CEP	Clean Energy Package – Zakonodajni sveženj Čista energija za vse Evropejce
CRE	Regulator trga električne energije in plina v Franciji
ČBS	Član bilančne skupine
DEES	Distribucijski elektroenergetski sistem
EEX	European Energy Exchange – Evropska borza z električno energijo
EIC	Energy Identification Code – Identifikacijska koda standardizirana in vzdrževana s strani evropskega združenja ENTSO-E
Elia	Belgijski operater prenosnega sistema
EVT	Enotna Vstopna Točka
EZS	Energetska zbornica Slovenije
FRR	Flexibility Resource Register – Register naprav, ki omogočajo prožnost
HES	Head End System – Sistem za zajem merilnih podatkov
HFR	Hitra frekvenčna rezerva (angl. FFR – Fast Frequency Reserve)
HFoT	High Five of Ten – Visokih pet od deset, ena od metodologij določanja osnovnic, ki se uporablja v Veliki Britaniji



JCR	Joint Research Centre – Skupno raziskovalno središče Evropske komisije
NA	Neodvisni Agregator – Udeleženec trga, ki opravlja dejavnost agregiranja in ni povezan z dobaviteljem odjemalca oz. njegovo bilančno skupino
NEBEF	fra. Le mécanisme de Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement – Mehanizem za izmenjavo produktov odziva odjema, ki se uporablja v Franciji.
NMS	Napredni merilni sistem
OBS	Odgovorni bilančne skupine
ODS	Operater distribucijskega sistema
Odziv odjema	angl. Demand Response – Odziv odjema v elektroenergetskih sistemih pomeni uravnavanja povpraševanja po električni energiji.
Ofgem	The Office of Gas and Electricity Markets – Neodvisni energetske regulator v Veliki Britaniji
ON	Obratovalna napoved
OPS	Operater prenosnega sistema
Osnovnica	angl. Baseline – Osnovnica predstavlja referenčni bremenski diagram ponudnika ali naprave, ki zagotavlja storitve prožnosti, v času izvajanja storitve prožnosti, na podlagi katerega se izvede obračun realiziranih količin prožnosti. Osnovnica omogoča ugotavljanje količine dobavljene oz. aktivirane prožnosti preko primerjave z bremenskim diagramom merjenim med samo aktivacijo prožnosti. Za določanje osnovnic se upoštevajo obdobja zunaj samih aktivacij prožnosti.
OT	Operater Trga
OVE	Obnovljivi viri energije
PPM	Prezemno-predajno mesto – mesto oz. točka na prenosnem ali distribucijskem elektroenergetskem omrežju, kjer se izvajata prevzem in predaja električne energije in kjer se izvajajo meritve ali kater drug način ugotavljanja realiziranih količin prejete in oddane električne energije.
Prožnost	Sprememba profila proizvodnje ali porabe električne energije kot odgovor na zunanji signal (npr. signal za aktivacijo).
PSI	Ponudnik storitev izravnave
PVF	Proces za vzdrževanje frekvence
rPPF	Ročen proces za povrnitev frekvence
rRPF	Ročna rezerva za povrnitev frekvence
RTE	Operater prenosnega sistema v Franciji



RVF	Rezerva za vzdrževanje frekvence
SODO	Sistemski operater distribucijskega omrežja
SONDSEE	Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije
SOO	Subjekt(i) odziva odjema (angl. Demand Response Entities) – pojem se uporablja v Franciji v povezavi z odzivom odjema. Pri SOO gre za sredstvo (npr. elektrarna ali naprava, ki omogoča prožnost) in je kvalificirano za ponujanje odziva odjema .
SPTE	Soproizvodnja toplotne in električne energije
SVDEE	Sekcija za vprašanja dobaviteljev električne energije
SWOT	Tehnika strateškega načrtovanja in strateškega upravljanja – angl. Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats
ToE	Transfer of Energy – prenos energije. Pojem se uporablja pri urejanju razmerij med agregatorjem in dobaviteljem.
TP	Tržni plan
USEF	Universal Smart Energy Framework – Združenje za integracijo pametnih omrežij
ZOEE	Zakon o oskrbi z električno energijo
ZP	Zaprta pogodba



1 Uvod

Pomen neodvisnih agregatorjev (NA) je bil naslovljen v direktivi (EU) 2019/944 evropskega parlamenta in sveta – Direktiva o električni energiji [1], ki je del svežnja zakonodajnih predlogov EU o čisti energiji za vse Evropejce (*angl. Clean Energy Package – CEP*) [2]. Ta vse države članice EU zavezuje, da razvijejo regulatorni okvir, ki bo NA omogočil vstop na trg, vendar je veliko podrobnosti izvajanja prepuščeno nacionalni ravni. Agregacijo lahko opredelimo kot združevanje različnih uporabnikov elektroenergetskega sistema (*tj. odjemalci, proizvajalci, prosumerji*), ki navzven delujejo kot en sam subjekt, ko sodelujejo na trgih električne energije ali pri nudenju sistemskih storitev operaterjem prenosnega ali distribucijskega sistema. Na ravni prenosnega sistema so sistemske storitve razdeljene na:

- storitve izravnave (rezerva za vzdrževanje frekvence (RVF), avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (aRPF) in ročna rezerva za povrnitev frekvence (rRPF)) in
- nefrekvenčne sistemske storitve (zagotavljanje regulacije napetosti in jalove moči ter zagon agregatov brez zunanje napajanja)

Na ravni distribucijskega sistema so sistemske storitve del storitev prožnosti. Storitve prožnosti, kot je ta definirana v novem predlogu SONDSEE, pomeni zmožnost uporabnika sistema, da odstopa od svoje predvidene porabe ali proizvodnje električne energije, kot odziv na zunanji signal in zajema odjem, proizvodnjo in hrambo energije. Na distribucijskem sistemu storitve prožnosti obsegajo sistemske storitve in upravljanje prezasedenosti. Storitve prožnosti so:

- regulacija napetosti na lokalnem delu distribucijskega sistema,
- upravljanje preobremenitev lokalnega dela distribucijskega sistema,
- upravljanje zmogljivosti lokalnega dela distribucijskega sistema,
- upravljanje lokalnega otočnega obratovanja v primeru napake v lokalnem delu distribucijskega sistema.

Na tem mestu je potrebno izpostaviti, da od 2. 10. 2023 v Sloveniji družba ELES d.o.o. opravlja vlogo kombiniranega operaterja omrežja (operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja).

Dejavnost NA na trgu lahko povzroči odstopanja v portfelju dobavitelja, kar pri dobaviteljih lahko sproži zahtevo po plačilu nadomestila za izpadle dohodke. Pri pregledu sedanjih praks urejanja razmerja med dobaviteljem in NA je bilo ugotovljeno, da je večina držav vprašanje odstopanj dobaviteljev rešila s korekcijo voznega reda oz. obsega (*angl. perimeter correction*), med tem ko vprašanje plačila morebitnih (dodatnih) nadomestil sproža več polemik.

Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (*angl. Agency For The Cooperation Of Energy Regulators – ACER*) v svojem najnovjšem poročilu glede odziva odjema (*angl. Demand Response*) in razpršenih virov energije [3] ugotavlja, da je napredek pri vzpostavljanju pravnega okvira za nove tržne udeležence na ravni EU neenakomeren. Številne države članice še niso pravno opredelile glavnih vlog in odgovornosti aktivnih odjemalcev (npr. AT, CZ, FI, LU), agregatorjev, vključno z neodvisnimi agregatorji (npr. EE, ES, NL), in energetskih skupnosti državljanov (npr. ES, FI, NO) v skladu z Direktivo o električni energiji [1]. Leta 2022 vloga neodvisnih agregatorjev kot udeležencev na trgu ni bila priznana v enajstih državah članicah [3].

Namen tega dokumenta je predstavitev študije analize stroškov in koristi (*angl. CBA – Cost-Benefit Analysis*) nadgradnje osnovnega modela vključitve NA na trg električne energije oz. oblikovanja novega modela za Slovenijo, skladnega z Zakonom o oskrbi z električno energijo (ZOEE) [4] ter zakonodajnimi predlogi EU iz svežnja CEP [2].



Dokument je strukturiran, kot sledi. V poglavju 2 je narejen povzetek obstoječega modela NA in merilne infrastrukture v Sloveniji, v poglavju 3 pa pregled in povzetek obstoječih ter priporočenih modelov vključitve NA na trg. Pregled modelov je narejen tudi po državah, v katerih je model agregatorstva najbolj razvit ali najdlje prisoten. V poglavju 4 je podan pregled rešitev in primeri iz prakse glede določanja osnovnic. Ker je trenutno pri nas in v Evropi za neodvisno agregacijo najbolj zanimiv trg storitev izravnave, je v poglavju 5 narejen pregled Pravil in pogojev za ponudnike storitev izravnave (PSI) na izravnalnem trgu ELES (v nadaljevanju Pogoji za PSI) [5]. V poglavju 6 je podana SWOT (angl. Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) analiza modelov, ki podpirajo neodvisno agregacijo, in ki predstavljajo najboljši približek trenutnega stanja oz. možne nadgradnje trenutnega stanja. V poglavju 7 je predstavljena analiza stroškov in koristi za trg za dan vnaprej, trg znotraj dneva in trg storitev izravnave, ki bi glede na obravnavane scenarije lahko izhajali iz delovanja NA na slovenskem trgu z električno energijo. Na podlagi povzetka obstoječih in priporočenih modelov vključitve NA na trg, SWOT analize ter analize stroškov in koristi so v poglavju 8 podana priporočila za spremembo oz. nadgradnjo trenutnega modela delovanja NA na slovenskem trgu, ki bi omogočil nadaljnji razvoj neodvisne agregacije na transparenten način in v skladu s priporočili EU. V poglavju 9 je podan povzetek glavnih zaključkov tega dokumenta.



2 Povzetek obstoječega modela neodvisnega agregatorja in merilne infrastrukture v Sloveniji

Trenutna vloga oz. stanje NA v Sloveniji je bila opisana v posvetovalnem dokumentu Agencije za Energijo (AGEN) z naslovom (Neodvisni) agregator na slovenskih trgih električne energije aktualni vidiki¹ [6]. V omenjenem posvetovalnem dokumentu so opisani aktualni vidiki vpliva (neodvisnega) agregatorja v primerih uporabe, konkretno umestitve na organiziran trg oz. bilančno skupino v smislu razmerja z dobaviteljem in drugimi udeleženci, ter korekcijo izračuna obračunske moči.

V Direktivi o električni energiji [1] je NA definiran kot udeleženec trga, ki opravlja dejavnost agregiranja in ni povezan z dobaviteljem odjemalca. Sistematičen pregled možnih storitev, katere bi lahko nudil NA, je bil pripravljen v okviru javnega posvetovanja Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji [7], katerega je izvedla AGEN.

Delovanje NA na trgu z električno energijo v Sloveniji je opredeljeno v Pravilih za delovanje trga z električno energijo [8]. Določila glede NA so bila, deloma tudi kot posledica posvetovanj, ki jih je izvedla AGEN, v Pravilih za delovanje trga razširjena na lokalne trge, tj. trge na ravni distribucijskega elektroenergetskega sistema. V 68. členu Pravil za delovanje trga z električno energijo [8] je opredeljeno, da kot NA lahko deluje vsak član bilančne skupine. Vsak NA lahko prodaja ali kupuje električno energijo v naslednjih oblikah oz. na naslednjih trgih:

- > aRPF, rRPF ali RN pod pogoji, ki jih določi operater prenosnega omrežja;
- > na trgu za dan vnaprej ali trgu znotraj dneva v obliki zaprtih pogodb pod pogoji, ki jih določajo Pravila za delovanje trga z električno energijo;
- > v obliki združljivih produktov storitev prožnosti na drugih trgih, ki lahko vključujejo lokacijsko informacijo o posameznih virih prožnosti in pod pogoji, ki jih določi operater distribucijskega omrežja (ODS ali distribucijski operater)

V primeru delovanja NA na trgih iz druge in tretje alineje, se v bilanci NA količine upoštevajo le v primeru ustrezne prijave zaprtih pogodb. Operater trga je skladno s 68. členom Pravil za delovanje trga z električno energijo določil roke in način izmenjave podatkov glede posredovanja združljivih ponudb iz drugih trgov, ki določajo vključenost lokacijske informacije in glede aktivacij ter količin aktivirane energije iz storitev prožnosti – Dodatna navodila: Proces evidentiranja zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi ter proces bilančnega obračuna [9].

Hkratne aktivacije neodvisnih agregatorjev za namen prodaje ali nakupa na trgih iz druge in tretje alineje so dovoljene in se jih mora enako kot ostale aktivacije evidentirati z zaprtimi pogodbami med agregatorji in dobaviteljem sodelujočega prevzemno-predajnega mesta (PPM). Operater trga (OT) ne preverja upravičenosti in natančnosti prijavljenih količin prožnosti in kot merodajne količine uporabi količine iz evidentiranih zaprtih pogodb. OT tudi ne posega v podatke o meritvah realiziranega odjema oz. proizvodnje.

Vse pogoje glede morebitnega finančnega nadomestila za dobavitelje, ki so neposredno prizadeti zaradi agregatorjevih posegov v obratovanje dobavitelju bilančno pripadajočih merilnih točk oz. PPM ali pogoje glede vrednotenja odstopanj pri kakovosti napovedi dogovorijo med seboj sodelujoči dobavitelji in neodvisni agregatorji. NA mora dobavitelju zagotoviti vsaj obveščanje in verodostojne podatke o aktivirani energiji v časovnih okvirih,

¹ Pri pripravi dokumenta so sodelovale naslednje inštitucije AGEN, Borzen, 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.. Sodelovali so tudi predstavniki Ministrstva za infrastrukturo.



ki omogočajo korekcijo pozicij na trgu, če niso sklenjene zaprte pogodbe. NA pri tem ni dolžan razkriti identitete posameznih PPM oz. merilnih točk.

Operaterji omrežja lahko za namene uporabe prožnosti za izravnavo oz. druge systemske storitve in v primeru distribucijskega omrežja tudi za storitve upravljanja prezasedenosti določijo dodatne oz. drugačne pogoje, razen glede bilančnega upoštevanja količin v registru OT.

Določila glede pogodbe o agregiranju določa 35. člen Pravil za delovanje trga z električno energijo [8]. Pogodba o agregiranju je pogodba, ki jo član bilančne skupine kot agregator ali NA sklene z uporabnikom sistema za namene zagotavljanja prožnosti ter prilagajanja oz. odziva odjema ter proizvodnje. Pogodba o agregiranju je odprta pogodba in se vodi v evidenci odprtih pogodb pristojnega elektrooperaterja. Če je pogodba o agregiranju sklenjena z NA, se realizacija relevantnih PPM oz. merilnih točk bilančno upošteva v bilanci dobavitelja, razen če s Pravili za delovanje trga z električno energijo ni določeno drugače.

Poleg Pravil za delovanje trga z električno energijo pa podlago za delovanje agregatorjev in njihovo vlogo na trgu določajo še nekateri drugi veljavni predpisi: Uredba EU 2017/2195 [10] o določitvi smernic za izravnavo električne energije – podlaga za Pogoje za PSI [5].

Kot izhaja iz poročila o stanju na področju energetike v Sloveniji za leto 2022, objavljenega s strani AGEN [11], je glede na podatke agregatorjev v letu 2022 njihovo delovanje vključevalo 202 uporabnika sistema, za katere se ocenjuje, da so skupaj prispevali 1,05 GWh prožnostne energije. Uporabniki, ki so bili vključeni v portfelje agregatorjev, izvirajo iz različnih sektorjev: proizvajalci električne energije (91 uporabnikov), poslovni odjem (44 uporabnikov), mali poslovni odjem (10 uporabnikov) in gospodinjiski odjem (57 uporabnikov). Uporabniki sistema so se vključevali v portfelje za pokrivanje lastnih potreb oz. potreb bilančne skupine (53 uporabnikov), portfelje s sklenjeno pogodbo o dobavi električne energije (32 uporabnikov), portfelje s sklenjeno pogodbo o agregaciji (77 uporabnikov) ter v portfelje za neodvisno agregacijo (40 uporabnikov), pri čemer so bili lahko hkrati vključeni v več portfeljev.

Skupna količina trgovane energije agregatorjev, določena kot vsota po vseh trgih, je znašala 94,2 GWh, pri čemer je bilo 57,9 % (54.566 MWh) energije trgovane na trgu aRPF; 41,1% (38.745 MWh) na trgu znotraj dneva, 0,8 % (745 MWh) na trgu za dan vnaprej, 0,2 % (145 MWh) na trgu sistemskih storitev aktivacije rRPF ter 0,8 MWh na pilotnih platformah izkoriščanja prožnosti za potrebe distribucije [11].

V praksi vlogo agregatorja na trgih z električno energijo v Sloveniji izvaja NA ali dobavitelj električne energije. Med 17 dobavitelji, dejavnimi ob koncu leta 2022, so 4 izmed njih (Elektro Energija, Gen-I, NGEN in Petrol) delovali tudi kot agregator, Kolektor sETup pa je kot peti udeleženec deloval kot edini NA. Pretežni delež neodvisne agregacije je bil opazen na trgu za dan vnaprej in pri nudenju rRPF, ki pa sta še vedno zajemala samo majhen delež energije trgovane v okviru agregacije. Odvisna agregacija je prevladovala na trgu znotraj dneva, pri nudenju aRPF in pri pilotnih platformah [11].

Na trgu za rRPF je neodvisna agregacija zagotavljala 46 MW moči, odvisna agregacija pa 33 MW moči. Na trgu za aRPF je odvisna agregacija zagotavljala 53 MW zmogljivosti, medtem ko je neodvisna agregacija prispevala le 4 MW [11]. Kljub delovanju petih akterjev in obstoječemu regulatornemu okviru, ki je skladen s CEP, pa je tržni delež neodvisne agregacije na slovenskem trgu, kot to kažejo tržni rezultati, še vedno relativno nizek.

Agregatorji, ki sodelujejo na trgu storitev izravnave, ki so del sistemskih storitev na ravni prenosnega elektroenergetskega omrežja, morajo zagotavljati tehnično ustreznost oz. izpolnjevati vse zahtevane pogoje, opredeljene v Pogojih za PSI [5]. Tehnične zahteve za izvajanje posamezne storitve prožnosti na distribucijskem



sistemu, katerih del so systemske storitve, in sam postopek preverjanja usposobljenosti za izvajanje storitev prožnosti na ravni distribucijskega sistema so določeni v osnutku SONDSEE, Priloga 7 – Navodilo za storitve prožnosti v DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12]. Pregled določil relevantnih za to študijo je predstavljen v poglavju 5.

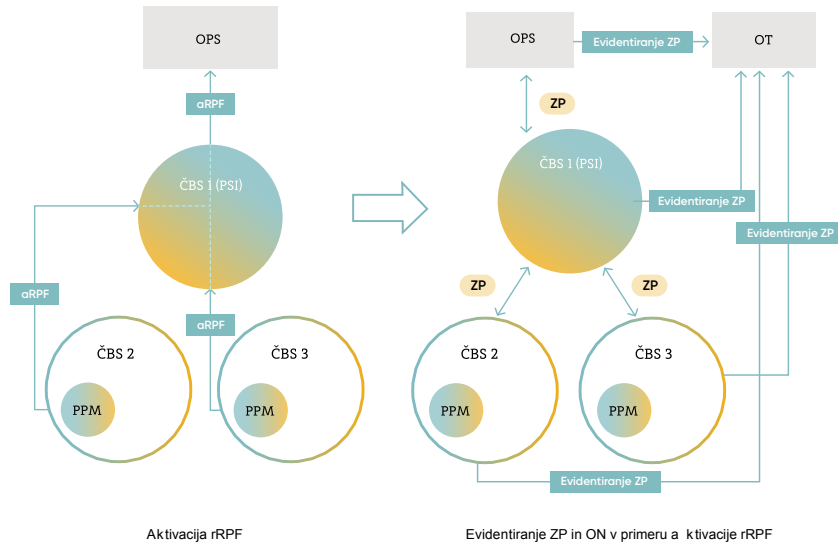
Trenutna ureditev v Slovenji predvideva, da mora biti vsak PSI (vključno z NA) član bilančne skupine, kar v praksi pomeni, da svojo bilančno odgovornost ureja z OT bodisi s podpisom bilančne pogodbe (kar vključuje predložitev kritij) bodisi z izravnalno pogodbo z odgovornim članom bilančne skupine (*OBS angl. Balancing Responsible Party – BRP*), kjer je vključen v sistem kritij OBS. Če PSI koristi tudi PPM, kjer je dobavitelj, je oz. mora biti vključen v bilančno shemo za pridobitev statusa dobavitelja. Trenutna ureditev je torej že skladna z določbo iz svežnja CEP, da so udeleženci na trgu, ki so dejavni na področju agregiranja, finančno odgovorni za bilančna odstopanja, ki jih povzročajo v elektroenergetskem sistemu. Vendar pa so po trenutno veljavni ureditvi odgovorni le za del, ki prizadene njihovo bilanco, ne pa tudi za del, ki prizadene dobavitelja. Če pride do dogovora med dobaviteljem in NA (PSI) glede prenosa količin aktivirane prožnosti, lahko v bilanci NA ostanejo le odstopanja (v kontekstu delovanja PSI), ki so posledica razlik med aktivacijo in realizacijo pri aRPF in rRPF. Da pa bi se v celoti izničil učinek na dobavitelja, pa bi morala na podlagi realiziranih količin biti izvedena bodisi pogodba bodisi korekcija pri dobavitelju.

Vpliv NA pa ni zamejen le na veleprodajni trg, temveč vpliva tudi na obračunavanje omrežnine. Določitev obračuna omrežnine uporabniku sistema, ki sodeluje pri zagotavljanju sistemskih storitev, določa 21. člen Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje [13] Uradni list RS 146/22, 161/22, 50/23, 71/23, 117/23. Ta določa, da se uporabniku sistema, ki zagotavlja systemske storitve, ne obračuna omrežnine za presežno moč za vsak posamezen obračunski interval z aktivacijami sistemskih storitev, ki jih uporabnik sistema zagotavlja elektrooperaterju

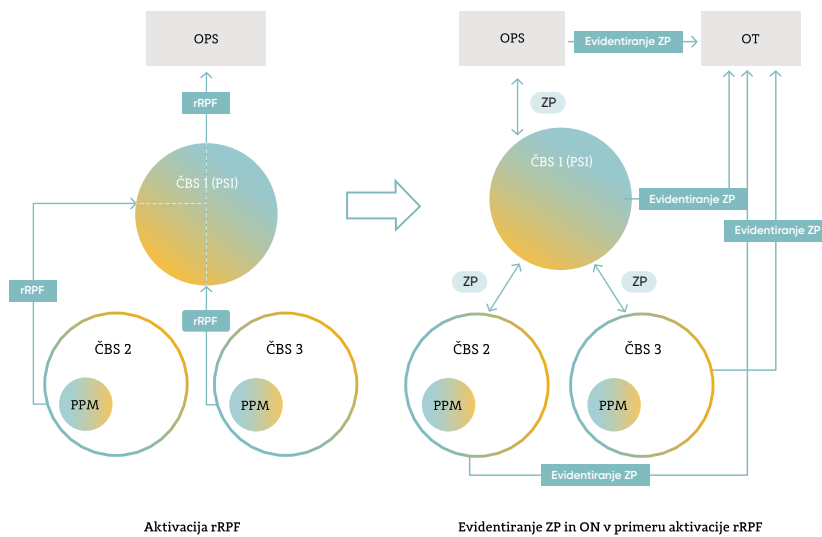
2.1 Trenutna ureditev urejanja razmerij med NA in dobavitelji

Trenutno veljavna rešitev (ob upoštevanju preostale regulative ter dostopnosti podatkov) predvideva, da se t. i. energetski deficit (del energije, ki je koriščen za storitev izravnave in je privzeto bilančno zaveden pri dobavitelju) nadoknadi z zaprto pogodbo med dobaviteljem in PSI (tj. tudi NA), katera se evidentira pri OT v procesu priprave voznega reda. Navodila OT pojasnjujejo le način evidentiranja, sama sklenitev pogodbe pa je v domeni pogodbenih strank. V primeru neusklajene prijave OT pogodbeni stranki najprej pozove k odpravi neusklajenosti. V kolikor se pogodbeni stranki o prijavi sami ne moreta uskladiti, OT ne sprejeme prijave pogodbe oz. se upošteva količina, ki je enaka nič – Pravila za delovanje trga z elektriko (UL RS 163/2022) [8], 3. Evidentiranje zaprtih pogodb, člen. 53.

Razmerje med operaterjem prenosnega sistema (OPS) in ponudnikom storitve izravnave (PSI) se v primeru aRPF ureja s korekcijo tržnega plana (TP), v primeru rRPF pa se ureja z zaprto pogodbo, evidentirano med OPS in PSI. Shematsko evidentiranje zaprte pogodbe (ZP) obratovalne napovedi (ON) za primer aRPF prikazuje Slika 1, za primer rRPF pa Slika 2.



Slika 1: Shematski prikaz aktivacije aRPF in evidentiranja ZP za primer aktivacije aRPF, vir slike [6].



Slika 2: Shematski prikaz aktivacije rRPF in evidentiranja ZP za primer aktivacije rRPF, vir slike [6].

V obeh primerih na slikah PSI (tudi agregator v vlogi PSI) koristi PPM dveh drugih dobaviteljev (Član bilančne skupine – ČBS 1 in ČBS 2).

2.2 Podatki in merilna infrastruktura

Poseben poudarek je potrebno nameniti vprašanju podatkov in razpoložljive merilne infrastrukture. Glede merilne infrastrukture je glavno vprašanje, katere merilne naprave uporabiti za namen obračuna trga. Pogoji za PSI, ki sodelujejo na izravnalnem trgu ELES, glede meritev, so povzeti v poglavju 5. Pametne merilne naprave oz. pametni števeci omogočajo merjenje vseh značilnih energijskih produktov, zato tehničnih omejitev glede samih merilnih naprav ni. Težava je na ravni celotnega naprednega merilnega sistema (NMS) oz. merilne infrastrukture, kamor so pametni



števci integrirani, kjer so ozko grlo predvsem telekomunikacijske zmožnosti. To velja tudi za Slovenijo. Potrebno je upoštevati redundanco meritev in določiti mehanizme v primeru odstopanja meritev različnih merilnih naprav, kot je to izvedeno za PSI, ki sodelujejo na izravnalnem trgu ELES. Na ravni distribucijskega sistema so funkcionalne zahteve glede merilne infrastrukture določene v trenutno veljavnem dokumentu Sistemski Obratovalna Navodila za Distribucijski Sistem Električne Energije (SONDSEE) [14], kjer člen 177. določa minimalne funkcionalne zahteve za merilno in komunikacijsko opremo. V novem osnutku SONDSEE [15] pa so določila glede števecv električne energije opisani v razdelku VII.2.1. Števci električne energije.

Iz navedenih dokumentov je razvidno, da so podatki števecv lahko dostopni tudi ostalim uporabnikom sistema. Osnovni oz. najpomembnejši tehnični pogoj za sodelovanje v odzivu odjema je razpoložljivost pametnih števecv, konkretno števecv druge generacije, ki omogočajo zajem podatkov na 15-min časovni resoluciji.

Do Aprila leta 2023 je delež vgrajenih obračunskih števecv vključenih v NMS znašal več kot 90 %, konec leta 2023 pa je ta delež glede na podatke kombiniranega operaterja omrežja ELES-a znašal že več kot 95 %. Ob tem je bil delež uporabnikov z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih merilnih podatkov za obračun (obračunski podatki za minuli mesec (M-1)) do konca Aprila 2023 manjši od 80 % [11]. Vsakemu ponudniku sistemskih storitev (tudi storitev izravnave) in vsakemu odjemalcu, ki želi postati aktivni odjemalec, mora distribucijski operater skladno z zakonodajo namestiti ustrezen pametni števec. Ta števec mora ustrezati zahtevam določenim v SONDSEE, kar pa v praksi ne pomeni nujno tudi, da ta števec ustreza zahtevam določenim v Pogojih za PSI.

Strošek dobave, montaže in ožičenja merilne opreme na merilnem mestu uporabnika distribucijskega sistema znaša v rangi med 100-300 EUR [16]. Za vzpostavitev sistema pod merjenja oz. podrednih meritev (*angl. submetering*) lahko privzamemo podoben ali nižji strošek.

V novem osnutku SONDSEE [15], člen 218. govori o storitvah za podredne meritve, člen 284. pa o frekvenci pošiljanja podatkov. Storitve za podredne meritve omogočajo sprejem in izmenjavo merilnih podatkov, ki izhajajo iz merjenja količin energije in moči s števecv in merilnih naprav nameščenih na t. i. dodatnem merilnem mestu (podredne meritve). Distribucijski operater preko svojega NMS v okviru enotne vstopne točke nacionalnega podatkovnega vozlišča omogoča storitve za podredne meritve. Podatki podrednih meritev izvirajo iz opreme in sistemov, ki niso del NMS distribucijskega operaterja. Distribucijski operater odgovarja samo za storitve za podredne meritve, ki jih izvaja v okviru enotne vstopne točke nacionalnega podatkovnega vozlišča. V podatke, ki ne izhajajo iz NMS distribucijskega operaterja in jih zagotavljajo tretje osebe, distribucijski operater ne posega, jih validira in nadomešča.

Obračunske podatke distribucijski operater enkrat mesečno posreduje dobavitelju, ki je registriran v enotni evidenci merilnih točk za obračunsko obdobje. Te podatke distribucijski operater posreduje tudi končnemu odjemalcu. Merilni oz. obračunski podatki se posredujejo na enoten način, uporabniku sistema na računu in dobavitelju v elektronski obliki.

Uvedba sistema podrednih meritev bi pomenila dodatne stroške za sistem, vendar bi poenostavila določanje osnovnic. USEF v priporočilih glede NA navaja, da bi za optimalno delovanje trga merjenje odziva odjema oz. aktivirane prožnosti moralo biti omogočeno na ravni posamezne naprave [17]. Slednje zahteva virtualno točko prenosa energije na podlagi podrednih meritev. Register naprav, ki omogočajo prožnost, (*angl. Flexibility Resource Register – FRR*), kot je ta predlagan v [18], zbira informacije o dejanskih aktiviranih količinah (tudi na podlagi primerjave z osnovnicami oz. referenčnimi vrednostmi) na ravni posamezne naprave kot tudi na ravni PSI oz. agregatorja. V osnutku novih mrežnih kodeksov za odziv odjema pa je predvideno, da register naprav, ki omogočajo prožnost, vsebuje samo podatke o ponudnikih in virih, ter podatke o predkvalifikacijah, brez podatkov o aktiviranih količinah [19].

3 Povzetek obstoječih in priporočenih modelov vključitve neodvisnega agregatorja na trg z električno energijo po državah

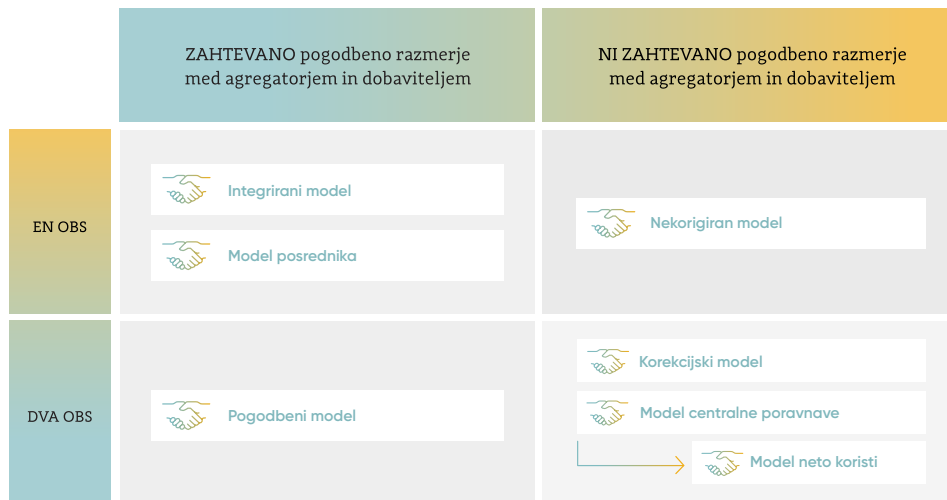
Nov tržni subjekt oz. udeleženec na trgu električne energije NA je opredeljen v členu 17. direktive EU 2019/944 [1]. Prenos omenjene direktive v nacionalno zakonodajo držav članic EU naj bi bil izveden do 31. 12. 2020, vendar je v več državah članicah še vedno v teku. Evropska komisija je preko skupnega raziskovalnega središča (*angl. Joint Research Centre – JCR*) izvedla pregled napredka pri odpiranju elektroenergetskih trgov za odziv odjema, še posebej v povezavi s statusom neodvisne agregacije s poudarkom na malih končnih uporabnikih. Konec leta 2021 je bila agregacija malih končnih uporabnikov in njeno sodelovanje na vsaj enem trgu, bodisi preko NA bodisi preko dobavitelja zakonsko dovoljena in tehnično možna v 22 državah članicah EU. Vendar je potrebno poudariti, da je stopnja razvitosti oz. odprtosti trga za NA med državami članicami precej različna. Status NA na ravni EU zato opisuje širok spekter različnih kategorij in ga ni mogoče opredeliti zgolj z eno samo kategorijo. Konec leta 2021 je bilo tako glede na poročilo JCR, NA, ki združuje majhne končne uporabnike, mogoče najti le v sedmih državah. To so Belgija, Danska, Estonija, Finska, Francija, Madžarska in Romunija [20]. Stopnjo razvitosti elektroenergetskega trga po državah članicah EU v omenjenem kontekstu prikazuje Slika 3.



Slika 3: Stopnja razvitosti trga za odziv odjema in delovanje NA po državah EU, vir [20].

Povzetek statusa odziva odjema in agregatorjev, ter dostopni trgi, na katerih omenjena subjekta lahko sodelujeta, za zadnjih 20 držav iz zgornje preglednice podaja Priloga 2 – Status odziva odjema in agregatorjev po državah EU.

V nadaljevanju tega poglavja je podan pregled implementacij modelov NA v Evropi in njihove vključitve na trge z električno energijo. Poudarek je na štirih državah: Avstriji, Franciji, Finski in Veliki Britaniji, ki služijo kot primer iz prakse. Izbrane države predstavljajo primer države z največjo stopnjo razvitosti neodvisne agregacije (Francija), primer kjer ima sodelujoči v študiji družba Cybergrid praktične izkušnje glede delovanja neodvisne agregacije na trgu (Avstrija) in primera dobrih praks, pri katerih lahko določene vzporednice potegnemo tudi za primer Slovenije (Finska in Velika Britanija). Glede na nerazvitost oz. nizko razvitost lokalnih elektroenergetskih trgov [3] je pregled orientiran predvsem na veleprodajne in izravnalne trge. Rezultati so strnjeni v povzetek obstoječih modelov NA skupaj z značilnostmi, prednostmi in slabostmi. USEF klasifikacija definira 6 različnih implementacijskih modelov agregacije, kot to prikazuje Slika 4.



Slika 4: USEF klasifikacija modelov agregacije prožnosti, vir [21].

USEF je poizkušal spraviti najpomembnejše značilnosti posameznih modelov na skupni imenovalec, vendar se v praksi potem pojavljajo precejšnje razlike v implementaciji in izvajanju podrobnosti posameznega modela, kot tudi kombinacije različnih modelov ali neke vrste hibridni modeli, pri čemer se zabrišejo jasne meje oz. razlike med modeli. Vsak od modelov ima namreč določene prednosti in omejitve, vsaka država pa prilagodi pravila svoji specifični situaciji na trgu. V različnih državah se tako trenutno pojavljajo različni modeli izvajanja agregatorstva. Več o teh modelih je na voljo v "USEF: Work Stream On Aggregator Implementation Models" [21].

Modeli, ki podpirajo neodvisno agregacijo in običajno ne zahtevajo pogodbenega razmerja med agregatorjem in dobaviteljem oz. njegovo bilančno skupino, po USEF klasifikaciji so:

- Nekorigiran model (*angl. Uncorrected*),
- Model centralne poravnave (*angl. Central settlement*) – kompenzacijski model in
- Korekcijski model (*angl. Corrected*).

Modeli, ki zahtevajo pogodbeno razmerje med agregatorjem in dobaviteljem oz. njegovo bilančno skupino, pa so:

- Integrirani model (*angl. Integrated*)
- Model posrednika (*angl. Broker*) in
- Pogodbeni model (*angl. Contractual*)

V obeh primerih je potrebno razlikovati med modeli, kjer je prisoten en ali dva OBS. V splošnem modeli z dvema OBS (pogodbeni, korekcijski in model centralne entitete) otežujejo proces porazdelitve bilančne odgovornosti, modeli z enim OBS (integrirani, model posrednika in nekorekcijski) pa agregatorje omejujejo pri vrsti produktov prožnosti in trgih, ki jih lahko razvijejo oz. na katerih lahko nastopajo.

Tabela 1 prikazuje povzetek treh modelov, ki urejajo nadomestilo med NA in dobaviteljem in so v uporabi v praksi pri določenih državah.



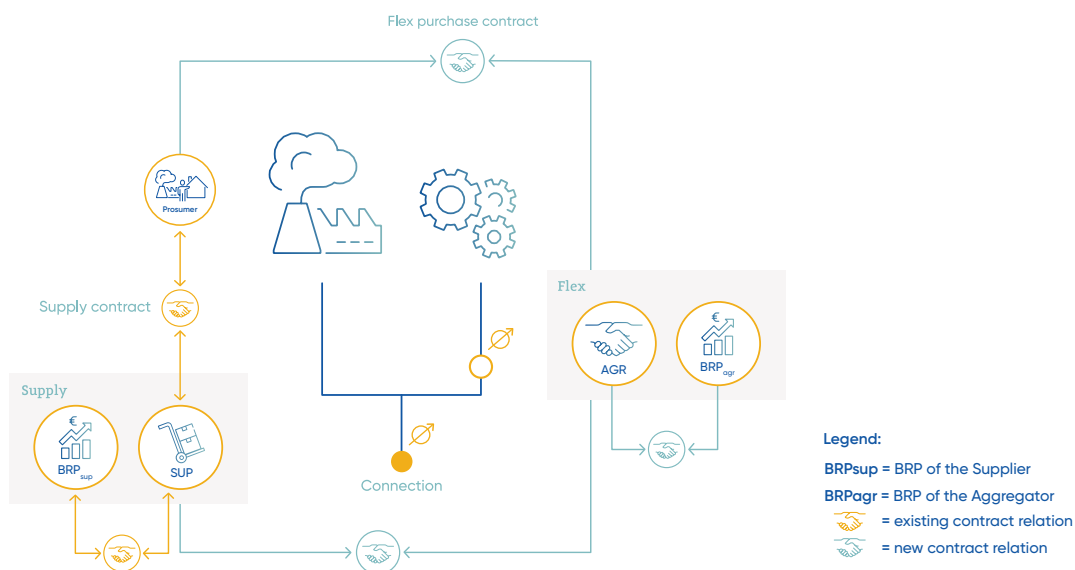
Tabela 1: Povzetek treh modelov, ki urejajo nadomestilo med NA in dobaviteljem, vir [22].

	Kompensacijski model	Korekcijski model	Pogodbeni model
Kakšna je velikost nadomestila?	Določí se z metodologijo odobreno s strani regulatorja	Maloprodajna cena	Dvostranski dogovor med NA in dobaviteljem
Kdo plača nadomestilo?	Običajno NA	Običajno odjemalec preko računa za elektriko, možnosti posredovanja stroška NA	Običajno NA
V katerih državah je implementirano	Švica, opcijsko v Franciji in Belgiji	Veliki odjemalci v Franciji, v načrtu v Nemčiji	opcijsko v Franciji in Belgiji

Pri implementaciji kompensacijskega modela je pomembna razlika med Francijo in Belgijo v tem, da je francoski OPS vzpostavil centralno platformo, preko katere potekajo poravnava in finančni tokovi. Tovrstno izvajanje kompensacijskega modela v praksi predstavlja zgoraj omenjen model centralne poravnave.

3.1 Pogodbeni model

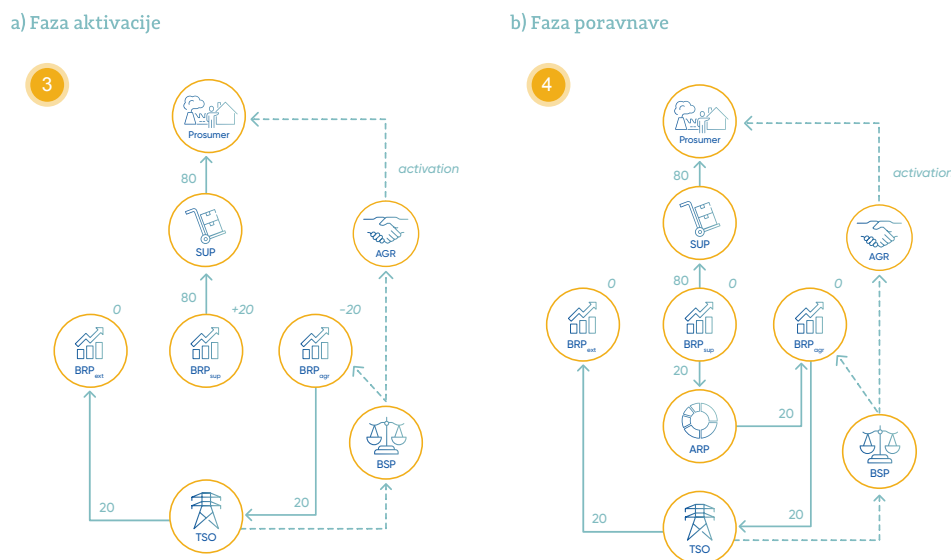
Trenutna ureditev delovanja NA v Sloveniji je glede na USEF klasifikacijo najbližja pogodbenemu modelu. Pri nujenju sistemskih storitev ima agregator zaprto pogodbo z OPS. V primeru, da NA koristi sredstvo oz. napravo za PPM, ki je v bilančni skupini dobavitelja, potem NA z nujenjem sistemskih storitev vedno odstopa, pri čemer je smer odstopanja odvisna od smeri nujenja sistemskih storitev. Enako velja, če bi agregator npr. nudil prožnost na trgu za dan vnaprej ali znotraj dneva. Po trenutni ureditvi se tako dobavitelju kot tudi agregatorju obračuna odstopanja po ceni odstopanj, kar je, vsaj kar zadeva dobavitelja, lastnost nekorigiranega modela. Vendar glede na slednjega agregator ni odgovoren za odstopanja, zato trenutne ureditve v Sloveniji, v primeru da ne pride do dogovora med dobaviteljem in NA, ne moremo tretirati kot nekorigiran model niti kot pogodbeni model. Razmerja med tržnimi udeleženci pri pogodbenem modelu prikazuje Slika 5.



Slika 5: Razmerja med tržnimi udeleženci pri pogodbenem modelu, vir slike [21].



Primer: Aktivacijo in poravnavo za primer pogodbenega modela po USEF klasifikaciji prikazuje Slika 6. Preko agregatorja se izvede aktivacija prožnosti v smeri zmanjšanja odjema. Odjem pri odjemalcu oz. prosumerju, ki je vključen v aktivacijo, se zmanjša iz npr. 100 na 80 enot. Dobavitelj je v svojem tržnem planu napovedal odjem 100 enot, vendar glede na aktivirano prožnost prosumerju dobavi in zaračuna samo 80 enot, kar pomeni, da je njegova pozicija dolga in odstopa za 20 enot. Agregator na drugi strani je dobavil 20 enot prožnosti, vendar te energije ni napovedal in je zato njegova pozicija kratka za 20 enot. V fazi poravnave se količina aktivirane prožnosti (20 enot), ki je bila zagotovljena OPS, preko bilateralne pogodbe prenese iz bilančne skupine dobavitelja v bilančno skupino agregatorja. Preko te se popravi obseg obeh bilančnih skupin (bilančne skupine dobavitelja in bilančne skupine agregatorja) in popravi odprte pozicije za dobavo energije.



Slika 6: Primer aktivacije in poravnave za pogodbeni model, vir slike [21].

Opisan primer velja, če se zgodi t. i. popolna aktivacija, se pravi da količina aktivirane prožnosti popolnoma ustreza količini prodane prožnosti. V praksi pa lahko pride do odstopanj teh količin (npr. v prejšnjem primeru je bila zahteva za prožnost 20 enot, dejanska aktivirana prožnost pa je lahko samo 15 enot). V tem primeru ima agregator, tudi v primeru da pride do bilateralnega dogovora z dobaviteljem (za količino dejanske aktivirane prožnosti 15 enot), odstopanje, ki predstavlja razliko med prodano in dejansko aktivirano prožnostjo (5 enot), katero se poravnava preko mehanizma odstopanj.

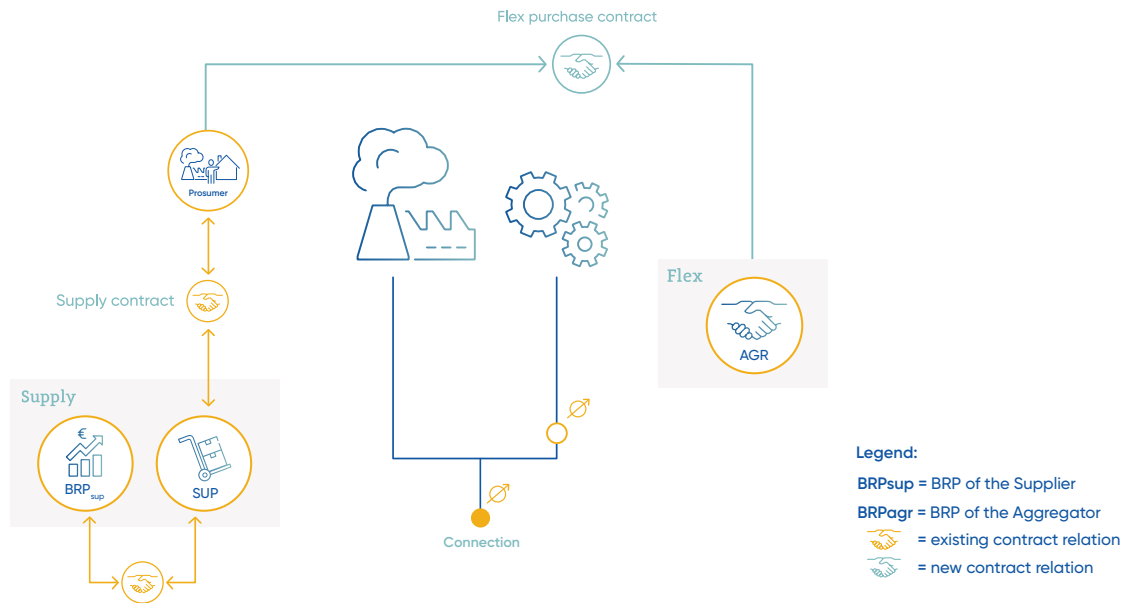
3.2 Nekorigiran model

Bilančna odgovornost

Pri uporabi nekorigiranega modela agregator ne nosi bilančne ali finančne odgovornosti za odstopanja, ki nastanejo ob aktiviranju prožnosti, saj ni vključen v bilančno shemo (ni del bilančne skupine). Vsa bilančna odgovornost je na strani dobavitelja oz. njegove bilančne skupine. Vozni red (tj. portfelj) dobaviteljeve bilančne skupine je po aktivaciji prožnosti v odstopanju, sistemski operater ali OBS pa neravnovesja ne popravi. Kadar se ta model uporablja pri storitvah izravnave, bo aktivacija prožnosti najverjetneje pripomogla k izravnavi sistema, kar se bo nato štelo kot pasivni prispevek dobaviteljeve bilančne skupine. Zaradi pasivnega prispevka k izravnavi (tj. pasivne pomoči pri izravnavi regulacijskega območja) se lahko OBS finančno kompenzira preko mehanizma za poravnavo odstopanj oz. bilančnega obračuna [23]. Bilančna skupina dobavitelja ima v primeru zmanjšane odjema končnih odjemalcev pozitivno odstopanje. V nekorigiranem modelu je to odstopanje plačano v sklopu bilančnega obračuna,

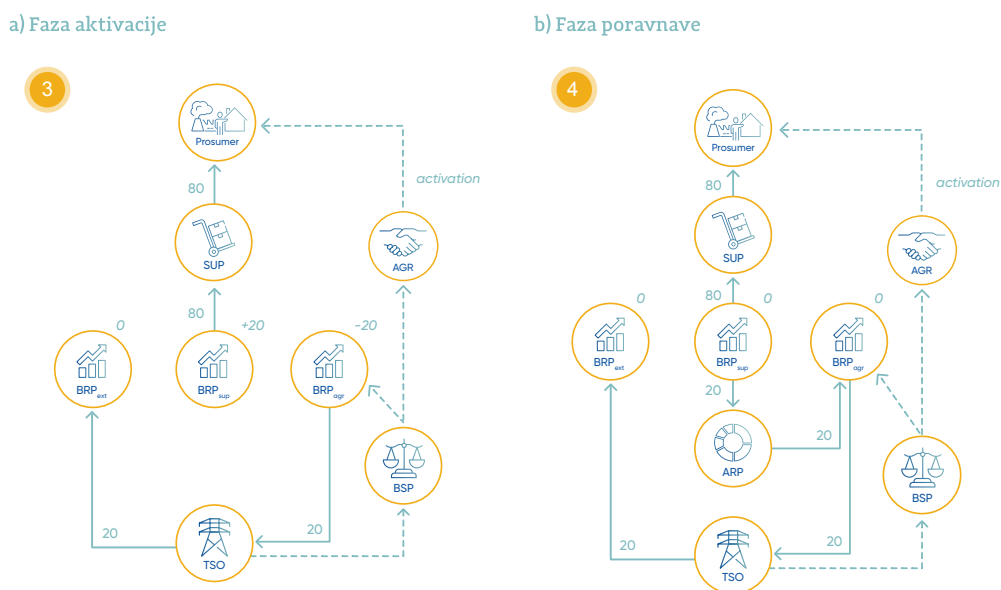


preko katerega se dobavitelju posredno pokrijejo stroški za višek kupljene energije. Kompenzacija lahko stroške dobavitelja pokrije v celoti ali samo delno, kar je odvisno od dejanskih stroškov preveč zakupljene energije in same cene odstopanj. Shematično razmerja med tržnimi udeleženci pri nekorigiranem modelu prikazuje Slika 7.



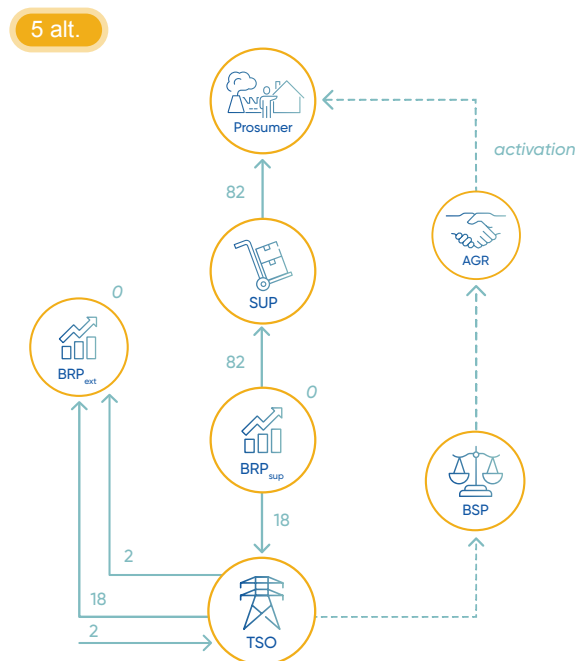
Slika 7: Razmerja med tržnimi udeleženci pri nekorigiranem modelu, vir slike [21].

Primer: Aktivacijo in poravnavo za primer nekorigiranega modela prikazuje Slika 8. Pri nekorigiranem modelu je agregator povezan s PSI, kateri sproži aktivacijo prožnosti. Agregator zmanjša odjem pri uporabniku za npr. 20 enot, kar povzroči odstopanje dobavitelja oz. njegove bilančne skupine. Dobavitelj je npr. napovedal odjem 100 enot, dobavil pa jih je zgolj 80. Preostanek, se pravi 20 enot, se v fazi poravnave obračuna preko mehanizma odstopanj. Če mehanizem odstopanj nagraduje pasivni prispevek k vzpostavitvi ravnovesja v sistemu oz. izravnavi, potem je dobavitelj oz. njegova bilančne skupine za 20 enot prožnosti plačana po ceni odstopanj.



Slika 8: Primer aktivacije in poravnave za nekorigiran model, vir slike [21].

Tudi v tem primeru v praksi lahko pride samo do delne aktivacije prožnosti, se pravi da so količine prodane in dejansko aktivirane prožnosti različne. Razliko količin nadoknadi OPS, PSI pa za neizpolnjevanje obvez lahko plača penale. Ta primer prikazuje Slika 9.



Slika 9: Nekorigiran model – primer nepopolne aktivacije, vir slike [21].

Bilančno stanje

Nekorigiran model neposredno ne izravna bilančne skupine. Če pa se pasivni prispevek k izravnavi poravnava preko mehanizma za poravnavo odstopanj, se dobaviteljeva bilančna skupina posredno poravnava za dobavljeno prožnost po ceni odstopanj [23].

Izmenjava in varovanje informacij

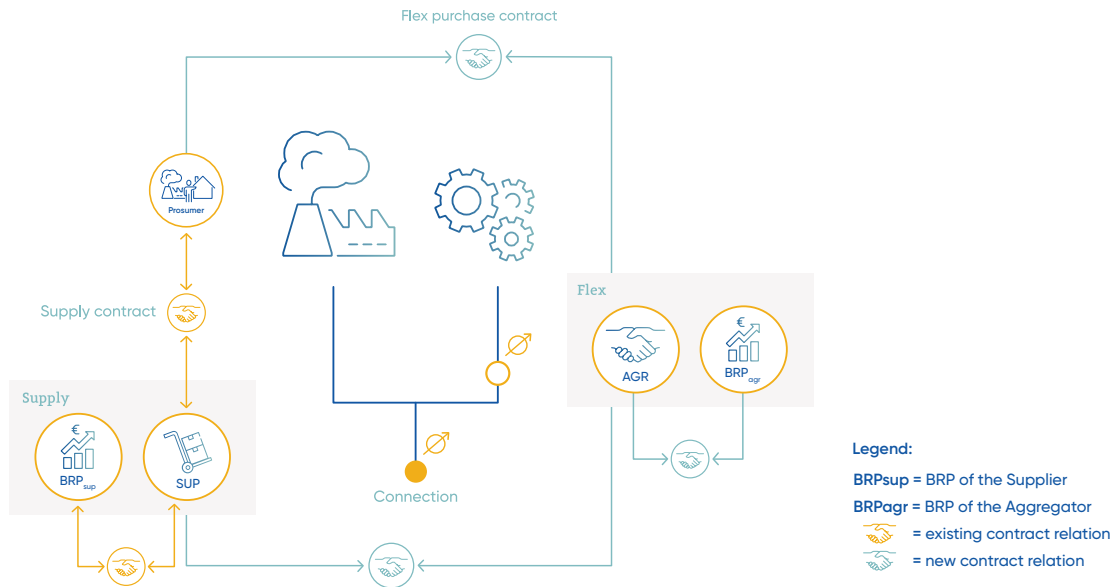
Izmenjava informacij pri nekorigiranem modelu ni potrebna, razen izmenjave informacij, ki so potrebne za sodelovanje na trgih ali pri direktnem nujenju storitev. Dobavitelj ne prejme nobenega sporočila, ki bi razkrilo aktivnosti agregatorja. To sicer ne izključuje možnosti, da dobavitelj na podlagi merilnih podatkov in z analizo rabe oz. odjema električne energije svojih odjemalcev ugotovi prisotnost agregatorja [23].

3.3 Model centralne poravnave

Bilančna odgovornost

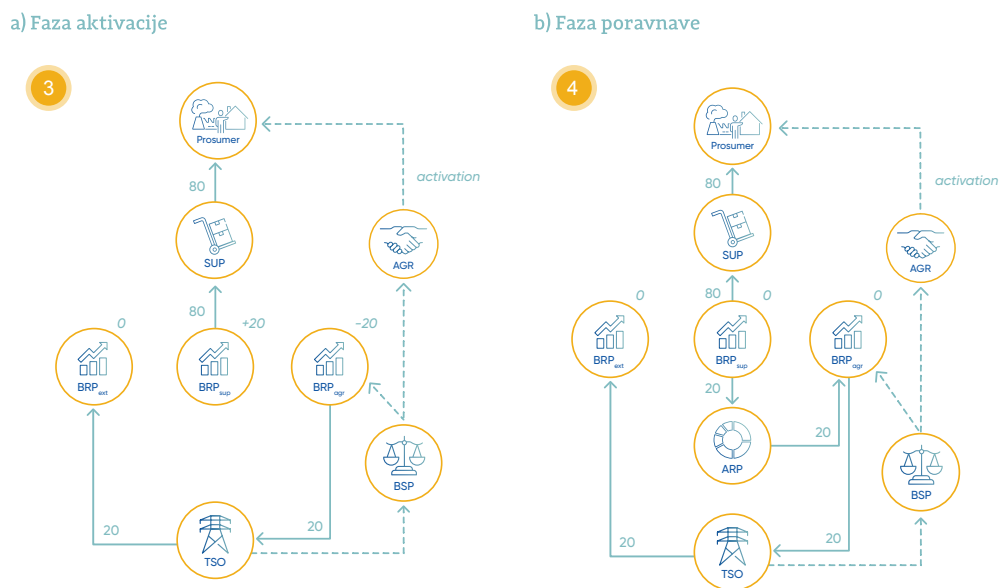
Pri modelu centralne poravnave je agregator bilančno ali finančno odgovoren za odstopanja, ki jih lahko povzroči med aktivacijo virov prožnosti, pri ostalih tržnih udeležencih (tj. dobaviteljih). Poleg tega lahko nekateri modeli od agregatorja zahtevajo odgovornost tudi za učinek odboja, ki ga povzroči aktiviranje prožnosti, in se običajno pojavijo po aktivaciji [23].

Ker se aktivacija prožnosti obravnava kot odstopanje od voznega reda dobaviteljeve bilančne skupine, centralni subjekt (tj. operater omrežja ali OT) popravi vozni red dobaviteljeve bilančne skupine tako, da odšteje ali doda odstopanje, ki ga je povzročil agregator. To je znano tudi kot prilagajanje odstopanj [23]. Razmerja med tržnimi udeleženci za primer modela centralne poravnave prikazuje Slika 10.



Slika 10: Model centralne poravnave, vir slike [21].

Primer: Aktivacijo in poravnavo za primer modela centralne poravnave prikazuje Slika 11. V prikazanem primeru se prožnost v količini 20 enot dobavi OPS. Dobavitelj je napovedal odjem 100 enot, vendar je zaradi aktivirane prožnosti dobavil samo 80 enot, kar pomeni, da se sooča z odprto pozicijo za razliko. Agregator je na drugi strani dobavil 20 enot prožnosti, kar ni napovedal, in ima prav tako odprto pozicijo v nasprotni smeri kot dobavitelj. V procesu poravnave centralna entiteta popravi obseg obeh bilančnih skupin (dobaviteljeve in agregatorjeve), s tem da prenese energijo aktivirane prožnosti iz bilančne skupine dobavitelja v bilančno skupino agregatorja. Centralna entiteta v tej fazi poskrbi tudi za finančno poravnavo med agregatorjem in dobaviteljem na podlagi vnaprej določene cene za prenos energije. Agregator dobavitelju plača kompenzacijo določeno kot produkt količine aktivirane prožnosti (MWh) in cene za prenos energije (EUR/MWh).



Slika 11: Primer aktivacije in poravnave za model centralne poravnave, vir slike [21].



Opisan primer velja, če je aktivacija prožnosti popolna, tj. aktivirana količina prožnosti v celoti ustreza zahtevi po prožnosti. Kot že omenjeno, je v praksi aktivacija prožnosti lahko različna od zahteve. V tem primeru se uredita prenos energije in poravnava zgolj za količino dejansko aktivirane prožnosti. Razlika kot rezultat nepopolne aktivacije prožnosti pa ostane v bilančni skupini dobavitelja in se poravna preko poravnave odstopanj..

Bilančno stanje

Model centralne poravnave omogoča prenos energije prek centralnega subjekta oz. entitete, operaterja omrežja ali OT. Cene za prenos energije (tj. prožnosti) ureja nacionalni regulativni organ, kot je npr. v Sloveniji AGEN. V skladu s to ureditvijo NA plača za pridobljeno energijo centralni entiteti regulirano ceno, ta pa plačilo prenese dobavitelju. V primeru povečanja odjema ali zmanjšanja proizvodnje sta prenos energije in plačilo izvedena v nasprotni smeri [23].

Kadar pridobljene energije ne kompenzira agregator, temveč celotna družba ali drugi tržni subjekti, ki imajo koristi od aktivacije prožnosti, postane model centralne poravnave "model neto koristi" [24]. Koncept se uporablja v ZDA, v Evropi pa se urejajo pravila, ki bodo ta model omogočila v Luksemburgu in Veliki Britaniji [24], [25]. Vključitev odziva odjema v smeri zmanjšanja odjema na trgu zmanjša potrebo po proizvodnji električne energije, ter zniža tržne cene energije. Upoštevanje modela neto koristi je smiselno v primerih, ko splošne koristi zmanjšajo ali presežejo stroške in je posledica v skupnem seštevku koristna za trg, se pravi, da predstavlja neto korist.

Model neto koristi

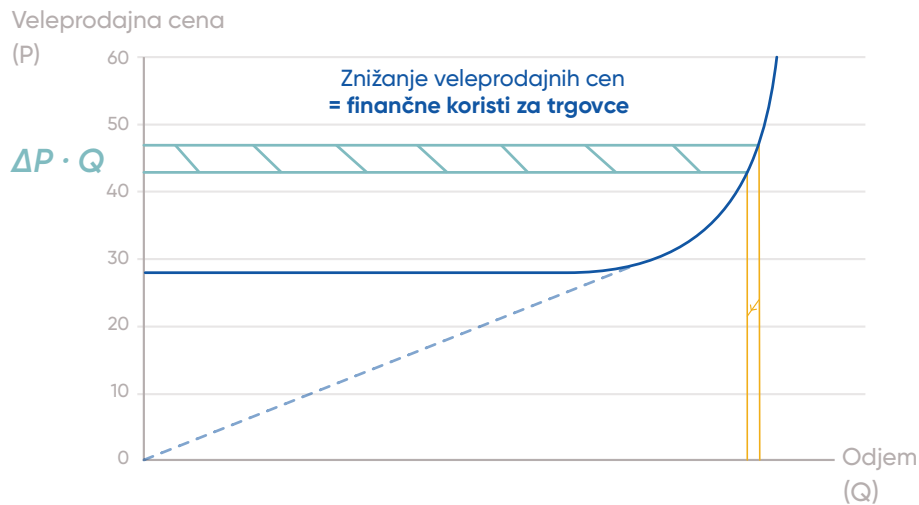
Morebitna finančna kompenzacija s strani NA bi morala biti strogo omejena na kritje stroškov, ki jih imajo dobavitelji sodelujočih odjemalcev, oz. na bilanco stanja dobavitelja med aktivacijo prožnosti s strani NA. Metoda za izračun kompenzacije oz. nadomestila lahko upošteva koristi, ki jih delovanje NA prinese drugim tržnim udeležencem. V tem primeru se lahko zahteva, da ostali tržni udeleženci prispevajo h kompenzaciji, vendar le v obsegu dejanskih koristi, ki jih pridobijo, in v obsegu dejanskih stroškov kompenzacije. Koristi za dobavitelje, četudi neto korist ni izračunana, so nižji stroški nabave električne energije in manjša volatilitnost cen na trgu. V primeru znižanja odjema s strani NA je lahko dobavitelj oz. njegova bilančna skupina plačan oz. pasivno kompenziran za pozitivno odstopanje, enako kot to velja za vse ostale primere pozitivnega odstopanja. Če je cena odstopanj primerno določena oz. odraža realne stroške zakupljene vendar nedobavljene energije odjemalcem, potem ni podlage za kakršno koli drugo nadomestilo oz. kompenzacijo. Opisano velja samo za primer zmanjšanja odjema, na katerega se model neto koristi nanaša.

Glavno vprašanje je, ali se v metodologiji izračuna kompenzacije dobavitelju upošteva tudi posredne koristi, katere slednji ima:

- če ja, potem je potrebno kompenzacijo dobaviteljem zmanjšati na račun neto koristi,
- če ne, potem se pri kompenzaciji upoštevajo samo stroški brez koristi.

Če se pri kompenzaciji upoštevajo samo stroški brez koristi, potem to lahko predstavlja oviro za udeležence na trgu, ki se ukvarjajo z agregiranjem oz. ponujanjem storitev prožnosti. Možnost upoštevanja koristi pri določanju kompenzacije je predlagana tudi v dokumentih, ki so del CEP. Neto korist se določi kot celotna korist minus stroški in razdeli med vse tržne udeležence. Neto korist se ugotavlja z vidika sistema in ne posameznih tržnih udeležencev, kajti njihov interes je glede na njihovo pozicijo na nakupni oz. prodajni strani različen. Pri upoštevanju modela neto koristi NA prispeva svoj del h kompenzaciji le, če koristi ne presegajo stroškov. Tudi pri modelu neto koristi so torej dobavitelji, katerih odjemalci so vključeni v odziv odjema, kompenzirani. Obenem pa ta model oz. oblika delovanja za agregatorje ne predstavlja (pre)velikih ovir za nastop na trgu. Dodatna vzpodbuda za njih je tudi ta, da na trgu odziv odjema oz. prožnost zagotavljajo predvsem v obdobjih visokih cen, saj se tako maksimizira celotna korist. Neto korist kot rezultat odziva odjema se lahko določi z upoštevanjem količin prožnosti oz. odziva odjema in tržnih

podatkov (krivulj ponudbe in povpraševanja). Razlika cene na trgu se lahko določi z novimi količinami povečanega/zmanjšane odjema, ki ustrezajo količinam odziva odjema oz. količinam prožnosti dovedenim s strani NA, ali z odstranitvijo/dodajanjem najcenejših ponudb za dobavo z enakim obsegom, kot to prikazuje Slika 12.



Slika 12: Vpliv odziva odjema oz. prožnosti na cene na veleprodajnem trgu.

Neto korist je določena kot produkt spremembe v ceni (ΔP) in trgovalnega volumna (Q) v pripadajoči časovni periodi.

$$\text{Korist} = \Delta P \cdot Q$$

Stroški pa so določeni kot produkt količine prožnosti in cene, ki predstavlja izgubo nedobavljene oz. neobračunane energije.

$$\text{Stroški} = P_{\text{neobračunana energija}} \cdot Q_{\text{Prožnost}}$$

Primer: Privzemimo, da znaša trgovalni volumen na trgu v uri H10 1000 MWh. Cena na trgu brez prožnosti bi znašala 100 EUR/MWh, cena z upoštevanjem prožnosti količine 100 MWh pa bi znašala 90 EUR/MWh. Neto korist bi po zgornji enačbi tako znašala 10.000 EUR. Če bi stroški nedobavljene energije znašali več kot 10.000 EUR (cena nedobavljene energije bi bila npr. 150 EUR/MWh, kar zneso 15.000 EUR), potem bi po modelu neto koristi neodvisna agregacija kompenzirala samo razliko (15.000 - 10.000 = 5000EUR). Če pa bi bili stroški nedobavljene energije nižji, kot je neto korist (cena nedobavljene energije bi bila npr. 80EUR/MWh, kar zneso 8.000EUR), potem kompenzacija s strani neodvisne agregacije ne bi bila potrebna, saj ne bi bila upravičena, ker korist presega stroške. Na opisan način se neto korist ocenjuje z vidika sistema in ne z vidika posameznih tržnih udeležencev. Možnosti kako se neto korist oz. njena kompenzacija deli med tržne udeležence je več in se določi pred samo implementacijo modela. Ena od rešitev je upoštevanje tržnih deležev dobaviteljev. Vpeljava modela neto koristi, ki bi socializiral celoten strošek kompenzacije, lahko vodi tudi do zlorab preko ustanavljanja oz. aktiviranja povezanih družb, preko katerih bi en subjekt prelival finančne tokove.

V ZDA se s testom neto koristi določi, kakšen je učinek sodelovanja odziva odjema končnih odjemalcev na cene na trgu. Če se s testom neto koristi ugotovi, da je odziv odjema ekonomsko in stroškovno učinkovit, se pravi prispeva k znižanju cen na trgu, potem se sodelujočim odjemalcem plača nadomestilo. Če je cena na trgu višja oz. enaka



mesečnemu pragu, se nadomestilo ne plača, v nasprotnem primeru pa se. Glede na Cf PJM je prag za ceno določen pri približno 20-30 \$/MWh. Prag neto koristi (*angl. Net Benefits Threshold*) je cenovna točka, od katere se šteje, da je odziv odjema ekonomsko gledano koristen oz. predstavlja korist za sistem. Določa se na mesečni bazi [26].

Model neto koristi je v literaturi klasificiran kot pod model modela centralne poravnave, čeprav je princip neto koristi moč aplicirati tudi pri drugih modelih, kjer pride do prenosa energije (npr. pri korekcijskem modelu).

Izmenjava in varovanje informacij

Centralni subjekt oz. entiteta določi aktivirano količino energije na bilančno skupino za vsakega agregatorja na podlagi informacij, ki jih zagotovi posamezen agregator (primer Avstrije [27]). Te informacije vključujejo podatke o obračunskih števcih oz. podrednih meritvah in aktiviranih virih prožnosti oz. odjemalcih. Gre za pomemben aspekt, ki se opredeli v pravilih trga in lahko določi nacionalni energetske regulatorni organ (kot npr. AGEN, OT, OPS ali ODS) za kontrolo, v praksi pa se potem najame podizvajalca (tretjo osebo), usposobljenega za takšne preglede. Osrednji subjekt ne razkrije strank agregatorja niti agregatorja samega dobavitelju, saj to lahko vpliva na zagotavljanje enakih konkurenčnih pogojev na trgu. Dobavitelj je obveščen le o skupni količini prožnosti (energiji), ki je bila aktivirana v njegovem portfelju, s strani posameznega agregatorja [23].

3.4 Korekcijski model

Bilančna odgovornost

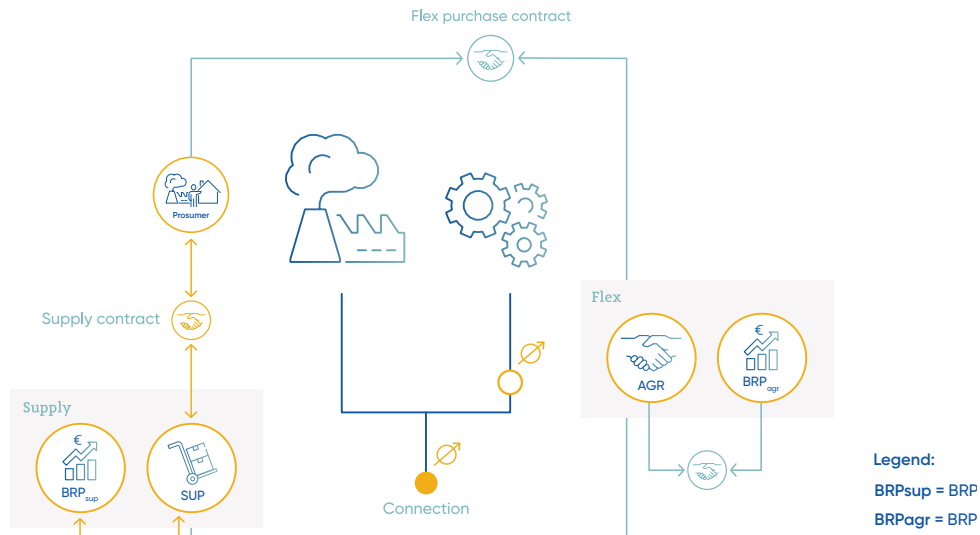
Podobno kot pri modelu centralne poravnave je tudi pri uporabi korekcijskega modela agregator bilančno ali finančno odgovoren za neravnovesja, ki jih lahko povzroči med aktivacijo svojih virov prožnosti pri ostalih tržnih udeležencih (tj. dobavitelju). Poleg tega se lahko od agregatorja zahteva tudi odgovornost za učinek odboja, ki ga povzroči aktiviranje prožnosti, in se običajno pojavi po aktivaciji [23]. Od v nadaljevanju obravnavanih držav se učinek odboja upošteva le v Avstriji, kjer se v primeru učinka odboja določi postopek, ki vključuje kompenzacijo oz. popravek voznega reda [27].

Obstajata dve različici korekcijskega modela [23]:

—→ **Tip A:** Operater omrežja, ki posreduje podatke o merjeni energiji na obračunskem števcu (ali drug osrednji subjekt), popravi podatke o merjeni energiji za količino prožnosti, ki je bila aktivirana. V tem primeru voznega reda dobaviteljeve bilančne skupine ni potrebno popraviti, saj bo obračun odstopanj izveden s popravljenimi merilnimi podatki.

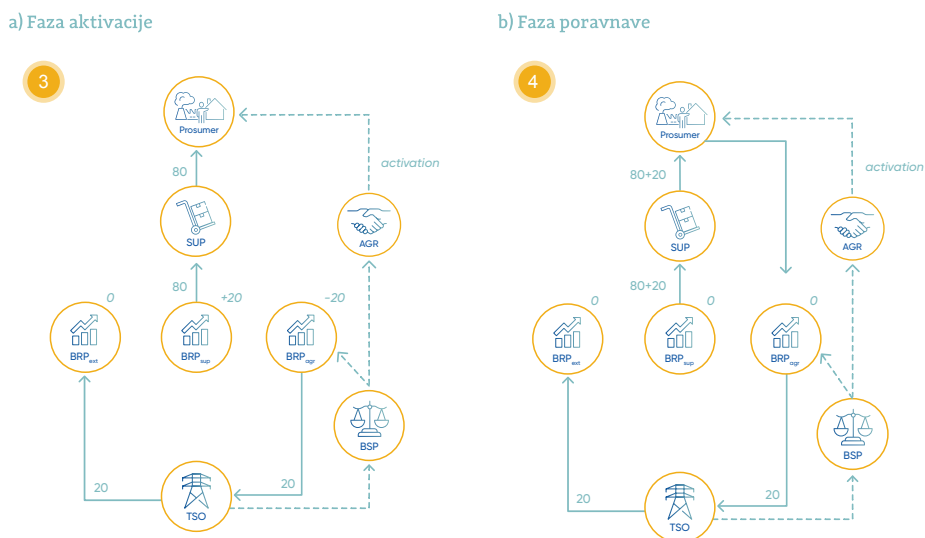
—→ **Tip B:** Osrednji subjekt sporoči aktivirane količine prožnosti dobavitelju oz. OBS, dobavitelj pa odjemalcu izstavi račun, kot da prožnost ne bi bila aktivirana. V tem primeru osrednji subjekt popravi vozni red dobaviteljeve bilančne skupine na podlagi aktivirane prožnosti. Odvisno od izvedbe je ta model lahko zelo podoben modelu centralne poravnave.

Pri obeh različicah tega modela osrednji subjekt ustrezno spremeni tudi vozni red agregatorja, če ima le-ta lastno bilančno skupino [23]. Razmerja med tržnimi udeleženci za korekcijski model prikazuje Slika 13.



Slika 13: Korekcijski model, vir slike [21].

Primer: Primer aktivacije in poravnave po korekcijskem modelu prikazuje Slika 14. Aktivacija prožnosti se izvede preko agregatorja in odjem pri odjemalcu se npr. zmanjša iz 100 na 80 enot. Brez korekcije dobaviteljevega voznega reda bi ta odjemalcu zaračunal 80 enot energije, kar bi pomenilo odprto pozicijo 20 enot, kar predstavlja količino aktivirane prožnosti. Pri korekcijskem modelu se v fazi poravnave za obdobje aktivacije popravi meritve uporabnika sodelujočega pri aktivaciji prožnosti. Meritve se spremenijo v fiktivne vrednosti, ki predstavljajo realizacijo, če do aktivacije prožnosti ne bi prišlo (izhodiščna vrednost oz. osnovnica). Dobavljena količina energije na podlagi popravljenih meritev za opisan primer tako znaša 100 enot. Dobavitelj je tako napovedal in dobavil 100 enot energije. Odjemalec je porabil 80 enot energije, dobavitelju pa plačal 100 enot. Razliko, ki ustreza aktivirani prožnosti, (pre)proda agregatorju oz. njegovi bilančni skupini. Ta količina ustreza količini prožnosti dovedeni s strani agregatorja OPS. S popravkom meritev se tako odpravi odstopanja vseh bilančnih skupin. Plačilo omrežnine se izvede glede na prvotne, torej nepopravljene vrednosti meritev. Če pride do nepopolne aktivacije prožnosti, dobavitelj odjemalcu tudi po korekciji meritev še vedno dobavi vseh 100 enot energije, saj je osnovnica neodvisna od aktivirane prožnosti. Odstopanje kot posledica razlike med zahtevano in dejansko aktivirano prožnostjo se pripiše bilančni skupini agregatorja in poravna preko mehanizma odstopanj.



Slika 14: Primer aktivacije in poravnave za korekcijski model, vir slike [21].



Bilančno stanje

Glavno načelo korekcijskega modela je, da se energija prenaša prek odjemalca. Dobavitelj odjemalcu izstavi račun, kot da prožnost ne bi bila aktivirana. V primeru zmanjšanja odjema tako agregator odjemalcu plača nadomestilo za energijo, ki je bila s strani dobavitelja zaračunana, vendar ni bila porabljena (tj. prenos energije), po maloprodajni ceni. Vendar obstajajo razlike pri uporabi obeh različic tega modela [23]:

—> **Tip A:** Dobavitelj odjemalcu izstavi račun na podlagi popravljenih merilnih vrednosti obračunskega števca porabe električne energije.

—> **Tip B:** Dobavitelj odjemalcu izstavi račun odjemalcu na podlagi prvotnih merilnih vrednosti obračunskega števca porabe električne energije ter dodatni specifikaciji aktivirane prožnosti tj. odziv odjema. Dodatna specifikacija aktivirane prožnosti zajema količino aktivirane energije in ceno, ter je del obračuna električne energije za odjemalca.

Za oba tipa se uporabljata tudi izraza *single billing* (Tip A) in *double billing* (Tip B). Pri uporabi tega modela temelji izračun omrežnine, davkov in drugih dajatev na dejanski porabi in ne na popravljenih merjenih vrednostih obračunskih števcov [23], kar zlasti pri Tipu A pomeni kompleksnost obračuna. Prenos energije pri korekcijskem modelu se po definiciji modela navadno izvede po maloprodajni ceni [21].

Izmenjava in varovanje informacij

Izmenjava informacij se razlikuje glede na tip oz. različico modela [23]:

—> **Tip A:** Dobavitelj ne prejme nobene informacije o aktivaciji prožnosti ali o tem, da je na lokaciji njegove stranke aktiven agregator. Ta različica najbolj ohranja zaupnost, saj je ni mogoče obiti niti z analizo odčitkov obračunskih števcov.

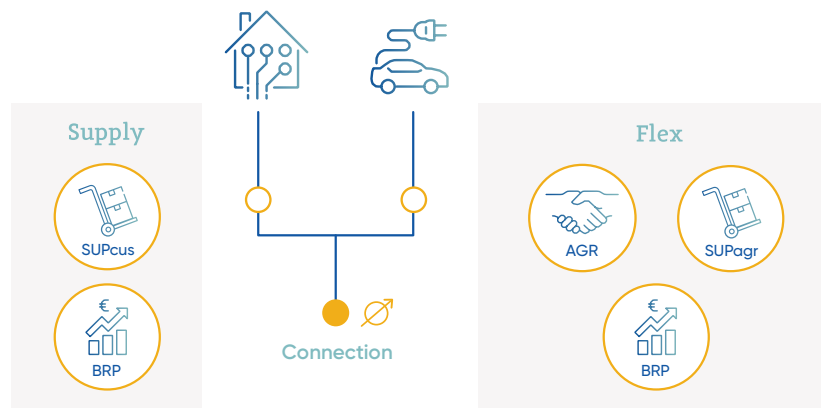
—> **Tip B:** Osrednji subjekt obvesti dobavitelja o količini aktivirane prožnosti na stranko in agregatorja. Identitete agregatorja ni treba razkriti, razkrije pa se, katere stranke imajo prožnost, ki jo je mogoče unovčiti, kar se lahko šteje za poslovno občutljivo informacijo.

3.5 Model deljene dobave (angl. Split-responsibility model)

Eden od načinov določitve vloge oz. odgovornosti NA je tudi model deljene odgovornosti oz. deljene dobave (*angl. Split-responsibility model*). Pri tem modelu se odgovornost za dobavo električne energije in bilančna odgovornost (*angl. Balance responsibility*) razdeli na dva ali več delov. V tem primeru so sredstva oz. enote za odjem/proizvodnjo električne energije razdeljene na dva dela. Enote, ki omogočajo prožnost, so v domeni oz. pod odgovornostjo agregatorja, preostali del, ki ga sestavljajo nekontrolirana sredstva, (*angl. non-controlled assets*) pa so v domeni dobavitelja.

Agregator (NA) lahko svoj del odgovornosti za dobavo energije in izravnavo ureja preko pogodbe z enim dobaviteljem oz. OBS za vse svoje stranke, ali pa to vlogo opravlja sam.

Z upravljanjem sredstev, ki omogočajo prožnost, lahko NA optimizira njihovo porabo/proizvodnjo in ponuja storitev prožnosti na različnih elektroenergetskih trgih. Navadno je za implementacijo tega modela potrebna vpeljava podrednih meritev oz. uporaba podatkov števcov električne energije, ki so vgrajeni neposredno v naprave, katere omogočajo prožnost. Bilančna pripadnost se ugotavlja na ravni merilne točke. Teoretično se lahko uporabijo tudi t. i. sintetični profili, tj. profili generirani z uporabo algoritmov za razčlenitev podatkov (glavnega) obračunskega števca. Optimalno delovanje modela deljene dobave pa se lahko zagotovi z uvedbo registra naprav na ravni posameznih merilnih točk. Koncept modela deljene dobave prikazuje Slika 15.



Slika 15: Koncept modela deljene dobave z ločeno odgovornostjo za sredstva, ki omogočajo prožnost, in nekontrolirana sredstva na enem PPM, vir slike USEF.

V prikazanem konceptu na sliki je NA odgovoren za polnilnico električnih vozil, za vsa ostala bremena na ravni PPM pa je odgovoren dobavitelj. V okviru PPM sta tako določeni dve merilni točki. Bilančna pripadnost oz. odgovornost se ugotavlja na ravni merilne točke in je tako ločena, zato ni potrebe po urejanju razmerij med dobaviteljem in NA.

3.6 Zlaganje vrednosti prožnosti (angl. Flexibility value stacking)

Za povečanje vrednosti prožnosti se lahko agregatorji poslužujejo oz. zagotavljajo t. i. flexibility value stacking (zlaganje vrednosti prožnosti), kar pomeni, da iz enega portfelja sredstev, ki omogočajo prožnost, zagotavljajo več različnih storitev prožnosti. Obstajajo različni tipi zlaganja vrednosti prožnosti:

- **Časovno:** zagotavljanje različnih storitev prožnosti v različnih časovnih obdobjih. Npr. storitve izravnave OPS v enem delu dneva in upravljanje prezasedenosti za ODS v drugem delu dneva.
- **Po skladih (angl. Pool):** Celoten portfelj sredstev, ki omogočajo prožnost, se lahko razdeli na sklade oz. (pod)skupine, katere lahko zagotavljajo različne storitve prožnosti v istem časovnem intervalu (angleški izraz uporabljen v novih omrežnih kodeksih za odziv odjema je Service Providing Unit oz. Service Providing Group).
- **Dvojna storitev (angl. Double serving):** Zagotavljanje različnih storitev prožnosti v istem časovnem intervalu z zlaganjem aktivacij prožnosti iz enega sredstva, sklada ali portfelja. Ta tip zlaganja vrednosti prožnosti je moč ločiti na dva podtipa, ki vključujeta eno ali več transakcij z energijo.
 - **Ena transakcija z energijo:** Kombinacija storitev prožnosti s transakcijami z energijo in brez njih. Npr. Agregator ODS zagotavlja storitev upravljanja prezasedenosti, vendar se med njima ne zgodi transakcija z energijo. Zmanjšanje/povečanje odjema ali proizvodnje električne energije, ki je rezultat omenjene storitve, se ponudi oz. naroči na veleprodajnem trgu in transakcija z energijo se izvede preko veleprodajnega trga.
 - **Več različnih transakcij z energijo:** Sredstva, ki omogočajo prožnost, so uporabljena za različne storitve, ki vse vključujejo transakcije z energijo. Npr. del energije kot storitev prožnosti se proda na veleprodajnem trgu, del pa kot storitev izravnave. V tem primeru oba dela vključujeta samo transakcijo z energijo.

Pri zadnjem tipu zlaganja vrednosti prožnosti - dvojni storitvi, je sama narava interakcij med agregatorjem in ostalimi tržnimi udeleženci precej zapletena in zato otežuje razlikovanje med storitvami ter količinsko opredeljevanje posamezne storitve. Obstaja nevarnost, da se določena storitev prožnosti pri tem tipu zlaganja vrednosti šteje dvakrat [28].



3.7 Učinek odboja

Izraz učinek odboja (*angl. Rebound effect*) se nanaša na povečanje/zmanjšanje odjema, ki ga sproži aktivacija odziva odjema oz. prožnosti. Spremembo profila med aktivacijo se namreč lahko izniči zunaj ali znotraj obdobja aktivacije z istimi ali drugimi viri oz. sredstvi. Učinek odboja in njegova obravnava predstavljata dodatno kompleksnost odziva odjema, še posebej ko govorimo o neodvisni agregaciji. Če učinek odboja ni ustrezno reguliran, lahko prav tako vpliva na stanje dobaviteljeve bilančne skupine, ter povzroči odstopanja. USEF razlikuje med tremi možnostmi glede na časovno obdobje, v katerem se učinek odboja pojavi [21]:

- Učinek odboja se pojavi po obdobju aktivacije – od nekaj minut (15-60 min) do več dni po aktivaciji,
- Učinek odboja se pojavi pred samo aktivacijo – možno le v primeru vnaprej natančno planiranih (proizvodnih) procesov,
- Učinek odboja se pojavi med samim obdobjem aktivacije preko drugih naprav, ki niso vključene v odziv odjema oz. v ponujanje storitev prožnosti, vendar omogočajo isto ali enako funkcionalnost (v novih omrežnih kodeksih za odziv odjema uporabljen izraz je *Compensation effect*).

Temeljno vprašanje glede učinka odboja, v primeru da se ta upošteva oz. ureja pri morebitni kompenzaciji, je, ali se slednje ureja med odjemalcem in dobaviteljem ali med dobaviteljem in agregatorjem. V vsakem primeru pa je potrebno določiti, ali je učinek odboja sprožen s strani odjemalca ali s strani agregatorja oz. ali je učinek odboja posledica delovanja agregatorja v lastnem imenu ali v imenu odjemalca.

Če se dobavitelju omogoči spreminjanje pogodbe o dobavi električne energije za uporabnike, ki ponujajo oz. sodelujejo v storitvah prožnosti, potem so določila glede upoštevanja učinka odboja lahko del pogodbe.

Če je vrednotenje vpliva učinka odboja del dogovora med dobaviteljem in agregatorjem, potem se opazovano obdobje aktivacije lahko podaljša, da se zajame morebiten učinek odboja.

Učinek odboja se lahko obravnava različno glede na različne kategorije, kot so velikost spremembe bremenskega diagrama (npr. <20 % majhen vpliv, >20% velik vpliv) ali časovno obdobje (npr. znotraj dveh ur po aktivaciji, znotraj 24 ur po aktivaciji ali v obdobju daljšem od enega dneva po aktivaciji).

Vnaprej lahko realno samo uporabnik (ponudnik) vključen v storitve prožnosti oceni, ali bo prišlo do učinka odboja kot posledice aktiviranega odziva odjema oz. prožnosti in bi zato moral biti odgovoren za preprečevanje učinkov odboja, saj ti v splošnem zmanjšujejo učinkovitost same izrabe prožnosti, četudi se s tem obremenitev omrežja lahko prerazporedi (odjem se prestavi v obdobja manjše obremenitve omrežja). Tveganje za pojav učinka odboja, vsaj za primer med samim obdobjem aktivacije, se lahko zmanjša, če se dovoli agregacijo samo na ravni glavnega obračunskega števca (morebitno delovanje drugih naprav v obdobju aktivacije bi izničilo aktivirano prožnost – uporabnik ne bi dobil plačila za storitev, osnovnice na ravni glavnega obračunskega števca bi točneje zajele učinek odboja), kar pa po drugi strani lahko izniči ostale prednosti, ki izhajajo iz uvedbe podrednih meritev [21].



3.8 Pregled obstoječih modelov po državah:

Pregled obstoječih modelov, ki urejajo delovanje NA, po državah in trgih podaja Tabela 2.

Tabela 2: Pregled obstoječih modelov po državah in trgih.

	RVF	aRPF	rRPF	Veleprodajni trg	Rezervna zmogljivost (angl. Capacity Mechanism)
Avstrija	Korekcijski model, tip B	Korekcijski model, tip B	Korekcijski model, tip B	/	/
Francija	Nekorigiran	Nekorigiran	Korekcijski Centralna poravnava Pogodbeni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)	Korekcijski Centralna poravnava Pogodbeni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)	Korekcijski Centralna poravnava Pogodbeni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)
Finska	RVF-D, HFR: Nekorigiran model RVF-N, rRPF: Model centralne poravnave				
Velika Britanija	Nekorigiran model ali model centralne poravnave [23]	Model centralne poravnave [23]	Model centralne poravnave [23]	Pravila še niso posodobljena. Verjetno korekcijski ali model centralne obravnave [23], [25].	

3.8.1 Avstrija

V Avstriji je na voljo zakonodajni okvir, ki določa vlogo NA pri nujenju sistemskih storitev (aRPF, rRPF) na izravnalnem trgu. Vsi ponudniki sistemskih storitev, torej tudi neodvisni agregatorji, morajo biti prekvalificirani pri avstrijskem OPS, APG, ter imeti svojo EIC-kodo in biti član BS. V namene določanja obveznosti in dolžnosti vseh deležnikov, vpletenih v potek nujenja sistemskih storitev, se med njimi sklene ustrezni dogovor (*nem. Abwicklungsvereinbarung zur Vorhaltung und Aktivierung von positiver und negativer Regelreserve sowie dem dafür notwendigen Online-Datenaustausch und dem „ex-post“-Fahrplanmanagement*) [27]. Ta ureja razmerje med agregatorjem, dobaviteljem ter OBS v kateri sta končni uporabnik oz. njegov dobavitelj. Namen dogovora je preprečiti morebitno nasprotno aktivacijo s strani dobavitelja/OBS v primeru aktivacije prožnostnih enot s strani NA. Prav tako dogovor lahko prepreči, da bi delovanje NA negativno vplivalo na dobavitelja/OBS, saj lahko dobavitelj postavi primerne pogoje. Dogovor je sklenjen v obliki bilateralne pogodbe, katere podrobnosti so poslovna skrivnost med dobaviteljem in agregatorjem. Dobavitelj ni obvezan skleniti dogovora z NA, kar bi lahko slabo vplivalo na poslovanje agregatorja. V praksi je slabost dobaviteljev ta, da svojim strankam ne ponujajo dodatnih storitev, zaradi česar te lahko poiščejo agregatorja, ki omogoča izkoriščanje prožnosti odjema.

Na avstrijskem trgu je prisoten korekcijski model tipa B, saj je agregator odgovoren za odstopanja pri nujenju sistemskih storitev, hkrati pa dobavitelju posredno preko OPS pošilja popravek voznega reda.

Primerni trgi

NA lahko sodeluje na izravnalnem trgu, kjer ima vlogo ekvivalentno proizvajalcem električne energije, ki nudijo sistemske storitve [29], [30]. Vloga NA na ostalih trgih ni jasno opredeljena in se v praksi ne pojavlja.



Razmerje z dobaviteljem

Agregator mora za vsako novo angažirano tehnično enoto obvestiti dobavitelja vsaj 10 dni pred začetkom nujenja sistemskih storitev [27]. V dogovoru se določi planiran začetek nujenja sistemskih storitev ter največje možno zmanjšanje in povečanje moči naprave. Prav tako agregator obvesti stranko (ponudnika prožnosti) o morebitnih stroških v zvezi z zagotavljanjem sistemskih storitev. Obračun se izvede med agregatorjem, dobaviteljem električne energije in OBS in je določen v bilateralni pogodbi med dobaviteljem in NA.

Aktivacija tehnične enote bi lahko vzbudila reakcijo dobavitelja. Z namenom preprečevanja takšne reakcije lahko dobavitelj dobi v vpogled sprotne podatke o agregiranih vrednostih tehničnih enot vključenih v neodvisno agregacijo. Izmenjava podatkov poteka preko OPS, ki komunicira preko obstoječih komunikacijskih kanalov z dobaviteljem na eni ter z agregatorjem na drugi strani [27], [29]. Več informacij o tržnih pravilih je na voljo na strani E-control² ter APG³. Z utemeljitvijo dobavitelj lahko zaprosi za bolj podrobne podatke o aktivacijah, pri čemer podrobnosti niso definirane v pravilih [27].

Meritve

Za namene sistemskih storitev se uporabljajo meritve obračunskih števecov in podrednih meritev, tako da se lahko uporabi podatke na nivoju tehnične enote [29].

Popravek voznega reda

Zaradi odstopanja tehnične enote, povzročene z aktivacijo s strani agregatorja, je potrebno določiti postopek prenosa energije (*angl. Transfer of Energy – ToE*) iz bilančne skupine agregatorja v bilančno skupino dobavitelja. Agregator sproti računa skupno vsoto aktivirane energije v sklopu sistemskih storitev, ter jo sporoča OPS, ki posreduje te sprotne vrednosti dobavitelju v sklopu procesa izmenjave informacij [27].

OPS agregira dobljene podatke, pridobljene od različnih agregatorjev, ki z enotami v BS dobavitelja nudijo sistemske storitve [27]. Izmenjava agregiranih vrednosti poteka v 1-min ločljivosti med OPS in agregatorjem, ter med OPS in dobaviteljem/OBS [29]. V primeru aktivacije sistemskih rezerv, pošlje agregator 15-min popravek voznega reda neposredno BS dobavitelja. Osnova za popravek voznega reda so dejanske vrednosti količin v BS dobavitelja. Premik količin med bilančnima skupinama dobavitelja in agregatorja poteka brez plačila oz. nadomestila. Odjemalec plača prevzeto energijo na podlagi pogodbe o dobavi in ne vrednosti obračunskega števca. V primeru, da bo končni odjemalec dobavitelju plačal energijo, ki je ni prevzel zaradi odziva odjema, mora biti s tem seznanjen ob podpisu dogovora med dobaviteljem in agregatorjem [27]. Končni odjemalec ima torej lahko dodatne stroške za neprevzeto energijo. V praksi se dogovori z agregatorjem glede kompenzacije stroškov – ali jih krije agregator ali pa so vključeni v dobiček pri odzivu odjema.

Naknadni popravek voznega reda se izvede med bilančno skupino agregatorja ter bilančno skupino dobavitelja [27]. Po aktivaciji pošlje agregator popravek voznega reda bilančni skupini dobavitelja v odobritev najkasneje do 12. ure naslednjega delovnega dne. Strukturo voznega reda sporazumno določita OBS in agregator, pri čemer se pozitivno in negativno aktivirana energija obravnavata ločeno.

Na željo dobavitelja agregator sporoči preko elektronske pošte aktivirano moč v 15-min resoluciji za vsak obračunski števec/tehnično enoto do 9:00 naslednjega dne [27].

Agregator in OBS vsak posebej pripravita agregirani popravek voznega reda, ki ga OT (APCS) pošljeta v skladu z veljavnimi tržnimi pravili za popraviljanje voznih redov (trenutno do 14.30 naslednjega dne po aktivaciji) [27].

² <https://www.e-control.at/bereich-recht/soma-strom>

³ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/PPM>



Bilančni skupini dobavitelja morajo biti podani vsi potrebni podatki, ki ji omogočajo določanje popravka voznega reda (tip naprave, operater naprave, največja moč zmanjšanja/povečanja odjema, PPM, ODS, dobavitelj, OBS) [27]. Z naknadnim popravkom voznega reda se upoštevajo količine energije aktivirane za namene sistemskih storitev, kar prepreči, da bi dobavitelj zaradi aktivacij prožnosti NA trpel neželena odstopanja od voznega reda.

Odstopanja dobavitelja

V primeru premika porabe električne energije (*angl. load shifting*) in s tem povezanih morebitnih posledic, kot je učinek odboja morajo agregator, OBS in dobavitelj ter po možnosti tudi stranka oz. odjemalec, ki nudi prožnost, skleniti dogovor glede kompenzacije oz. popravka voznega reda [27].

Če aktivacije negativno vplivajo na BS dobavitelja, mora agregator dati na razpolago zgodovinske podatke, na podlagi katerih se preuči situacijo in vpelje ukrepe za nadaljnjo preprečitev odstopanj [27]. Model reševanja takšnih situacij ni predpisan, temveč je stvar dogovora med deležniki.

Finančno nadomestilo dobavitelju

Agregator lahko krije stroške procesa dobavitelja oz. OBS, kot so obravnava voznih redov, izdelava napovedi, obračuni. Stroški niso posebej določeni v pravilih, ampak se določijo glede na dogovor med dobaviteljem in agregatorjem [27].

Pravilno obračunavanje omrežnine in drugih dajatev

Delovanje agregatorja lahko povzroči tudi stroške za stranko oz. sodelujočega odjemalca, ki nudi prožnost. V primeru zmanjšanja proizvodnje električne energije, agregator skladno z bilateralnim dogovorom izroči dobavitelju dobropis za manjkajoča potrdila o izvoru, razen, če gre za primarne vire energije, ki jih je mogoče shraniti (npr. voda, plin) in se z njimi električna energija lahko proizvede v drugih obdobjih in tako ne pride do izgube primarne energije [27].

V dogovoru se določi, kdo je odgovoren za povračilo stroškov dobavitelju, agregator ali odjemalec [27]. Predmet poravnave so potrdila o izvoru, poraba zelene energije, energetska učinkovitost, ter ostali stroški, znani ob podpisu dogovora, ki se definirajo v posameznem bilateralnem dogovoru med agregatorjem in dobaviteljem. Novonastali stroški, ki niso opredeljeni v dogovoru, se definirajo naknadno [27].

Zaključek

V Avstriji je NA v konkurenčno slabši poziciji, saj se s podpisom dogovora identificira in navede vse vire prožnosti pri določenem odjemalcu, ki sodelujejo v neodvisni agregaciji. Poleg tega NA deli tudi sprotne podatke o aktivacijah, kar vsekakor vpliva na njegov položaj na trgu in samo konkurenčnost. V avstrijskem primeru lahko razumemo vlogo NA kot inovativnega na trgu prožnosti in ostalih trgih, saj mu dobavitelji sledijo s poslovnimi modeli in ima zato agregator težjo nalogo pri ohranjanju svoje konkurenčne prednosti.

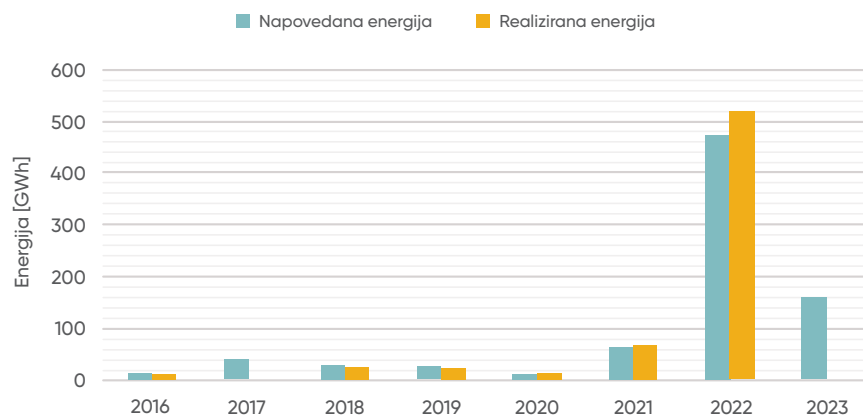
Produkti na izravnalnem trgu in pravila omogočajo enakovredno udeležbo NA in konvencionalnim proizvajalcem oz. generatorjem. Poleg tega je sodelovanje v sistemu za izmenjevanje podatkov meritev in voznih redov prostovoljno za vse partnerje (OBS, dobavitelj, OT, OPS, ODS). Na podlagi tega sklepamo, da dobavitelj lahko zavrne sodelovanje z agregatorjem, saj gre za dogovor na prostovoljni ravni. V tem primeru agregator ne more izvajati odziva odjema pri odjemalcih dotičnega dobavitelja. Manjkajo pa bolj natančna in obvezujoča določila s strani regulatorja. Hkrati izmenjava podatkov lahko povzroči dodatne stroške za manjše OBS in dobavitelje, ki nimajo avtomatiziranega sistema izmenjave podatkov. Predvsem pa sprotna izmenjava podatkov lahko pomeni oviro za vstop na trg za agregatorja, saj pomeni znatno investicijo v implementacijo sistema, ki omogoča tovrstno izmenjavo.

3.8.2 Francija

V Franciji se je uporaba odziva odjema pričela v okviru pilotnega projekta leta 2007, pri katerem je sodelovalo več agregatorjev, in je temeljil na pogodbenih modelih. To je pomenilo, da so morali agregatorji vzpostaviti pogodbe z dobavitelji, ki so (hkrati) lahko delovali tudi kot agregatorji [23].

Leta 2012 se je francoski regulator, agencija za energijo (CRE), odločil, da na podlagi rezultatov omenjenega pilotnega projekta sprejme pravila agregacije in s tem zagotovi regulativni okvir potreben za vzpostavitev enakih konkurenčnih pogojev. Da bi se izognili sklepanju bilateralnih pogodb med dobavitelji in agregatorji, kar bi poslabšalo konkurenčne pogoje agregatorjem, so uvedli obvezno finančno nadomestilo [23]. Podatki za pretekla obdobja kažejo, da finančno nadomestilo zavira razvoj odziva odjema in so bile večje količine prožnosti prisotne le v času izredno visokih cen na trgu električne energije, katere so krepko presegle strošek finančnega nadomestila [31].

Odločitev je privedla do sedanjega okvira NEBEF (*fra. Le mécanisme de Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement – Mehanizem za izmenjavo produktov odziva odjema*), ki se je začel uporabljati leta 2014 in omogoča, da se odziv odjema lahko ponuja tudi neposredno na trgu za dan vnaprej, od leta 2017 pa tudi na trgu znotraj dneva. Mehanizem NEBEF je preko reguliranega nadomestila uredil in standardiziral tudi odnose med agregatorji in dobavitelji. Poleg tega lahko od leta 2017 ponudniki odziva odjema nudijo tudi rezervne zmogljivosti (*angl. Capacity Mechanism*) [32]. RTE objavlja podatke o volumnu odziva odjema preko mehanizma NEBEF, in sicer napovedane in realizirane količine. Oboje prikazuje Slika 16.



Slika 16: Napovedan in realiziran volumen⁴ odziva odjema preko mehanizma NEBEF v Franciji. Vir podatkov [33].

Kar zadeva učinke odboja, trenutno NA v Franciji ni odgovoren za njihove posledice niti z vidika bilančne odgovornosti niti z vidika zagotavljanja potrebne energije [23].

Modeli

V Franciji neodvisno agregacijo urejajo štirje modeli: nekorigirani, centralna poravnava, korigirani in pogodbeni. Nekorigirani model se uporablja za produkta RVF in aRPF (ker je ta produkt trenutno simetričen), čeprav pri slednjem ni skoraj nobene udeležbe, saj lahko odziv odjema sodeluje le preko sekundarnega trga [23]. Ponudniki lahko na ta način svojo prožnost ponudijo tržnim akterjem, ki sodelujejo pri aRPF in dejansko sodelujejo pri storitvah izravnave, le v sklopu sekundarnega trga, namenjenega izmenjavi kapacitet med udeleženci trga (str. 17) [34]. Za

⁴ Za leti 2017 in 2023 je prikazana samo napovedana energija, saj objavljeni podatki o realizirani energiji še niso bili objavljeni (2023) oz. niso popolni (2017).



druge storitve – rRPF, trg rezervne zmogljivosti ter trgovanje za dan vnaprej in znotraj dneva se uporabljajo drugi trije modeli, odvisno od vrste odjemalca in mesta priklopa (napetostnega nivoja) [23]:

- > pri industrijskih in poslovnih odjemalcih s priključkom na napetostni nivo nad 36 kV in specifično vrsto pogodbe o dobavi, je korekcijski model edina možnost, medtem ko je za priključke pod 36 kV model lahko centralni ali korekcijski (tip A). Slabost tipa A je, da lahko privede do pravnih težav, saj odjemalci plačujejo za električno energijo, ki ni bila dobavljena, ali obratno;
- > za gospodinjstve odjemalce je Francija uvedla model centralne poravnave, saj korekcijskega modela ni bilo mogoče uporabiti zaradi pravnih vprašanj, npr. meritev, ki se uporabljajo za poravnavo odjemalcev, ni mogoče spreminjati. Druga ovira za korekcijski model (tip A) je dejstvo, da so tarife za energijo in omrežnino združene na istem računu, medtem ko morajo tarife za omrežnino temeljiti na dejanski porabi odjemalca.

Pri bilančni odgovornosti je razlika med izravnalnim in veleprodajnim trgom za dan vnaprej ali znotraj dneva. Agregator, ki je aktiven v veleprodaji, mora določiti BS, ki pokriva odgovornost za izravnavo virov prožnosti. To pa ne velja za izravnalni trg, kjer agregator deluje kot "plavajoči PSI", ki je finančno odgovoren za neravnovesja, ki jih povzročijo v sistemu. Pomembno pri tem je vedeti, da francoska uredba kot odziv odjema oz. prilagajanje odjema obravnava samo zmanjšanje odjema (enak učinek kot povečanje proizvodnje), tj. povečanje odjema (enak učinek kot zmanjšanje proizvodnje) pa se ne upošteva oz. ne omogoča [23], [35]. Tabela 3 podaja pregled trgov in pripadajočih modelov za Francijo.

Tabela 3: Vrste trgov in pripadajoči modeli izravnave.

Trg	Tip modela
RVF	Nekorigiran
aRPF	Nekorigiran
rRPF	Korekcijski (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom nad 36 kV) Centralna poravnava (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom pod 36 kV; gospodinjstvi odjemalci) Pogodbni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)
Veleprodajni trg	Korekcijski (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom nad 36 kV) Centralna poravnava (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom pod 36 kV; gospodinjstvi odjemalci) Pogodbni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)
Rezervna zmogljivost	Korekcijski (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom nad 36 kV) Centralna poravnava (industrijski in poslovni odjemalci s priključkom pod 36 kV; gospodinjstvi odjemalci) Pogodbni (samo pri odjemalcih z možnostjo centralne poravnave)

Bilančna odgovornost

Na splošno morajo biti agregatorji za potrebe trgovanja z odzivom odjema na **veleprodajnih trgih znotraj dneva in za dan vnaprej** člani ene od obstoječih bilančnih skupin, ali imeti svojo. Tako je tudi v primeru Francije, ki je ena od zgolj dveh evropskih držav (poleg Belgije), ki sta NA odprli dostop do veleprodajnega trga. Vendar bilančna skupina NA nima enakega statusa kot bilančna skupina dobavitelja. Medtem ko je dobaviteljeva bilančna skupina odgovorna za celoten profil odjemalca, je agregatorjeva bilančna skupina odgovorna le za odstopanja, ki jih povzročajo aktivacije prožnosti. Se pravi samo za čas aktivacije prožnosti in samo za aktivirano prožnost (razliko med dejansko porabo med aktivacijo in osnovnico) [23].



V praksi in z uporabo modela centralne poravnave je proces na **veleprodajnem trgu** za dan vnaprej sledeč [Pog. 2.2.1.2, str. 44], [23]:

- **D-1:** agregator proda količino X MWh za dan D, v določeni periodi in po ceni Y določenemu kupcu;
- **D-1:** agregator vnese v svoj vozni red za dan D prodajo kupcu in nakup od virov prožnosti X MWh in je s tem izravnani;
- **D-1:** kupec vnese v svoj vozni red za dan D nakup X MWh od agregatorja;
- **D:** v določeni periodi agregator aktivira X MWh prožnosti in v realnem času pošilja OPS (RTE) podatke o porabi za vsak vir posebej, in sicer pred, med in po aktivaciji prožnosti. Istočasno RTE v realnem času posreduje agregirane podatke vsem dobaviteljem, da so lahko na tekočem s stanjem v njihovi BS;
- **D+1:** RTE ovrednoti aktivacijo prožnosti s primerjavo meritev in osnovnice (natančneje opisane v podpoglavju 4.2), ki je definirana z regulativo o prenosu energije med agregatorjem in dobaviteljem. V skladu s tem se izvede korekcija na podlagi merilnih podatkov, poleg tega pa RTE izvede korekcijo voznega reda agregatorjeve BS, ne pa tudi BS dobavitelja;
- nazadnje se izvede še obračun in finančna poravnava odstopanj ter finančna kompenzacija med agregatorjem in z aktivacijo prožnosti prizadetimi dobavitelji.

Na **izravnalnem trgu** v Franciji NA ne potrebuje niti lastne bilančne skupine niti ni potrebno, da je član katere od obstoječih, kljub temu pa je finančno odgovoren za svoja odstopanja. Pri tem, v primeru modela centralne poravnave ali v primeru korekcijskega modela (tip B), OPS popravi vozni red dobaviteljeve bilančne skupine za ocenjeno vrednost dobavljene prožnosti (za vsak vir posebej, prijavljen ex-post s strani agregatorja). Ker je agregator obvezan dobaviti prožnost v skladu s sprejeto tržno ponudbo, se za vsako odstopanje od zahtevane prožnosti šteje, da je povzročilo dodatno neravnovesje v sistemu, zaradi česar se finančno kaznuje agregatorja po ceni za odstopanja [23]. Primerjavo med izravnalnim in veleprodajnim trgom za primer Francije podaja Tabela 4.

Tabela 4: Primerjava med izravnalnim in veleprodajnim trgom za primer Francije.

Izravnalni trg

NA nimajo bilančne pripadnosti in se smatrajo kot "plavajoči PSI" – podvrženi so stroškom za odpravo odstopanj.

Veleprodajni trg

NA morajo imeti lastno bilančno skupino ali pripadati eni od obstoječih.

Tržni produkti

NA imajo v Franciji dostop do izravnalnega (RVF, aRPF, rRPF), veleprodajnega (znotraj dneva in za dan vnaprej) trga in trga rezervne zmogljivosti, pri čemer sta predpogoj implementacija mehanizma za prenos energije (prožnosti) in finančnega nadomestila za prenos energije [23]. Dodatne informacije o produktih so na voljo v [36].

Na trgu rezervne zmogljivosti je aktivacija prožnosti realizirana preko veleprodajnega trga. Torej morajo neodvisni agregatorji, ki želijo sodelovati na trgu rezervne zmogljivosti, biti hkrati aktivni tudi na veleprodajnem trgu [23].

Finančno nadomestilo za prenos energije

V Franciji se za prenos energije (prožnosti) agregatorju zaračuna finančno nadomestilo. Kadar se uporablja korekcijski model, je cena oz. nadomestilo za prenos energije določena na ravni maloprodajne cene energije [23]. Več podrobnosti o finančnem nadomestilu in formulah za izračun je na voljo v NEBEF 3.4, poglavje 10.2.2, str. 126 [35].

Povečanje odjema in s tem povezana nadomestila ob trgovanju na veleprodajnem trgu (za dan vnaprej in znotraj dneva) v sklopu trenutnih regulativnih okvirov niso definirani [35].

Kadar pa se uporabi model centralne poravnave, prenos uredi OPS RTE, ceno za prenos energije pa določi regulator. Formula poskuša odražati povprečne stroške nabave električne energije (vključuje večji delež dolgoročnih zakupov in manjši delež kratkoročnih/dnevni nakupov) in razlikuje med dvema vrstama odjemalcev: profiliranimi (gospodinjstva) in pol-urnimi PPM. V slednjo kategorijo spadata industrijski in poslovni odjem (Pog. 10.2.2, str. 126) [35], [23].

Gospodinjski odjem

Višina nadomestila za prenos energije v primeru odziva odjema gospodinjskih odjemalcev je odvisna od njihove maloprodajne cene. Določi se konec leta za naslednje leto, ločeno za čas konične porabe in čas izven konične porabe in se tekom leta ne spreminja. Višino maloprodajne cene identificira regulator CRE v svojem vsakoletnem poročilu (Pog. 10.2.2, str. 126) [35], [23].

Industrijski in poslovni odjem

RTE objavi cene oz. nadomestila za prenos energije meseca decembra za prihodnje leto. Cene so odvisne od dnevne komponente (konica/izven konice) in sezone (zima/poletje). V formuli za izračun cene se upoštevajo samo prihodnje tržne cene (za Leto+1 in Leto+2) in ceno ARENH (regulirane zgodovinske cene jedrske energije) (Pog. 10.2.2, str. 126) [35]. Glede na primerjavo med ceno ARENH in povprečnimi prihodnjimi tržnimi cenami se določi eno izmed dveh formul, katero se potem uporabi za naslednje leto [23]. Celotno primerjalno metodologijo in obe formuli izračuna cene prenosa energije je mogoče najti v pravilih NEBEF [35], [37].

Dodaten primer: izračun nadomestila v Belgiji

Višina nadomestila v Belgiji je enaka kot v Franciji, določena je na ravni maloprodajne cene električne energije. Na podlagi modela centralne poravnave, nadomestilo izvaja OPS Elia v skladu s pravili določenimi s strani regulatorja.

Ker so maloprodajne cene poslovna skrivnost dobaviteljev, je nadomestilo za prenos energije določeno kot približek povprečne cene energije standardnega portfelja odjemalcev.

Nadomestilo temelji na tržnih cenovnih signalih, in sicer Leto+2, Leto+1, Mesec+1 in za dan-vnaprej. Trg znotraj dneva je izvzet zaradi nezadostne likvidnosti. Razmerja med posameznimi trgi so fiksna in bi naj med dolgoročnimi in kratkoročnimi trgi temeljila na povprečnem razmerju med prilagodljivim in pasovnim odjemom.

Nadomestilo naj bi tudi upoštevalo maržo dobaviteljev in raznolikost maloprodajnih cen.

Na podlagi zgoraj omenjenih predpostavk se nadomestilo v Belgiji izračuna po naslednji formuli:

$$\text{Nadomestilo} = \left\{ \left[73\% \cdot \frac{1}{3} (\text{Leto}_{+2} + \text{Leto}_{+1} + \text{Mesec}_{+1}) + 27\% \text{ EPEX}_{\text{Spot BE DAM}} \right] \cdot 1.05 \right\} + /-5\%$$

Pri čemer je:

- > Leto+2, povprečna dnevna cena objavljena med letom na ICE ENDEX za pasovno dobavo čez dve leti,
- > Leto+1, povprečna dnevna cena objavljena med letom na ICE ENDEX za pasovno dobavo čez eno leto,
- > Mesec+1, povprečna dnevna cena objavljena med letom na ICE ENDEX za pasovno dobavo čez en mesec,
- > EPEX spot BE DAM, cenovni indeks objavljen na evropski borzi električne energije EPEX za Belgijo na trgu

za dan-vnaprej in v času aktivacije odziva odjema,

→ +/- 5%, asimetrija na podlagi katere se ločeno obravnava znižanje ali zvišanje odjema [23].

Meritve

Merilne podatke, merodajne za izračun osnovnice in ugotavljanje aktivirane prožnosti, priskrbijo sistemski operaterji distribucijskega omrežja in OPS.

Če iz teh podatkov ni mogoče dovolj natančno ali zanesljivo izračunati osnovnice ali ovrednotiti aktivirane prožnosti, se lahko upošteva merilne podatke agregatorja za vsak posamezen vir prožnosti (podredne meritve), v kolikor ti izpolnjujejo predpisane tehnične zahteve [38].

Ko je za posameznim PPM možno razlikovati med porabo več različnih bremen (tj. v skladu s tehničnimi predpisi je možno meriti porabo vsakega bremena posebej), lahko prožnost vsakega posameznega bremena pripada drugemu agregatorju. Aktivacije teh bremen lahko agregatorji izvajajo istočasno [38].

V tem kontekstu od 1. junija 2021 dalje RTE izvaja pilotni projekt, v okviru katerega ugotavlja izvedljivost uporabe direktnega merjenja porabe posameznih bremen (podrednih meritev), ter možnost dostopa do novih količin prožnosti, ki bi sicer ostale neizkoriščene. Trajanje pilota je predvideno do konca leta 2025 in bo najverjetneje podaljšano [35].

Zaključek

Francija je med naprednejšimi državami članicami EU, ki omogočajo sodelovanje odziva odjema in agregatorjev na različnih trgih. Kljub vzpostavitvi tržne strukture pa količine prožnosti v glavnem stagnirajo oz. so močno odvisne od cen električne energije na trgu, tržni udeleženci pa poročajo o težavah pri dostopu na trg [39].

Evropska komisija v svojem mnenju "COMMISSION OPINION of 27.8.2021 pursuant to Article 20(5) of Regulation (EU) No 2019/943 on the implementation plan of France" (C(2021) 6182 final), sicer pozdravlja obstoječi okvir, ki omogoča sodelovanje odziva odjema na veleprodajnem trgu električne energije, vendar pa hkrati poudarja, da je treba še naprej odpravljati vse ovire za udeležbo odziva odjema na trgih rezerv in izravnalnih trgih [39]. Evropska komisija je zato francoske oblasti pozvala, naj skrbno ocenijo, ali ima zasnova trga, vključno z načinom aktiviranja in nagrajevanja izravnave, pomanjkljivosti, ki ne omogočajo razvoja odziva odjema pod tržnimi pogoji. Učinkovita podporna shema bi morala voditi k povečanju obsega odziva odjema na tako na področju rezervne zmogljivosti, kot tudi izravnalne energije. Francija bi morala zato skrbno spremljati količine uspešno aktivirane prožnosti, saj so lahko vztrajno nizke količine prožnosti znak tržnih ovir [39].

Poleg tega je Evropska komisija pozvala francoske oblasti, naj skrbno preučijo potrebo po enakih konkurenčnih pogojih za akterje, ki sodelujejo pri odzivu odjema. V skladu s členom 17(4) Direktive o električni energiji je mogoče od agregatorjev prožnosti ali sodelujočih končnih odjemalcev zahtevati, da plačajo finančno nadomestilo dobaviteljem, če so ti neposredno prizadeti zaradi aktivacije prožnosti. Vendar takšno finančno nadomestilo ne sme predstavljati ovire za vstop na trg za udeležence, ki sodelujejo pri agregaciji. Francoske oblasti bi zato morale zagotoviti, da višina in načini uporabe nadomestila ne predstavljajo ovir za vstop na trg, da se to pravično izračunava in da ga udeleženci na trgu pravično podpirajo, oz. v splošnem zagotoviti, da ni regulativnih izkrivljanj, ki bi ovirala razvoj konkurenčnosti odziva odjema [39].

Nadalje, Francija za trgovanje na trgih za dan vnaprej in znotraj dneva predpisuje najmanjšo velikost ponudbe 1 MW. Da bi omogočili učinkovito udeležbo odziva odjema, baterijskih hranilnikov energije in malih obnovljivih virov



energije, vključno z neposredno udeležbo odjemalcev, člen 8(3) Direktive o električni energiji določa, da morajo upravljavci trga z električno energijo omogočiti najmanjšo velikost ponudbe 500 kW ali manj [39].

V nadaljevanju (Tabela 5) je podano mnenje predstavnika Voltalisa, francoskega NA z dolgoletno prakso, glede francoskega modela.

Tabela 5: Vrednotenje francoskega modela

Dobro	Slabo
<ul style="list-style-type: none"> → Odziv odjema omogočen na vseh trgih. → Brez potrebe po soglasju dobavitelja. → Priznane agregatorjeve meritve odjema po posameznih bremenih. → Agregatorjevi podatki merodajni za vrednotenje dobavljene prožnosti. 	<ul style="list-style-type: none"> → Strošek nadomestila za prenos energije v celoti nosi agregator, kar je ena največjih ovir za razvoj odziva odjema. → Obveščanje dobavitelja oz. OBS o odjemalcih vključenih v odziv odjema.

3.8.3 Finska

V splošnem je agregacija na Finskem dovoljena na vseh trgih z električno energijo, medtem ko je neodvisna agregacija mogoča pri produktih HFR, RVF-D, RVF-N in rRPF⁵. Pri tem je bila neodvisna agregacija na trgu rRPF do sedaj obravnavana le v okviru pilotne študije [40]. Na izravnalnih trgih lahko NA združi vire prožnosti, ki pripadajo različnim bilančnim skupinam, v skladu s pogoji za posamezen produkt [41]. Viri z zmožnostjo odziva oz. prilagajanja odjema lahko sodelujejo pri sistemskih storitvah (RVF-N, RVF-D, HFR, aRPF in rRPF), strateških rezervah in upravljanju prezasedenosti na ravni prenosnega sistema in na veleprodajnih trgih. Na slednjih lahko viri prožnosti sodelujejo le v sklopu bilančne skupine, in sicer na implicitni način (prostovoljno, preko cenovnih signalov) [23].

Tržni produkti

Trenutno lahko NA na Finskem sodeluje le na trgu storitev izravnave, medtem ko dostop do trgovanja znotraj dneva in za dan vnaprej še ni omogočen. Informacije o tržnih produktih so dostopne v [42].

Meritve

Uvajanje pametnih obračunskih števec prve generacije je končano. Sedaj se uvaja že druga generacija pametnih števec, ki odjemalcem ponujajo možnost, da so jim na voljo urne cene električne energije [23].

Obračun odstopanj

Na Finskem sta trenutno prisotna naslednja modela, ki urejata razmerja glede odstopanj povzročenih kot posledica delovanja neodvisnih agregatorjev:

1. nekorigiran (za RVF-D in HFR),
2. centralna poravnava (za RVF-N in rRPF).

⁵HFR – hitra frekvenčna rezerva (angl. Fast Frequency Reserve – FFR) – namenjena preprečevanju hitrega padca frekvence; za obvladovanje razmer z nizko inercijo.

RVF-N – rezerva za vzdrževanje frekvence (angl. Frequency Containment Reserve for Normal Operation – FCR-N) – avtomatski proces za vzdrževanje frekvence v območju med 49,9 Hz in 50,1 Hz.

RVF-D – rezerva za vzdrževanje frekvence (angl. Frequency Containment Reserve for Disturbances – FCR-D) – avtomatski proces za vzdrževanje frekvence v območju med 49,5 Hz in 50,5 Hz. Ta vrsta RVF je redko aktivirana.



Pri nekorigiranem modelu bi dobaviteljeva bilančna skupina prejela nadomestilo preko mehanizma izravnave odstopanj. Za RVF-N in pilotni projekt rRPF finski operater prenosnega omrežja, Fingrid, uporablja model centralne poravnave. Razlika v modelu, ki se uporablja za RVF-D in RVF-N, je posledica razlik med produkti. RVF-D je redko aktiviran (v približno 3 % časa). Po drugi strani pa se pri RVF-N aktivirajo večje količine energije, kar povzroči večji vpliv na portfelj dobaviteljeve bilančne skupine [23].

Fingrid za vsako sistemsko storitev izvaja nekoliko drugačne različice modela centralne poravnave. Pri RVF-N Fingrid izvede korekcijo portfelja dobaviteljeve bilančne skupine, ko se aktivira prožnost. Čeprav je agregator finančno odgovoren za odstopanje, mu ni potrebno opravljati vloge OBS. Fingrid s centralnim pristopom olajša prenos energije. Poravnava za izravnalno energijo se opravi med Fingridom in OBS dobavitelja po ceni, ki jo določi izravnalni trg v sklopu obračuna odstopanj. V primeru zagotavljanja pozitivne izravnalne energije Fingrid izplača OBS, v primeru nujenja negativne izravnalne energije pa Fingrid prejme plačilo od OBS. Agregator pa prejme plačilo za storitev. Ta mehanizem se lahko obravnava kot model centralne poravnave s ceno prenosa energije določeno na podlagi cen izravnalne energije. Posledično je prejemnik morebitne marže dodane na cene izravnalne energije dobavitelj in ne NA [23].

Zaključek

Sodelovanje gospodinjstev oz. gospodinjstev pri odzivu odjema oz. nujenju prožnosti je dovoljeno (regulativni okvir dovoljuje aktivacije tudi preko NA), vendar je omejeno le na izravnalne produkte. Uporabljeni modeli sta nekorigiran model in model centralne poravnave. Modeli za gospodinjstve in industrijske odjemalce so enaki [23].

Na nivoju gospodinjstev je dejavnih le nekaj agregatorjev. Na nivoju industrijskega in poslovnega odjema pa agregatorji nudijo predvsem izravnalno rezervo, plačila za izravnalno energijo pa predstavljajo le majhen del, saj aktivacije prožnosti zaradi razmeroma visokih mejnih stroškov niso zelo pogoste. Današnji poslovni model agregatorjev se vse bolj opira na multi-tržni pristop, pri katerem lahko ista skupina virov prožnosti sodeluje pri več produktih ali trgih (hkrati ali ne, odvisno od zahtev), kar predstavlja že omenjeno zlaganje vrednosti prožnosti [23].

Za nujenje storitev RVF-D, RVF-N in HFR NA ni potrebno imeti vloge PSI ali OBS in tudi popravki voznega reda niso izvedeni [23]. V primeru rRPF je v veljavi model centralne poravnave. NA, ki mora imeti na trgu rRPF vlogo PSI, mora biti tudi OBS. Popravek odstopanj voznega reda bilančne skupine agregatorja se izvede na podlagi s strani OPS aktivirane količine prožnostne energije. Cena prenosa energije je določena s ceno na trgu za dan vnaprej [23].

Prva pravna ocena kaže, da na Finskem prilagajanje oz. spreminjanje vrednosti obračunskih števec, npr. z odštevanjem/prištevanjem aktiviranih količin prožnosti in s tem zaračunavanje drugačnih količin od izmerjenih, na splošno ni zakonito. To nakazuje, da je model centralne poravnave bolj verjeten v primeru rRPF pilota [23].

3.8.4 Velika Britanija

V Veliki Britaniji se pripravljajo spremembe pravil za izravnavo in poravnavo, ki bodo NA olajšale trgovanje s prožnostjo na veleprodajnem trgu. Rok za implementacijo sprememb je 7. 11. 2024. Gre za direktivo neodvisnega regulatorja Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets), ki bo izboljšala situacijo neodvisnih agregatorjev, ki lahko sedaj trgujejo s prožnostjo na veleprodajnem trgu le v dogovoru z dobaviteljem. V praksi to pomeni, da je odjemalcem omogočeno trgovanje s prožnostjo na veleprodajnem trgu le preko njihovih dobaviteljev električne energije. Z novo uredbo bodo neodvisni agregatorji lahko ponujali prožnost ne le na izravnalnem trgu, temveč tudi na veleprodajnem trgu, kar bo odpravilo ovire za odjemalce, ki želijo izkoristiti svojo prožnost [25].



Finančno nadomestilo za prenos energije

V pripravi predloga sta bili obravnavani dve možnosti:

- primarna rešitev: stroški nadomestila (kompensacije) dobavitelju se razdelijo med vse dobavitelje (princip modela neto koristi opisan v predhodnih razdelkih – strošek kompensacije se razdeli med vse dobavitelje, prizadeti dobavitelji prejmejo plačilo za aktivacije, ki prizadenejo njihovo bilanco).
- alternativna rešitev: NA povrne stroške dobavitelju.

Na podlagi analize stroškov in koristi je bila izbrana primarna rešitev, ki spodbuja vključitev neodvisnih agregatorjev in jim ne zavira vstopa na trg [25]. Podrobnosti o analizi stroškov in koristi so na voljo v [43]. Podrobna pravila bodo definirana do 7. 11. 2024 [25].

Stroški nadomestila se izračunajo na podlagi metodologije zamejitve cen (*angl. Price Cap Methodology*). Zamejena cena predstavlja povprečne stroške dobavitelja in se redno posodablja [44]. Za izračun zamejene cene se uporablja zahtevna metodologija, ki upošteva različne stroškovne komponente: stroške električne energije in električnega omrežja, stroške za trg rezervnih zmogljivosti, indeks cen odjemalcev, obratovalne stroške, stroške pametnih obračunskih števecv in drugo [44].

Predlagana metodologija predstavlja dober približek stroška dobavitelja, hkrati pa se bo v prihodnje spremljalo, če zadošča namenu in ocenilo morebitno potrebo po prilagoditvi [25].

Zaključek

Pričakuje se, da bo predlagana rešitev povečala vključevanje prožnosti odjemalcev na trgih električne energije in hkrati zmanjšala potrebo OPS po izravnalnih storitvah, ter doprinesla k bolj učinkoviti in ekonomsko ugodnejši rabi elektroenergetskega sistema. Na podlagi rezultatov analize stroškov in koristi je mogoče sklepati, da se bo veleprodajna tržna cena električne energije znižala zaradi povečane konkurence na trgu. S tem se pričakuje tudi znižanje stroškov dobaviteljev, kar se lahko odrazi v nižjih stroških končnih odjemalcev [25].

Obstajajo tudi manj zaželene posledice, ki jih prinaša predlagana rešitev, in ki jih bo potrebno spremljati, ter po potrebi ukrepati. Dobaviteljem se naprti finančno nadomestilo, ki krije stroške aktivnosti NA. To bi lahko postavilo NA v privilegiran položaj in hkrati otežilo delovanje manjšim dobaviteljem. Vsekakor se pričakuje, da bo povečana konkurenčnost na trgu kot rezultat predlagane rešitve preseгла omenjene posledice. Prav tako bodo imeli vsi dobavitelji koristi od nižjih cen na veleprodajnem trgu, tako majhni kot veliki [25].



4 Metodologija določanja osnovnic

Podlaga za določanje uspešnosti izvajanja in vrednotenje storitev prožnosti predstavlja metodologija za določitev t. i. osnovnic oz. baseline metodologija. Metodologija določanja osnovnic omogoča ugotavljanje količine energije oz. aktivirane prožnosti in se lahko uporablja tudi za prenos količin energije med tržnimi udeleženci (npr. med NA in dobaviteljem). Preko osnovnic se določi uspešnost in vrednoti dobavljeno storitev prožnosti oz. količino energije zagotovljeno uporabniku storitve prožnosti. Metodologija določanja osnovnic mora predvsem omogočati razlikovanje med eksplicitno in implicitno prožnostjo, se pravi prožnostjo, katera se izvaja kot storitev za operaterja omrežja (npr. odziv odjema) in prožnostjo, katero uporabnik omrežja izvaja za lastno optimizacijo (npr. na podlagi dinamičnih cen električne energije in/ali dinamičnih tarif) za isto obravnavano obdobje. Osnovni predlog, podan v posvetovalnem dokumentu AGEN, (Neodvisni) agregator na slovenskih trgih električne energije aktualni vidiki [6], je, da se v zakonodaji določi vsaj odgovornost za vzpostavitev metodologije osnovnic, ter hkrati določi, kateri parametri se pri tem uporabijo, da se zagotovi zadostna raven natančnosti in ponovljivosti. Seveda pa je možno normativno nasloviti tudi ostale vidike določanja osnovnic odvisno od izbranega modela trga.

ACER v svojih smernicah glede odziva odjema (*Acer Framework Guideline on Demand Response*) [45], v nadaljevanju smernice ACER, navaja, da v primeru odziva odjema, ko odjemalec ni ponudnik storitev (tj. npr. agregator), obstajata dve splošni področji uporabe koncepta izhodiščnega stanja oz. osnovnic. Prvo je povezano s pogodbenim razmerjem med odjemalcem in agregatorjem, drugo pa z razmerjem med agregatorjem in operaterjem omrežja. V smernicah ACER se določanje osnovnic obravnava z vidika operaterja omrežja v razmerju do ponudnika sistemskih storitev ali storitev prožnosti, zato je področje uporabe omejeno zgolj na ta del.

V smernicah ACER je pojasnjeno, da metodologija osnovnic za potrditev aktivacije, ki jo bodo predpisovali oz. navajali novi mrežni kodeksi, ni obvezna in da se lahko operater omrežja poslužuje tudi drugih možnosti, kot je na primer upoštevanje končnega stanja ponudnika storitve kot izhodiščnega položaja, ki se uporabi kot referenčna vrednost za evalvacijo storitve.

Za modele, pri katerih se izhodiščna vrednost predpostavlja kot referenca za preverjanje dobave, morajo pravila na nacionalni ravni opredeljevati splošna načela za njeno določitev. V smernicah ACER je glede metodologije osnovnic navedeno, da naj bo ta enostavna za izvajanje, pregledna in natančna. Temeljni namen določitve jasne metodologije za določanje referenčne vrednosti, ki predstavlja izhodišče za vrednotenje izvedene storitve, je preprečevanje manipulacij. Podana priporočila ACER glede referenčne vrednosti oz. osnovnic navajajo, da se metodologije določanja referenčne vrednosti lahko razlikujejo glede na produkte (tj. storitve) in časovni okvir, ter da se način določanja referenčne vrednosti lahko prilagodi posameznemu primeru. Časovna granulacija osnovnic pa mora biti skladna s časovno granulacijo pripadajočih produktov.

V določilih glede metodologije osnovnic je potrebno zagotoviti jasen okvir, ki bo zagotavljal čim večjo skladnost osnovnic z dejanskim profilom sodelujočih končnih uporabnikov. Omenjeno lahko vključuje tudi naknadno analizo osnovnic (opravljeno npr. s strani operaterja omrežja ali drugega organa) in določitev predhodnih prilagoditvenih koeficientov na podlagi meritev v realnem času (npr. razlika med izhodiščno vrednostjo in meritvami v preteklih časovnih intervalih).

Če nadzor opravljene storitve s strani operaterja omrežja temelji na meritvah, mora biti časovna granulacija števca enaka vsaj 15-min, kar je skladno z obdobjem poravnave odstopanj.

Smernice ACER predvidevajo tudi, da je potrebno določiti pogoje za uporabo podrednih meritev, ki bi naj zajemali vloge posameznih deležnikov pri tem, način zbiranja in hrambe podatkov, preverjanje točnosti meritev, ter skladnost

z ustreznimi standardi z namenom zagotavljanja interoperabilnosti za dostop do podatkov povezanih z odzivom odjema.

Glede finančne poravnave, povezane z zagotavljanjem sistemskih storitev ali storitev prožnosti, smernice ACER navajajo, da morajo pravila vključevati določbe, ki zajemajo izmenjavo podatkov med ponudnikom storitve in zadevnim sistemskim operaterjem omrežja, vključno z osnovnicami, kadar je to potrebno, vsaj za vsak model agregacije. Določiti je potrebno, katere podatke se sporoča v realnem času in jasno opredeliti subjekte, ki prejemajo ter pošiljajo te podatke. Izmenjani podatki naj bi vključevali vsaj količine aktivirane energije za različne proizvode oz. storitve.

V nadaljevanju so predstavljene metodologije oz. načela določanja osnovnic, ki so v uporabi v posameznih državah obravnavanih v prejšnjem poglavju.

4.1 Določanje osnovnic Avstrija

V Avstriji metodologija osnovnic ni zakonsko ali drugače predpisana, ampak gre za dogovor med PSI in OPS. PSI (tudi agregator) torej lahko predlaga poljubno metodologijo. V praksi se uporabljajo vsaj 3 možne metodologije:

- zadnja merjena vrednost,
- drseče povprečje (angl. moving average):
 - dogovori in upošteva se dolžina intervalov, ki omogoča izravnavo večjih odstopanj,
 - v praksi so intervali za računanje drsečega povprečja dolgi med 1 in 15 min,
- tržni plan (angl. market schedule):
 - upošteva se tržni plan na veleprodajnem trgu (trgovanje znotraj dneva, trgovanje za dan vnaprej).

Prva in druga metodologija temeljita na dejanskih oz. preteklih izmerjenih podatkih, zadnja pa temelji na napovedi

4.2 Določanje osnovnic Francija

V Franciji lahko metodologijo osnovnic predlaga katerikoli udeleženec na trgu z električno energijo, pri čemer mora poleg same specifikacije zagotoviti tudi potrebne merilne podatke za oceno in vrednotenje, ki ga opravi RTE, v skladu z veljavnimi pravili ter na objektivni, pregleden in nediskriminatorni način [38].

Trenutno so v uporabi 4 različne metodologije, dve temeljita na podlagi ugotovljene zmanjšane porabe električne energije (v Franciji je odziv odjema priznan samo v smeri zmanjšanja), ena temelji na podlagi napovedi porabe oz. odjema in ena na podlagi pretekle porabe. Metodologije določanja osnovnic so naslednje [23]:

- metoda pravokotnika dveh referenčnih obdobj,
- metoda algebraičnega pravokotnika med lokacijami,
- metoda napovedi porabe,
- metoda zgodovine porabe.

V nadaljevanju je podan povzetek poglavja 7.2 dokumenta Pogoji za sodelovanje odziva odjema na energetskih trgih NEBEF 3.4. (angl. *Terms and Conditions for Demand Response Participation in Energy Markets NEBEF 3.4*)

[35]), objavljenega s strani RTE, ki določa postopke določitve osnovnic oz. referenčne krivulje (*angl. Establishing the Reference Curve*) pri storitvah odziva odjema.

Enota oz. ločljivost, ki določa natančnost osnovnic subjektov odziva odjema (S00) (*angl. Demand Response Entities*), je kilovat (kW). S00 je sestavljen iz PPM in predstavlja osnovno enoto, ki opredeljuje obseg (*angl. Perimeter*) PPM, na katerih se lahko izvede odziv odjema. V splošnem gre pri S00 za sredstvo (npr. elektrarna ali naprava, ki omogoča prožnost) in je kvalificirano za ponujanje odziva odjema.

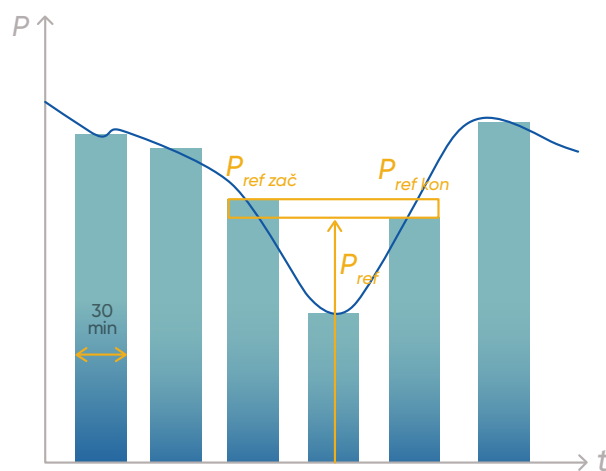
Privzeto se osnovnica oz. referenčna krivulja določi po metodi pravokotnika dveh referenčnih obdobj (*angl. Rectangle of two reference periods*) za vse S00, ki omogočajo daljinsko odčitavanje, in vse profilirane S00. Profiliran S00 je S00, ki ga sestavljajo PPM, katerih pogodbeno moč je manjša od praga, pod katerim se lahko porabo PPM izračuna s profiliranjem, kot je to opredeljeno v poglavju F razdelka 2 dokumenta MA-RE Terms and Conditions. Profiliran S00 ni merjen oz. ni priključen na SCADA sistem operaterja omrežja in je zato njegov profil dogovorjen med agregatorjem in operaterjem omrežja.

Agregator, ki ponuja odziv odjema (*angl. Demand Response Aggregator*), lahko predlaga drugo metodo določanja osnovnic, kar pa mora biti izvedeno ob vzpostavitvi S00 (opisano v 5.5.1.1. [35]). Agregator lahko zahteva tudi spremembo metode, pri čemer mora RTE obvestiti o zahtevi najpozneje 10 delovnih dni pred koncem meseca M, da sprememba začne veljati na prvi dan prihodnjega meseca (M+1).

Agregator lahko zahteva tudi, da se metoda pravokotnika dveh referenčnih obdobj uporabi zgolj občasno na dan D. Če agregator želi spremeniti metodo za dan D, mora obvestiti RTE o zahtevi najpozneje do 22:00 na dan D-1 in navesti zadevni S00.

4.2.1 Metoda pravokotnika dveh referenčnih obdobj (*angl. "Rectangle of two reference periods" method*)

V vsakem polurnem intervalu obravnavanega obdobja zmanjšanja odjema (*angl. Load Reduction Period*) je vrednost osnovnice oz. referenčne moči S00 enaka najmanjši vrednosti med začetno in končno referenčno močjo (*angl. Reference Power*), kot to prikazuje Slika 17.



Slika 17: Določanje referenčne moči po metodi pravokotnika dveh referenčnih obdobj.

V vsakem polurnem intervalu obdobja premaknjene obremenitve (*angl. Shifted Load Period*) je vrednost referenčne krivulje S00 enaka največji vrednosti med začetno in končno referenčno močjo.



Začetna referenčna moč je povprečna moč na polurni interval bremenskega diagrama S00, izračunana za časovno obdobje, ki je enako najmanjši vrednosti med trajanjem obravnavanega obdobja zmanjšanja obremenitve/obdobja premaknjene obremenitve in dvema urama, ter se konča ob času začetka obravnavanega obdobja zmanjšanja obremenitve/premaknjene obremenitve.

Končna referenčna moč je povprečna moč na polurni interval bremenskega diagrama S00, izračunana za časovno obdobje, ki je enako najmanjši vrednosti med trajanjem obravnavanega obdobja zmanjšanja obremenitve/obdobja premaknjene obremenitve in dvema urama, ter se začne ob času konca obravnavanega obdobja zmanjšanja obremenitve/premaknjene obremenitve.

Pri metodi pravokotnika dveh referenčnih obdobjih obdobje odziva odjema ne sme biti daljše od 2 ur za S00 in ne daljše od 4 ur za profilirane S00. Obdobje brez odziva odjema med dvema obdobjema odziva odjema mora biti daljše ali enako minimumu najdaljšega od obeh trajanj odziva odjema in dvema urama.

4.2.2 Metoda algebraičnega pravokotnika med lokacijami (angl. "Site-to-site algebraic rectangle method")

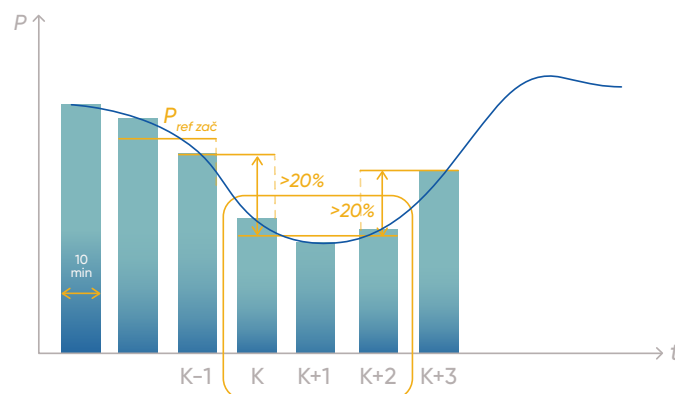
Metodo algebraičnega pravokotnika med lokacijami za določitev osnovnice je moč aplicirati za profilirane S00, ki zajemajo več kot 3,000 profiliranih PPM. V vsakem 10-minutnem intervalu obravnavanega obdobja odziva odjema je vrednost osnovnice profiliranega S00 enaka vsoti osnovnic PPM, ki ga sestavljajo. Določitev osnovnic je ločena na dva primere: Trideset minutno zmanjšanje odjema in zmanjšanje odjema daljše od trideset minut.

Trideset minutno zmanjšanje odjema

Trideset minutno zmanjšanje odjema se lahko pri profiliranem S00 izvede na dva različna načina, in sicer s tremi posameznimi desetminutnimi zmanjšanimi ali z enojnim tridesetminutnim zmanjšanjem.

Pri enojnem trideset minutnem zmanjšanju odjema je vrednost osnovnice na posameznem PPM za vsak desetminutni interval v obdobju zmanjšanja odjema enaka začetni referenčni moči. Začetna referenčna moč je povprečna moč bremenskega diagrama PPM v dveh 10-minutnih intervalih pred začetkom obdobja zmanjšanja odjema.

Tudi pri enojnem trideset minutnem zmanjšanju odjema se upošteva, da je bilo zmanjšanje odjema izvedeno v treh 10-minutnih intervalih K, K+1 in K+2 obravnavanega obdobja zmanjšanja odjema, če je moč, izmerjena v teh treh intervalih, vsaj 20 % manjša od povprečne moči, izmerjene v intervalu K-1, in vsaj 20 % manjša od povprečne moči, izmerjene v intervalu K+3, ter če so vse moči večje od 50 W. V nasprotnem primeru se šteje, da se zmanjšanje odjema ni zgodilo. Opisano prikazuje Slika 18.



Slika 18: Trideset minutno zmanjšanje odjema merjeno v treh 10 minutnih intervalih.



Zmanjšanje odjema daljše od trideset minut

Na vsakem PPM je za vsak 10-minutni interval v obravnavanem obdobju zmanjšanja odjema in za vsako doseženo zmanjšanje odjema vrednost osnovnice enaka začetni referenčni moči. Ista vrednost, enaka začetni referenčni moči, velja tudi za dva deset minutna intervala po obravnavanem intervalu zmanjšanja odjema.

Začetna referenčna moč je povprečna moč bremenskega diagrama v dveh deset minutnih intervalih pred začetkom obravnavanega obdobja zmanjšanja odjema.

Upošteva se, da je bilo deset minutno zmanjšanje odjema doseženo v intervalu K obravnavanega obdobja, če je moč izmerjena v tem intervalu, vsaj 20 % manjša od povprečne moči, izmerjene v intervalu K-1, in vsaj 20 % manjša od povprečne moči, izmerjene v intervalu K+1, in če so vse omenjene vrednosti večje od 50 W. V nasprotnem primeru se šteje, da se zmanjšanje odjema ni zgodilo.

Dve posamezni zaporedni obdobji zmanjšanja odjema na istem PPM morata biti v razmaku najmanj 20 minut. V nasprotnem primeru se upošteva le prvo.

Če je zadoščeno opisanim pogojem, se šteje, da se je zmanjšanje odjema začelo na začetku intervala K.

Posamezno obdobje zmanjšanja odjema oz. odziva odjema ne sme trajati več kot šest 6 ur. Obdobje brez odziva odjema med dvema obdobjema odziva odjema mora biti daljše ali enako 1 uri, če je prvo od obeh obdobji odziva odjema krajše od 2 ur, oz. daljše ali enako 2 urama v nasprotnem primeru.

4.2.3 Metoda napovedi odjema (angl. "Demand forecast" method)

Metoda napovedi odjema se uporablja samo za S00, ki omogoča daljinsko odčitavanje. Samo PPM, ki je certificirano po tej metodi, se lahko doda S00, pri katerem se za določanje osnovnic uporablja metoda napovedi odjema. Certificiranje velja za par PPM/agregator in ni prenosljivo.

Če posamezno PPM zapusti agregatorja, lahko ta, da se preneha z mesečnim preverjanjem kakovosti napovedi, zahteva odstranitev tega PPM s seznama certificiranih PPM preko metode napovedi odjema. Agregator v tem primeru ne more zahtevati certificiranja istega PPM preko metode napovedi odjema 9 mesecev po zahtevi za odstranitev.

Posredovanje napovedi odjema RTE

Za vsako PPM, za katero je RTE odobril certificiranje po metodi napovedi odjema in za vsako PPM, ki sestavlja S00, pri katerem se uporablja metoda napovedi odjema, mora agregator za polurne časovne intervale RTE posredovati napoved odjema. Napoved se pošlje v petek tekočega tedna (W-1) za obdobje prihajajočega tedna (W) od ponedeljka 00:00 do nedelje 23:59, v skladu s postopki opredeljenimi v NEBEF IS Terms and Conditions.

Za PPM, ki so kvalificirana za poskusne podredne meritve, je napoved odjema narejena tako na ravni podrednih meritev, kot tudi na ravni PPM.

Agregator lahko pošlje novo napoved za vsako PPM najpozneje do dva dni prej (D-2), če je bila prvotna napoved uspešno poslana. Ta možnost je agregatorjem na voljo največ 4 krat mesečno.

Mesečna revizija kakovosti napovedi

Mesečno preverjanje kakovosti napovedi se izvaja za vsak mesec, v katerem je PPM certificirano po metodi. Merila



oz. kazalniki so določeni v razdelku 7.2.4.4. [46]. Če preverjanje kakovosti napovedi pokaže, da vsaj en od kazalnikov za mesec M ni izpolnjen, RTE o tem obvesti agregatorja najpozneje 10 delovnih dni pred koncem meseca M+2.

Če kazalnikov za preverjanje kakovosti napovedi ni mogoče izračunati vsaj 3 mesece od 11 tekočih mesecev, ali če vsaj eno od meril ni izpolnjeno 3 mesece ali več od zadnjih 11 tekočih mesecev, potem RTE obvesti agregatorja o odvzemu certifikata PPM. Odvzem certifikata začne veljati takoj, ko agregator prejme obvestilo. PPM, ki mu je bila odvzeta certifikacija, se samodejno odstrani iz SOO, katerega del je bilo.

RTE se lahko odloči za izvedbo revizij za preverjanje skladnosti poslanih napovedi. RTE lahko revizije naroči pri zunanjih izvajalcih, vendar je zanje še naprej odgovoren. V primeru ugotovljenih napak lahko pride do odvzema certifikata zadevnemu PPM. Kazalnike kakovosti napovedi za metodo napovedi odjema podaja Priloga 1 – Določanje osnovnic Francija.

4.2.4 Metoda zgodovine porabe (angl. "Consumption history" method)

Metoda zgodovine porabe se uporablja samo za SOO, ki omogoča daljinsko odčitavanje. Samo PPM, ki je certificirano po tej metodi, se lahko doda SOP, pri katerem se za določanje osnovnic uporablja metoda zgodovine porabe. Certificiranje velja za par PPM/agregator in ni prenosljivo.

Izračun referenčne zgodovine porabe

Referenčna zgodovina porabe se izračuna za vsako PPM. Za dneve, ko PPM ni na voljo, je referenčna zgodovina porabe enaka bremenskemu diagramu PPM. V nasprotnem primeru se referenčna zgodovina porabe izračuna v skladu z določili opisanimi v nadaljevanju glede na izbrano varianto metode.

10 dnevno povprečje (angl. 10 day mean)

Referenčna krivulja PPM na polurnem časovnem intervalu je srednja vrednost povprečne porabe v vsakem od treh 10 minutnih intervalov, ki sestavljajo polurni interval, v obravnavanem 10 minutnem intervalu v zadnjih 10 dneh, pri čemer niso upoštevani nerazpoložljivost PPM in obdobja odziva odjema. V 5 dneh po obdobju 28 zaporednih dni nerazpoložljivosti je referenčna zgodovina porabe enaka bremenskemu diagramu PPM. To obdobje 5 dni predstavlja obdobje ponovne vzpostavitve (angl. Reconstitution period).

10-dnevna mediana (angl. 10 day median)

Referenčna krivulja PPM na polurnem časovnem intervalu je srednja vrednost mediane porabe v vsakem od treh 10 minutnih intervalov, ki sestavljajo polurni interval, v obravnavanem 10 minutnem intervalu v zadnjih 10 dneh, pri čemer niso upoštevani nerazpoložljivost PPM in obdobja odziva odjema. V 5 dneh po obdobju 28 zaporednih dni nerazpoložljivosti je referenčna zgodovina porabe enaka bremenskemu diagramu PPM. To obdobje 5 dni predstavlja obdobje ponovne vzpostavitve.

4-tedensko povprečje (angl. 4 week mean)

Referenčna krivulja PPM na polurnem časovnem intervalu je srednja vrednost povprečne porabe v vsakem od treh 10 minutnih intervalov, ki sestavljajo polurni interval, v obravnavanem 10 minutnem intervalu na isti dan v tednu kot v prejšnjih 4 tednih, pri čemer niso upoštevani nerazpoložljivost PPM in obdobja odziva odjema. V 2 tednih po obdobju 28 zaporednih dni nerazpoložljivosti je referenčna zgodovina porabe enaka bremenskemu diagramu PPM. To obdobje 2 tednov predstavlja obdobje ponovne vzpostavitve.

4-tedenska mediana (angl. 4 week median)

Referenčna krivulja PPM na polurnem časovnem intervalu je srednja vrednost mediane porabe v vsakem od treh



10 minutnih intervalov, ki sestavljajo polurni interval, v obravnavanem 10 minutnem intervalu na isti dan v tednu kot v prejšnjih 4 tednih, pri čemer niso upoštevani nerazpoložljivost PPM in obdobja odziva odjema. V 2 tednih po obdobju 28 zaporednih dni nerazpoložljivosti je referenčna zgodovina porabe enaka bremenskem diagramu PPM. To obdobje 2 tednov predstavlja obdobje ponovne vzpostavitve.

4.2.5 Druge metode

Med izvajanjem pogojev NEBEF se lahko uporablja zgoraj navedene metode za določitev osnovnic oz. referenčne krivulje SOO in preizkuša ter analizira katerakoli druga metoda, ki se jo neposredno ali posredno zahteva. S testi se odloči o primernosti metode in morebitni pripravi za njeno vključitev v pogoje NEBEF.

Namen metod v preskušanju je lahko tudi omogočiti oceno stranskih učinkov povezanih s ponujanjem odziva odjema. Metode za preskušanje lahko predlaga zainteresirana stranka, na katero se nanašajo ti pogoji, ali stranka, ki to želi postati, združenje institucij ali posameznikov, ali strokovna organizacija.

Organizacije ali podjetja (entitete), ki želijo izvesti preskus metode certificiranja, morajo sodelovati v analizah tudi preko posredovanja podatkov za oceno učinkovitosti predlagane metode.

Za implementacijo dejanskih pogojev preskušanja predlagane metode zainteresirane strani sklenejo z RTE sporazum o preskusu. Ta določa:

- > pogoje za izvajanje preskušanja metode;
- > natančen in popoln opis metode;
- > podatke, ki se jih zavezujejo posredovati za namene preskušanja;
- > aktivacije zmanjšanja odjema, ki jih bodo izvedli za namene preskušanja;
- > pogoje za zaščito poslovno občutljivih podatkov;
- > stopnjo dovoljenega razširjanja rezultatov preskusa.

Ob koncu testnega obdobja se zaključki analiz objavijo v skladu z dovoljeno stopnjo razširjanja, določeno v sporazumu. Slednje vključuje predstavitev rezultatov, ki vsebujejo vsaj agregirane podatke v skladu s postopki, ki spoštujejo zaščito poslovno občutljivih podatkov udeležencev, ki so sodelovali v preskusih. Ustrezne analize, če so te na voljo, se vključijo v povratne informacije.

Če so rezultati preskusov prepričljivi, se lahko na podlagi poročila o napredku spremenijo pogoji NEBEF, da se odobri certificiranje na podlagi nove odobrene metode. RTE zbira povratne informacije v sodelovanju z udeleženci, ki so sodelovali pri preskusih nove metode.

4.3 Določanje osnovnic Finska

Pri nujenju storitev izravnave s strani NA ali katerega koli drugega PSI se upoštevajo običajne metodologije računanja osnovnic določene za posamezno storitev. NA pri tem ni diskriminiran in je obravnavan kot vsi ostali PSI. Ker se učinek odboja ne upošteva, se metodologija tudi po aktivaciji virov prožnosti ne spremeni [23].

4.4 Določanje osnovnic Velika Britanija

Ker pri vključevanju različnih odjemalcev ne obstaja enotna metodologija določanja osnovnic, ki bi jo lahko uspešno



implementirali pri odjemalcih vseh vrst (posebej izstopajo odjemalci, ki imajo manj predvidljive profile), uredba glede določanja osnovnic v Veliki Britaniji omogoča, da se predlagajo različne metodologije osnovnic, ki najbolj opišejo prihodnje delovanje. V izogib morebitnemu izkoriščanju so metodologije osnovnic pod stalnim pregledom in se po potrebi posodablja [25].

Ena od metodologij določanja osnovnic, ki je v uporabi v Veliki Britaniji, je tudi t. i. "Visokih pet od deset" (angl. high Five of Ten – Model HFoT). Omenjena metodologija kot referenčno vrednost obravnavanega obdobja upošteva pet dni, v katerih je odjem električne energije najvišji, od skupno desetih glede na vrednosti enakega števila ur oz. obravnavanih časovnih intervalov. Ta vrednost se nato prilagodi navzgor ali navzdol na podlagi vrednosti prejšnjih dveh ur oz. intervalov [46]. Formula za izračun je naslednja:

$$b_t = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5}{5} + \frac{C_{t-1} - b_{t-1} + C_{t-2} - b_{t-2}}{2}$$

V enačbi predstavljajo:

b – osnovnico (angl. baseline),

C – porabo oz. odjem električne energije (angl. Consumption),

t – obravnavan časovni interval.

Drugi del v enačbi predstavlja korekcijo osnovnice glede na povprečno napako v obdobju zadnjih dveh ur oz. časovnih intervalov.

4.5 Določanje osnovnic Slovenija

Za primer Slovenije metodologija osnovnic ni definirana oz. je ta prepuščena agregatorjem oz. PSI. Na ravni prenosnega omrežja za primere storitev izravnave PSI sam določi metodologijo in napove osnovnico oz. bazno moč, kot je ta poimenovana v Pogojih za PSI [5]. Pogostost napovedi je odvisna od tipa oz. vrste storitve. Za aRPF PSI napove osnovnico v skoraj realnem času na 2s, pri čemer ta vrednost ne sme bistveno odstopati od vrednosti indikativne bazne moči napovedane 5 min vnaprej. Za primer rRPF PSI sporoči vrednost osnovnice OPS vsaj enkrat v dnevu pred dobavo (D-1), nato pa jo lahko poljubno posodablja še tekom dneva dobave pred samo dobavo oz. aktivacijo. Kot veljavna vrednost osnovnice se upošteva zadnja oddana vrednost pred začetkom aktivacije.

Na ravni distribucijskega sistema obračun in določitev osnovnic za storitve prožnosti določa 16. člen osnutka SONDSEE [15]. Obračun izvedene storitve prožnosti izvede ponudnik storitve prožnosti na osnovi števnih meritev električne energije na ravni merilne točke, kjer se storitev prožnosti opravlja, pri čemer se uporabljajo 15 minutni merilni podatki. Obračun izvedene storitve prožnosti se izvaja na osnovi izračunane osnovnice in dejanskega izmerjenega odjema oz. proizvodnje za vsako merilno točko oz. vir prožnosti posebej, kjer se nudi storitev prožnosti. Osnovnica je določena kot moč v zadnji 15 minutni periodi pred najavo aktivacije in je enaka skozi celoten čas aktivacije. Distribucijski operater lahko v razpisu za posamezno storitev prožnosti, določi tudi drugačen način določitve osnovnice, če to ustreza trenutnemu stanju in pogojem za izvajanje storitve.

5 Pravila in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES in storitve prožnosti za ODS

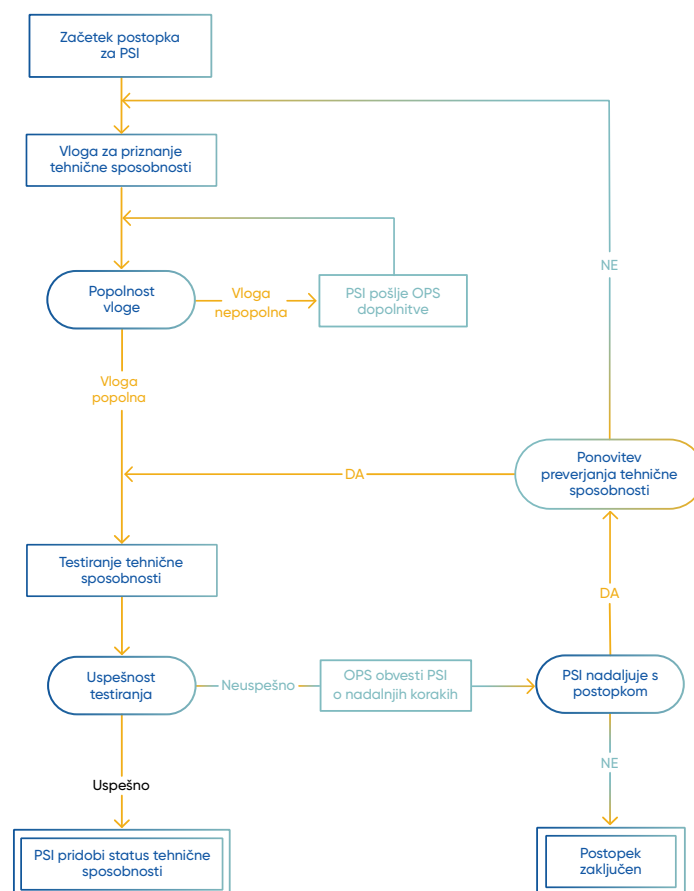
V tem poglavju je narejen povzetek ključnih veljavnih Pravil in pogojev za PSI na izravnalnem trgu ELES [5] in pregled storitev prožnosti za ODS, kot so ta določena v osnutku SONDSE. V veljavi so tudi že nova pravila za PSI, ki pa bodo začela veljati s prvim dnevom meseca, v katerem bo ELES vstopil v skupno evropsko aRPF platformo PICASSO, ali v skupno evropsko rRPF platformo MARI [47], [48], [49].

5.1 Pravila in pogoji za PSI na izravnalnem trgu ELES

Sodelovanje PSI na izravnalnem trgu ELES v splošnem opredeljujejo naslednji 4 postopki:

1. kvalifikacijski postopek, ki zajema preverjanje tehnične sposobnosti in izpolnjevanje zahtev Pravil dražb za izvajanje nakupov posameznih sistemskih storitev na izravnalnem trgu ELES;
2. sodelovanje PSI na dražbi za izravnalno moč in/ali oddaja ponudb za izravnalno energijo;
3. aktivacija izravnalne energije;
4. obračun izravnalne moči in aktivirane izravnalne energije.

Preverjanje tehnične sposobnosti PSI velja za vse PSI, ki želijo sodelovati pri nujenju storitev izravnave za OPS. Shematski potek glavnih korakov postopka preverjanja tehnične sposobnosti PSI prikazuje Slika 19.



Slika 19: Shematski potek glavnih korakov preverjanja tehnične sposobnosti PSI, vir slike [5].



Vsak PSI mora obvezno predložiti v celoti izpolnjeno vlogo za priznanje tehnične sposobnosti. Po prejetju vloge OPS v predpisanem roku PSI obvesti o poteku testiranja tehnične sposobnosti. PSI po uspešno opravljenih testiranjih pridobi status tehnične sposobnosti, OPS pa mu izda potrdilo. PSI, ki razpolaga s potrdilom o tehnični sposobnosti in izpolnjuje vse pravno-formalne zahteve in pogoje, ki so navedeni v Pravilih dražb, dobi status kvalificiranega PSI s trenutkom, ko mu OPS izda potrdilo o kvalifikaciji PSI za sodelovanje na dražbah. Kvalificirani PSI lahko oddaja ponudbe za izravnalno moč oz. za izravnalno energijo do moči oz. do količine navedene v izdanem potrdilu o kvalifikaciji za sodelovanje na dražbah. Na dražbi lahko sodeluje le PSI, ki ima veljaven status kvalificiranega PSI za posamezno storitev izravnave. Če je kvalificirani PSI na dražbi za izravnalno moč aRPF ali rRPF uspešen, mora oddati ustrezne obvezne ponudbe tudi za izravnalno energijo aRPF oz. rRPF v obsegu zakupljene izravnalne moči. Kvalificiran PSI ima možnost oddaje prostovoljnih ponudb za izravnalno energijo za posamezno storitev izravnave do višine navedene v potrdilu o kvalifikaciji. Sodelovanje na dražbi za izravnalno moč ni pogoj za oddajo prostovoljnih ponudb za izravnalno energijo.

5.2 Storitve prožnosti za ODS

Storitve prožnosti za ODS (distribucijskega operaterja) so opredeljene v osnutku SONDSEE (II.2. STORITVE PROŽNOSTI V DEES ZA DISTRIBUCIJSKEGA OPERATERJA). Razčlenitev storitev prožnosti na ravni distribucijskega sistema je podana v uvodu tega dokumenta. Ponujanje in prodaja storitev prožnosti v DEES mora biti omogočena vsem uporabnikom sistema tudi neposredno, brez opremljenosti s posebnimi sistemi informacijsko komunikacijskih tehnologij (IKT), v kolikor to dopuščajo tehnične značilnosti produkta prožnosti.

Podrobne tehnične zahteve za izvajanje posamezne storitve prožnosti in sam postopek preverjanja usposobljenosti za izvajanje storitev prožnosti določa SONDSEE Priloga 7 – Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12].

5.2.1 Objava potreb po storitvah prožnosti

Predvideno je, da ODS najmanj enkrat letno objavi nezavezujoče predvidene dolgoročne potrebe po storitvah prožnosti v DEES za dobo naslednjih 5 let. Objava mora vključevati tudi podatke o mestu in načinu objav razpisov za konkretne potrebe po prožnosti, ter pogoje sodelovanja na razpisih. Slednje zajema minimalne pogoje za vire in ponudnike storitev prožnosti. Objava mora vključevati tudi ne zavezujočo oceno maksimalne še sprejemljive cene.

5.2.2 Produkti prožnosti in njihov opis

Produkti prožnosti, ki jih bo ODS naročal, se oblikujejo glede na potrebe DEES, pri čemer se mora upoštevati tudi tehnološka nevtralnost in tehnične zmogljivosti virov prožnosti, tehnične zmožnosti ponudnikov storitev, vključno s komunikacijskimi zmožnostmi. Produkt prožnosti je definiran na podlagi končnega nabora atributov. Seznam atributov, ki jih je možno uporabiti za definicijo produkta, in opis produktov prožnosti je podan v SONDSEE Priloga 7 – Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12].

5.2.3 Registracija in kvalifikacija potenciala prožnosti

Pred začetkom ponujanja storitve prožnosti v DEES je potrebno vir prožnosti registrirati v nacionalnem registru prožnosti. Registracijo opravi distribucijski operater na podlagi zahteve uporabnika sistema. V zahtevi uporabnik sistema ali njegov pooblaščenec navede tudi storitve prožnosti in produkte, ki jih želi ponujati. Pri registraciji lahko distribucijski operater določi stalne obratovalne omejitve odvisne od trenutnega in predvidenega stanja omrežja v



točki priključitve vira prožnosti. Uporabnik sistema lahko za vse aktivnosti v zvezi z nudenjem storitev prožnosti pooblasti ponudnika storitev prožnosti, tj. tudi agregatorja.

Distribucijski operater lahko registracijo pogojuje z določenimi minimalnimi pogoji, kot je potrebna hitrost odziva, dejanska razpoložljiva moč prožnosti na PPM, kjer se meri prevzem in predaja električne energije v DEES. Za določitev zanesljivosti izvajanja storitev prožnosti, distribucijski operater izvede postopek kvalifikacije ponudnika storitev prožnosti. Kvalifikacijski postopek se izvede za vsak posamezni produkt prožnosti, za katerega se ponudnik storitev prožnosti prijavlja. V kolikor produkt prožnosti ne zahteva kvalifikacijskega postopka, kar definira distribucijski operater v razpisu, zadostuje vpis ponudnika storitve prožnosti v nacionalni register prožnosti. Ponudnik se vpiše v register prožnosti za dobo, ki je odvisna od produkta prožnosti, vendar ne za več kot 5 let. Po preteku tega obdobja je potrebna obnovitev kvalifikacije. Postopek registracije vira in kvalifikacije storitev prožnosti je opisan v SONDSEE Priloga 7 – Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12].

5.2.4 Postopek naročanja storitev prožnosti

Distribucijski operater naroča storitve prožnosti na organiziranih trgih prožnosti v skladu s pravili organizatorja trga s prožnostjo in po potrebi tudi z lastnimi transparentnimi in nediskriminatornimi postopki izven trgov prožnosti, v kolikor na organiziranih trgih ne dobi ustrezne ponudbe storitev prožnosti. Za nakup storitve prožnosti izven organiziranega trga prožnosti distribucijski operater objavi povpraševanje oz. razpis. Slednje je objavljeno javno najmanj na spletni strani distribucijskega operaterja. Povpraševanje se lahko dodatno potencialnim ponudnikom posreduje tudi direktno v elektronski obliki. V razpisu se poda informacije o produktu prožnosti in pogojih nudenja storitev prožnosti minimalno v obsegu in v obliki podani v SONDSEE Priloga 7 – Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12].

Distribucijski operater sklene pogodbe s ponudniki storitev prožnosti, ki skupaj dosežejo najnižjo ceno za zahtevan obseg storitev prožnosti pod pogojem, da na razpisu pridobi ponudbe v obsegu, ki še omogoča doseganje neto koristi z uporabo prožnosti po ceni, ki je enaka ali nižja od najvišje še ekonomsko upravičene cene. Distribucijski operater sklepa pogodbe samo s ponudniki storitev, ki so uspešno opravili kvalifikacijski postopek. Ponudnik storitev, ki ima sklenjeno pogodbo za produkt za moč, je dolžan oddati tudi ponudbo za produkt za energijo, skladno s strani distribucijskega operaterja zakupljeno zmogljivostjo oz. kot to definirajo pogoji sodelovanja v razpisu. V kolikor distribucijski operater preko postopka naročanja ne dobi ustreznih ekonomsko sprejemljivih ponudb za storitev prožnosti, lahko sklene pogodbo o uporabi storitev prožnosti direktno s ponudnikom storitve prožnosti pod pogoji in postopkih v skladu z ZOEE.

5.2.5 Objava in izmenjava podatkov

Distribucijski operater vsaj enkrat letno objavi anonimizirane podatke o letni realizaciji iz naslova storitev prožnosti v smislu spodbujanja nudenja storitev prožnosti. Pri tem se prikaže podatke vsaj po kategorijah produktov prožnosti in povezavi na posamezen element omrežja. Podatki o virih prožnosti in ponudnikih storitev prožnosti se hranijo v nacionalnem registru prožnosti. Distribucijski operater in ponudnik storitve prožnosti izmenjujeta podatke preko nacionalnega registra prožnosti oz. druge platforme za izmenjavo podatkov. Ti podatki so na voljo tudi drugim deležnikom skladno z njihovimi pristojnostmi. Izmenjuje se naslednje podatke:

- podatke o virih prožnosti in ponudnikih storitev prožnosti;
- podatke o aktivacijah posameznih virov prožnosti z navedbo vira prožnosti, začetka aktivacije in trajanja aktivacije;
- informacije o obratovalnem stanju omrežja na PPM povezanem z virom prožnosti z možnostjo določitve



začasnih omejitev (sistem semaforja), ki se posodablja s 15-minutno časovno resolucijo, ter informacije o trenutnem statusu vira prožnosti;

- številne meritve za določitev osnovnice skladno s potrjeno metodologijo;
- merilne podatke med trajanjem aktivacije storitve prožnosti;
- številne meritve o izvedenih storitvah prožnosti;

Izmenjani podatki morajo biti skladni s SONDSEE Priloga 9 – Seznam standardnih in ostalih podatkovnih storitev [53].

Podatke o aktivaciji posameznega vira prožnosti iz druge točke zagotavlja ponudnik storitve prožnosti distribucijskemu operaterju v elektronski obliki v skladu s pravili nacionalnega registra prožnosti ali platforme za izmenjavo podatkov po zaključku aktivacije v skoraj realnem času. V kolikor se distribucijski operater in ponudnik storitve prožnosti dogovorita, lahko v imenu ponudnika storitve prožnosti te podatke zagotavlja distribucijski operater.



6 SWOT analiza

Tabela 5 predstavlja SWOT analizo modelov, ki podpirajo neodvisno agregacijo. Analiza je predstavljena z **vidika sistema** in ne z vidika posameznega udeleženca, ter v splošnem zajema najpomembnejše razlike med njimi za vse udeležence.

Tabela 6: SWOT analiza.

Model/značilnosti	Prednosti	Slabosti	Priložnosti	Nevarnosti
Nekorigiran – brez korekcije tržnega plana dobavitelja, brez prenosa energije, poravnava preko klasičnega mehanizma poravnave odstopanj	Najbolj enostaven za implementacijo.	Celotno breme odstopanj nosi dobavitelj. Ni zajet učinek odboja.	Najbolj ugoden model za NA, saj ni odgovoren za povzročena odstopanja v tržnem planu dobavitelja oz. nima dodatnih stroškov in ima tako največji izplen.	(Pre)velike količine odstopanj in z njimi povezani stroški lahko vodijo v velik upor dobaviteljev. Nevarnost da dobavitelji to prevalijo na končne odjemalce. Ker NA ni odgovoren niti za lastna odstopanja, je ta model neskladen z določbami CEP.
Pogodbeni – prenos energije in popravek tržnega plana dobavitelja se izvedeta bilateralno	Enostaven za vpeljavo. Ne zahteva vpletenosti operaterja omrežja ali OT za popravo tržnega plana dobavitelja.	Dodatno delo za agregatorja in dobavitelja. Metodologija določanja količin in cen določena pogodbeno, kjer ni točno definiranih pravil. Gre za bilateralni dogovor, ki pa lahko predstavlja veliko dodatnega dela in usklajevanja – za učinkovanje v praksi morata biti jasno določena metodologija izračuna osnovnic in standardizirana metoda določanja cene. V primeru da ne pride do dogovora, imata tako NA kot tudi dobavitelj večje stroške odstopanj.	V idealnem primeru bi lahko dogovor bil, da se energija kompenzira po znani ceni – kar bi bilo enako korekcijskemu modelu tip A brez zunanjega operaterjevega posredovanja.	Dobavitelji lahko zavračajo pogajanja z agregatorji – velika verjetnost, da do dogovora ne pride.



<p>Model centralne poravnave (kompensacija) – centralna entiteta odgovorna za korekcijo tržnega plana dobavitelja, poravnava urejena s strani centralne entitete</p>	<p>Sistemska urejana odstopanja dobavitelja – izničen učinek/strošek odstopanj.</p> <p>NA nosi odgovornost za svoj del odstopanj – v obdobjih aktivirane prožnosti.</p> <p>Transparentnost in urejeni finančni tokovi.</p>	<p>Centralna entiteta mora določati regulirano ceno energije – problem določanja cene.</p> <p>Pravila prenosa energije med agregatorjem in dobaviteljem, ali obratno, morajo biti določena.</p> <p>Ni zajet učinek odboja.</p> <p>Dodatni stroški sistema povezani z delovanjem centralne entitete (stroški opravljanja nalog centralne entitete).</p>	<p>Transparentnost in urejanje razmerij s strani centralne entitete lahko pomeni spodbudno okolje za nove tržne udeležence – večje število udeležencev, večja likvidnost in globina trga.</p> <p>Možnost za anonimnost NA.</p> <p>Poseben primer: Možnost uveljavitve modela neto koristi, kjer se strošek socializira (razdeli med tržne udeležence) in s tem omogoči hitrejši razvoj (UK, ZDA, LUX) – pod pogojem, da prisotnost oz. delovanje NA prinaša koristi za celoten sistem. V ZDA se preko testa neto koristi določi, ali se stroški socializirajo.</p>	<p>Regulirana cena je lahko previsoka in zavre razvoj NA ali prenizka, pri čemer se stroški odstopanj za dobavitelja ne izničijo v celoti.</p> <p>V ZDA se s testom neto koristi določi raven cen, od katere se stroški socializirajo. Pod to ceno stroške nosi agregator – nevarnost, da test ne odraža vseh koristi, ali da je raven cen nastavljen previsoko in stroške vseeno nosi agregator.</p>
<p>Korekcijski model (Tip A) – prenos energije se vrši preko končnega uporabnika, operater popravi meritve</p>	<p>Dobavitelj ne izgubi ničesar energijsko – operater popravi meritve za višino aktivirane prožnosti.</p> <p>Ni potrebe po kompensaciji – dobavitelj zaračuna končnemu odjemalcu energijo, kot da se aktivacija prožnosti ni zgodila.</p> <p>Agregator ne rabi razkrivati podatkov o svojih strankah (ohranja zaupnost).</p>	<p>Energijsko ni smiselno "premikanje porabe" – ker odjemalec vedno plača enako za energijo (če je cena fiksna), kljub premiku iz dražjega v cenejše obdobje.</p> <p>Dodatno delo za operaterja omrežja – povečana kompleksnost urejanja razmerij.</p>	<p>Končni odjemalec lahko potencialno prihrani na omrežnini, saj se v primeru povečanja odjema omrežnina računa na originalne vrednosti meritev in ne na popravljene za aktivacijo.</p> <p>Popolna anonimnost agregatorja.</p>	<p>Možnost vpeljave učinka odboja, ki bi otežil delovanje NA.</p> <p>Pravno vprašanje zakonitosti popravljanja meritev.</p>
<p>Korekcijski model (Tip B) – prenos energije se vrši preko končnega odjemalca, dobavitelj zaračuna dodatno postavko vezano na aktivacijo prožnosti</p>	<p>Dobavitelj energijsko ne izgubi ničesar – dobavitelj izstavi račun z dvema postavkama: za energijo po meritvah in dodatni specifikaciji za aktivirano prožnost.</p> <p>Korigira se tudi tržni plan dobavitelja. Energija se preko evidentirane pogodbe do agregatorja prenese nanj – s tem se prepreči odstopanja zaradi spremembe odjema.</p> <p>Energijo plača končni odjemalec.</p>	<p>Energijsko ni smiselno "premikanje porabe" – ker odjemalec vedno plača enako.</p> <p>Potencialno omejevanje aktivacije prožnosti z dobaviteljevo ceno za prožnost – cena za prožnost, ki jo NA plača sodelujočim odjemalcem, mora biti višja od cene, ki jo uporabnikom zaračuna dobavitelj.</p> <p>Dobavitelj ima podatke o tem, pri katerih strankah je prisoten agregator – občutljivost poslovnih informacij.</p>	<p>Končni odjemalec lahko potencialno prihrani na omrežnini (samo v primeru zvišanja odjema), saj se omrežnina računa na originalne vrednosti meritev in ne na popravljene za aktivacijo.</p>	<p>Aktivirana prožnost bi lahko bila "kaznovana" z drugačno cenitvijo.</p> <p>Cena aktivirane prožnosti mora biti minimalno v višini pokritja odstopanj tržnega plana dobavitelja (oz. s strani dobavitelja zaračunane prožnosti), da se zadeva za končnega odjemalca izplača.</p>



7 Analiza stroškov in koristi

Namen analize stroškov in koristi je določiti vpliv delovanja NA na tržne cene in na preostale tržne udeležence, da se oceni in določi, na kakšen način je smotrno nadgraditi obstoječ model delovanja NA na trgu v Sloveniji, ki prenos energije za aktivirano prožnost oz. urejanje razmerij med NA in dobaviteljem prepušča slednjima, podana so zgolj priporočila. Pri analizi so bili obravnavani naslednji trgi:

- veleprodajni trg za dan vnaprej,
- veleprodajni trg znotraj dneva,
- izravnalni trg.

Za primera veleprodajnih trgov za dan vnaprej in znotraj dneva analiza poleg vpliva na tržne udeležence zajema tudi vpliv nižjih cen kot posledice sodelovanja odziva odjema v smeri zmanjšanja odjema. Glede na izkušnje iz Francije, kjer je odziv odjema prepoznan samo v smeri zmanjšanja odjema, pri analizi stroškov in koristi obravnavamo samo ta del. Odziv odjema v smeri povečanja odjema aktiviranega s stani NA je moč obravnavati tudi kot dvojno oz. prikrito dobavo električne energije, kar pomeni, da NA postane dobavitelj.

Lokalni trgi zaradi nizke razvitosti in nerazpoložljivosti dejanskih podatkov v analizo niso bili neposredno vključeni, vendar so vseeno obravnavani v ločenem razdelku.

7.1 Veleprodajni trg za dan vnaprej

Kar zadeva veleprodajni trg je namen nadgradnje obstoječega modela, omogočiti NA vstop na trg na način, da ta ne bo oviral njegovega delovanja, hkrati pa bo sprejemljiv za ostale tržne udeležence, predvsem dobavitelje. Ob tem je potrebo oceniti potencialne koristi in stroške, ki bi lahko izhajali iz prisotnosti NA na trgu, vključno s stroški nadgradnje oz. vzpostavitve novega modela.

Simulacije vpliva delovanja NA na cene na trgu za dan vnaprej so bile izvedene preko orodja Simulation facility, na enak način kot se določa cena na energetski borzi BSP SouthPool, z upoštevanjem dejanskih krivulj ponudbe in povpraševanja. Odziv odjema je bil pri izračunu cen upoštevan kot dodatna proizvodnja v spodnjem delu krivulje ponudbe in je bil tako v simulacijah vselej aktiviran. Simulirani so bili trije različni scenariji oz. tri različne vrednosti količin. Te so znašale 80 MWh/h, 150 MWh/h in 300 MWh/h. Simulacijski scenariji so sprva predvidevali tudi simulacije količin 40 MWh/h, ki pa zaradi relativno majhnih sprememb v krajšem testnem obdobju niso bile izvedene za celotno obravnavano obdobje. Scenariji glede količin so bili ocenjeni na podlagi trenutnega trgovalnega volumna in ocen glede potencialnih količin prožnosti, ki bi lahko bile ponujene na trgu. V simulacijah so bile dodatne količine upoštevane kot pasovni produkt na urni ravni (prisotnost v vseh urah dneva), analiza vpliva pa je ločena na dva dela. V prvem delu izračun zajema vse ure dneva, v drugem pa je omejen na obdobje dveh ur posameznega dneva, v katerih so bile dejanske dosežene cene najvišje. Ocena koristi oz. dobrobiti, ki bi potencialno lahko izhajala iz sodelovanja odziva odjema oz. NA na trgu, je določena kot produkt razlike dejanskih in z upoštevanjem odziva odjema določenih cen, ter dejanskih trgovalnih količin oz. volumna. Omenjena ocena predstavlja kumulativno dobrobit za sistem. Pri analizi so bile upoštevane samo ure, kjer je bila nova cena z upoštevanjem odziva odjema nižja od dejanske (pozitivna razlika). Vse cene, ki so bile višje od dejanskih, kar lahko pripišemo napaki simulacijskega orodja oz. občutljivosti modela za določanje cen oz. izvedbo tržnega kliringa, pri analizi niso bile upoštevane. Primer rezultatov za en dan prikazuje Tabela 6.



Tabela 7: Sprememba cen in koristi kot posledica sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej za en dan.

Ura	Prvotna cena [EUR/MWh]	Nova cena z upoštevanjem prožnosti 150 MW [EUR/MWh]	Razlika v ceni [EUR/MWh]	Trgovalni volumen [MWh]	Dobrobit [EUR]
H1	64,97	64,57	0,40	904,97	361,99
H2	55,81	55,51	0,30	564,96	169,49
H3	50,44	50,07	0,37	579,76	214,51
H4	51,44	50,98	0,46	663,00	304,98
H5	49,38	48,95	0,43	775,90	333,64
H6	56,16	55,65	0,51	964,10	491,69
H7	75,29	75,10	0,19	1.264,60	240,27
H8	81,71	81,17	0,54	1.257,00	678,78
H9	82,08	82,03	0,05	907,90	45,40
H10	69,23	69,23	0,00	624,70	0,00
H11	55,54	55,54	0,00	617,20	0,00
H12	49,26	49,22	0,04	605,32	24,21
H13	47,64	47,13	0,51	614,60	313,45
H14	48,37	47,97	0,40	941,25	376,50
H15	61,85	61,84	0,01	895,70	8,96
H16	78,76	78,27	0,49	1.221,40	598,49
H17	87,83	87,81	0,02	1.225,00	24,50
H18	92,19	90,40	1,79	1.640,90	2.937,21
H19	100,75	100,68	0,07	1.666,90	116,68
H20	95,09	95,13	(-0,04)	1.598,60	(-63,94)
H21	62,82	62,15	0,67	1.398,50	937,00
H22	54,43	47,19	7,24	1.380,10	9.991,92
H23	40,07	39,58	0,49	1.427,00	699,23
H24	21,43	20,70	0,73	1.336,40	975,57



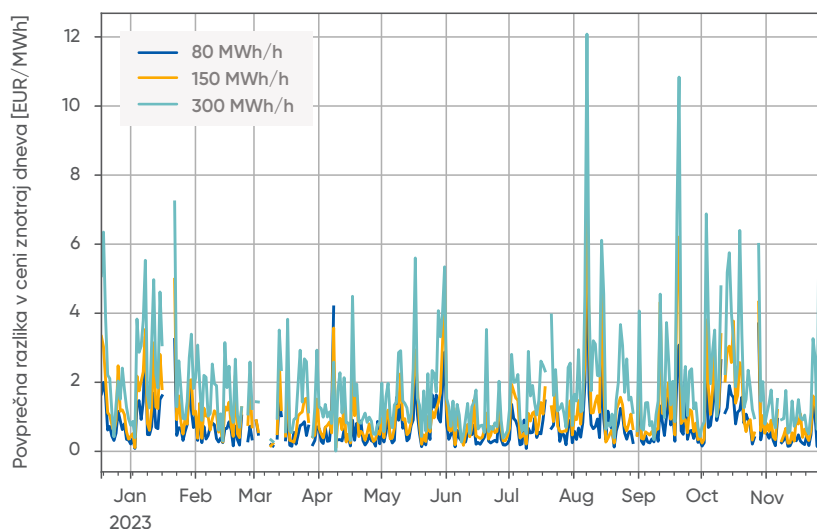
Z zeleno sta označeni uri, v katerih je bila cena na trgu najvišja, z rdečo pa ura v kateri je bila razlika v ceni negativna in zato pri analizi ni bila upoštevana. Simulacije so bile izvedene za obdobje med 18. 12. 2022 in 29. 11. 2023, skupno 347 dni na urni časovni resoluciji. Uri v dnevni v katerih je bila cena najvišja, se po dnevih razlikujeta. Vsak posamezen dan je bil zato obravnavan ločeno. Obdobje oz. ura ko je cena na trgu najvišja, sicer ne predstavlja nujno obdobja, ko je najvišja tudi razlika v ceni in posledično dobit, vendar je takrat cena odziva odjema, enako kot vse preostale proizvodnje, najvišja, zato bo pričakovano interes za sodelovane na trgu takrat največji.

Tabela 7 podaja razliko cen električne energije na trgu za dan vnaprej, kot rezultat sodelovanja odziva odjema v smeri zmanjšanja odjema za celotno obravnavano obdobje. Podani sta najvišja urna razlika in povprečna urna razlika, če je odziv odjema prisoten v pasu (v vseh urah dneva), ali če je ta prisoten zgolj v dveh urah dneva, ko je cena na trgu najvišja.

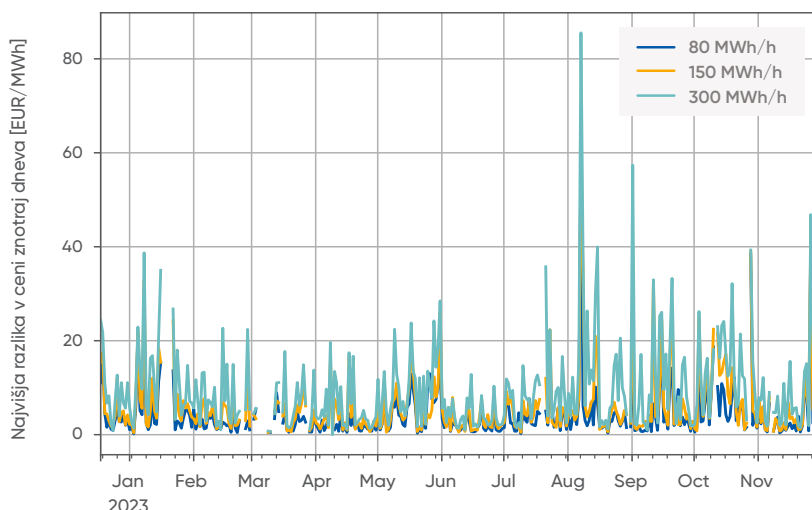
Tabela 8: Razlika cen na trgu za dan vnaprej kot rezultat sodelovanja odziva odjema.

	80 MWh/h		150 MWh/h		300 MWh/h	
	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja
Najvišja urna razlika v ceni [EUR]	62,12	30,71	62,22	32,77	85,53	85,53
Povprečna urna razlika v ceni [EUR]	0,74	1,19	1,17	1,99	1,96	3,54

Kot je izhaja iz tabele, najvišja razlika v ceni ni nujno dosežena v obdobju najvišjih cen na trgu, vendar, kot omenjeno, bo pričakovano takrat interes za sodelovanje odziva odjema največji, da proda svoje količine po najvišji ceni. Povprečno urno razliko v ceni znotraj posameznega dneva za celotno obravnavano obdobje prikazuje Slika 20, najvišjo urno razliko cen v posameznem dnevnu pa Slika 21.



Slika 20: Povprečna urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.



Slika 21: Najvišja urna razlika v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.

Primerjavo dobrobiti, izračunane kot produkt razlike v ceni in celotnih trgovalnih količin, in stroškov odstopanj, izračunanih kot produkt cen odstopanj in količin odziva odjema, ter vrednost odziva odjema na trgu, izračunane kot produkt količin odziva odjema in cen na trgu, za celotno obravnavano obdobje podaja Tabela 8.

Tabela 9: Koristi in stroški kot rezultat odziva odjema na trgu za dan vnaprej.

	80 MWh/h		150 MWh/h		300 MWh/h	
	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja
Skupna sistemska dobit [EUR]	5.129.152	748.535	8.247.952	1.134.974	14.947.270	1.926.603
Stroški pozitivnega odstopanja [EUR]	46.310.520	6.361.619	89.981.540	10.702.610	193.133.900	20.377.220
Vrednost odziva odjema na trgu [EUR]	48.614.611	6.046.019	93.284.211	10.147.209	198.585.342	19.347.051

Kot je razvidno iz tabele skupna sistemska dobit ni zanemarljiva že pri prvem obravnavanem scenariju za količine 80 MWh/h, tudi če je odziv odjema prisoten zgolj v obdobju dveh ur vsak dan, ko je cena na trgu najvišja. Kolikšna bo dejanska prisotnost odziva odjema oz. NA na trgu, ali bo to vsak dan ali ne in v katerih obdobjih znotraj dneva, je težko napovedati, saj je odvisna predvsem od cen na trgu in od modela, ki ureja, oz. bo urejal, delovanje neodvisne agregacije. Obravnavana scenarija tako predstavlja oceno spodnje in zgornje meje oz. ovojnico, znotraj katere bi se lahko gibala ta prisotnost.

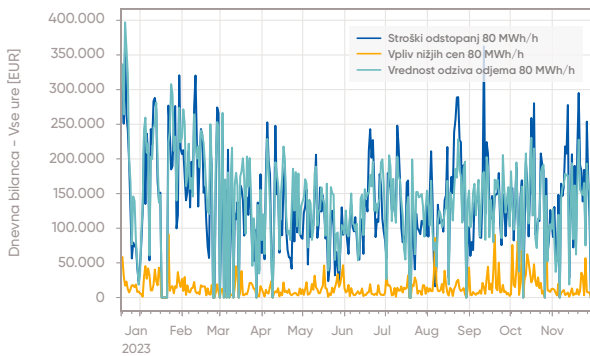
Za vse tri obravnavane scenarije količin je za primer, ko je odziv odjema prisoten le v dveh urah, njegova vrednost



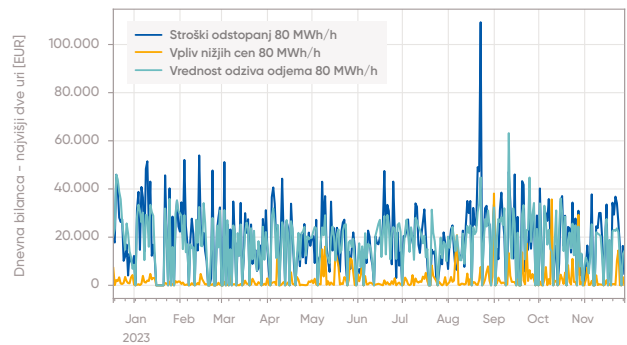
na trgu nižja od stroškov odstopanj. V primeru da te stroške v celoti krije NA (za primer če bi bila kompenzacija določena s ceno odstopaj), sodelovanje na trgu zanj ekonomsko ne bi bilo upravičeno. V primeru da je odziv odjema prisoten v vseh urah dneva, pa je situacija drugačna, saj je v tem primeru vrednost na trgu višja od stroškov odstopanj.

Dnevno bilanca (skupno sistemsko dobrobit, stroške odstopanj in vrednost odziva odjema) za vse obravnavane scenarije za celotno obravnavano obdobje prikazujejo spodnji diagrami – Slika 24.

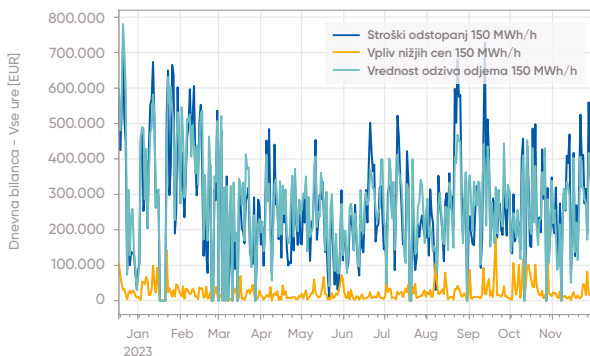
a) 80 MWh/h vse ure dneva



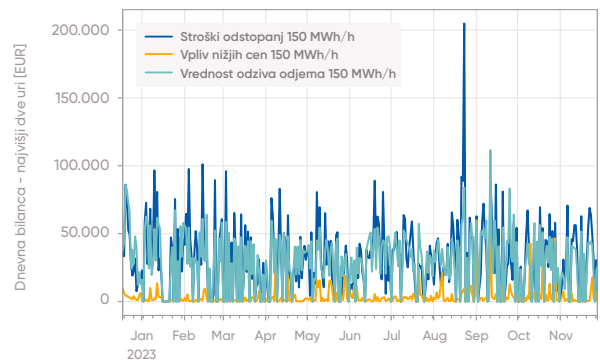
b) 80 MWh/h najvišji dve uri dneva



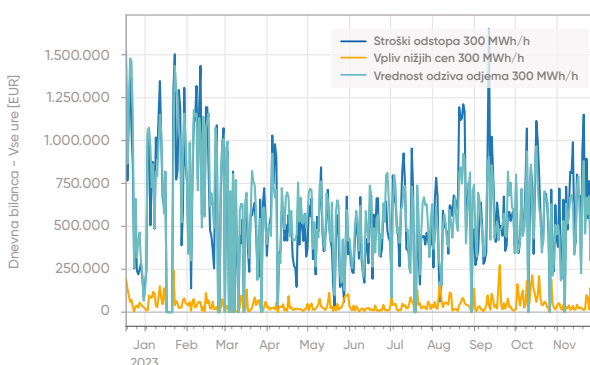
c) 150 MWh/h vse ure dneva



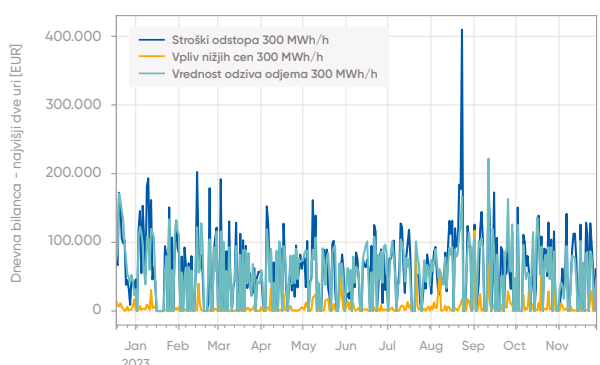
d) 150 MWh/h najvišji dve uri dneva



e) 300 MWh/h vse ure dneva



f) 300 MWh/h najvišji dve uri dneva



Slika 22: Korist in stroški po dnevih za trg za dan vnaprej.

Tabela 8 podaja rezultate, ki služijo kot osnova za določitev bilance posameznih tržnih udeležencev, vezane na



prisotnost odziva odjema oz. delovanje NA, glede na različne modele, ki urejajo delovanje NA oz. urejajo razmerje med dobaviteljem in NA. V nadaljevanju so obravnavani pogodbeni model, ki je najbližji trenutni situaciji oz. ureditvi, tudi če do dogovora med dobaviteljem in NA ne pride, model centralne poravnave in korekcijski model.

Poudariti je potrebno, da je bil zaradi zasedenosti simulacijskega orodja Simulation facility čas izvedbe omenjenih simulacij relativno dolg. V primeru sprotnega preverjanja oz. določanja neto koristi preko omenjenega orodja na opisan način se tako poraja dvom o izvedljivosti simulacij glede na kompleksnost celotnega procesa. Proces izvedbe simulacij na opisan način bi bilo tako nujno uskladiti z vsemi uporabniki omenjenega orodja.

7.1.1 Trenutno stanje – pogodbeni model

Glede na pogodbeni model imata v primeru aktivacije odziva odjema tako dobavitelj kot tudi NA oz. pripadajoči OBS, če do dogovora in prenosa energije ne pride, odstopanja za katera sta odgovorna. V simulacijah smo obravnavali odziv odjema v smeri znižanja odjema, kar pomeni, da ima dobavitelj pozitivno odstopanje, NA pa negativno. Poleg omenjenih dveh subjektov izračun zajema še sodelujoče končne odjemalce.

Dobavitelj – Dobavitelj je pasivno kompenziran preko odstopaj (prejme plačilo za količino aktivirane energije po ceni odstopanj). Strošek nedobavljene energije za dobavitelja je neznanka, saj predstavlja poslovno skrivnost, in zato pri izračunu bilance ni upoštevan. Na tak način izračunana bilanca dobavitelja tako ne odraža dejanskega stanja, vendar vseeno omogoča primerjavo med modeli, če predpostavimo, da je strošek nedobavljene energije neodvisen od modela, ki ureja razmerja med dobaviteljem in NA.

NA – NA prejme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača odstopanje po ceni odstopanj. Pri izračunu bilance je upoštevano, da razliko med prihodkom in odhodkom plača sodelujočim odjemalcem, pri čemer znaša njegova marža 20 %.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za prožnost s strani NA in nimajo odhodkov.

Tabela 9 podaja rezultate za pogodbeni model za vse ure dneva, Tabela 19 pa rezultate za najvišji dve uri dneva.

Tabela 10: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Pogodbeni model.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 - 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	465.120	893.400	1.924.200
Prihodki dobavitelja (Odstopanja) [EUR]	46.310.520	89.981.540	193.133.900
Bilanca NA [EUR]	460.818	660.534	1.090.288
Sodelujoči odjemalci [EUR]	1.843.273	2.642.137	4.361.154
Sistemska dobrobit [EUR]	5.129.152	8.247.952	14.947.270



Tabela 11: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Pogodbeni model.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 - 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	39.040	66.000	126.900
Prihodki dobavitelja (Odstopanja) [EUR]	6.361.619	10.702.610	20.377.220
Bilanca NA [EUR]	-315.600	-555.401	-1.030.169
Sodelujoči odjemalci [EUR]	/	/	/
Sistemska dobrobit [EUR]	748.535	1.134.974	1.926.603

Kot kažejo rezultati, je v primeru da je odziv odjema prisoten zgolj dve uri, bilanca NA negativna saj stroški odstopanj presegajo vrednost odziva odjema na trgu. Za obravnavan primer torej ta model delovanje NA ekonomsko ni vzdržen.

7.1.2 Model centralne poravnave

Pri modelu centralne poravnave centralna entiteta poskrbi za prenos energije in popravek voznega reda. Centralna entiteta tudi določi ceno, po kateri se izvede prenos energije. Če je ta cena enaka ceni na trgu, potem je bilanca NA enaka 0 (vrednost prodane energije je enaka strošku kompenzacije). Pri izračunu je zato upoštevano, da je kompenzacija, ki jo plača NA, zmanjšana za vrednost sistemske dobrobiti.

$$\text{Kompenzacija} = \text{Vrednost odziva odjema na trgu} - \text{Sistemska dobrobit}$$

Dobavitelj – Dobavitelj prejme kompenzacijo, ki predstavlja nadomestilo za nedobavljeno energijo. Strošek nedobavljene energije je enako kot v prejšnjem primeru neznanka in pri izračunu bilance ni upoštevan.

NA – NA prejme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača kompenzacijo (v obravnavanem primeru je to vrednost energije na trgu zmanjšana za sistemska dobrobit kot posledica nižjih cen na trgu). Pri izračunu bilance je upoštevano, da razliko med prihodkom in odhodkom plača sodelujočim odjemalcem, pri čemer znaša njegova marža 20 %.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za prožnost s strani NA in nimajo odhodkov.

Tabela 20 podaja rezultate za model centralne entitete za vse ure dneva, Tabela 11 pa rezultate za najvišji dve uri dneva.



Tabela 12: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Model centralne poravnave.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 - 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	465.120	893.400	1.924.200
Prihodki dobavitelja (Kompenzacija) [EUR]	43.485.459	85.036.259	183.638.072
Bilanca NA [EUR]	1.025.830	1.649.590	2.989.454
Sodelujoči odjemalci [EUR]	4.103.322	6.598.362	11.957.816
Sistemska dobrobit [EUR]	5.129.152	8.247.952	14.947.270

Tabela 13: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Model centralne poravnave.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 - 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	39.040	66.000	126.900
Prihodki dobavitelja (Kompenzacija) [EUR]	5.297.484	9.012.235	17.420.448
Bilanca NA [EUR]	149.707	226.995	385.321
Sodelujoči odjemalci [EUR]	598.828	907.979	1.541.282
Sistemska dobrobit [EUR]	748.535	1.134.974	1.926.603

V primerjavi s pogodbenim modelom je bilanca NA in posledično končnih odjemalcev v tem primeru pozitivna, dobaviteljeva bilanca (prihodek) pa je nižja. Ta model bi torej lahko bil potencialno sprejemljiv za vse tržne udeležence, čeprav še vedno ostaja vprašanje, ali na omenjen način izračunana kompenzacija pokrije stroške dobavitelja in ali je preostanek vrednosti odziva odjema ekonomsko sprejemljiv za NA in sodelujoče končne odjemalce.

7.1.3 Korekcijski model

Pri korekcijskem modelu se prenos energije vrši preko sodelujočih končnih odjemalcev. Po definiciji korekcijskega modela je cena za prenos energije maloprodajna cena. Pri izračunu je bila upoštevana maloprodajna cena električne



energije za negospodinjstva; standardne porabniške skupine za leto 2023 [54] – Priloga 4 – Maloprodajne cene električne energije uporabljene za prenos energije pri korekcijskem modelu.

Dobavitelj – Dobavitelj odjemalcem zaračuna aktivirano prožnost, ki predstavlja strošek nedobavljene energije. Slednja je tudi v tem primeru neznanka in pri izračunu bilance dobavitelja ni upoštevana.

NA – NA prejeme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača izvedeno storitev prožnosti sodelujočim končnim odjemalcem. Pri izračunu bilance NA je upoštevano, da znaša marža NA 20 % razlike med vrednostjo energije na trgu in stroškom energije obračunane s strani dobavitelja po maloprodajni ceni.

Sodelujoči odjemalci – sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za izvedeno storitev od NA in plačajo nadomestilo za nedobavljeno energijo dobavitelju.

Tabela 22 podaja rezultate za korekcijski model za vse ure dneva, Tabela 23 pa rezultate za najvišji dve uri dneva.

Tabela 14: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v vseh urah – Korekcijski model.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Korekcijski model		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 – 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	465.120	893.400	1.924.200
Prihodki dobavitelja (Prožnost obračunana odjemalcem) [EUR]	80.800.879	155.201.895	334.272.986
Bilanca NA [EUR]	-6.437.254	-12.383.537	-27.137.529
Sodelujoči odjemalci [EUR]	-25.749.014	-49.534.147	-108.550.115
Sistemska dobrobit [EUR]	5.129.152	8.247.952	14.947.270

Tabela 15: Trg za dan vnaprej odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Korekcijski model.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Korekcijski model		
Obravnavan trg	Trg za dan vnaprej		
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 – 29. 11. 2023		
Obravnavane količine	80 MWh/h	150 MWh/h	300 MWh/h
Količina energije [MWh]	39.040	66.000	126.900
Prihodki dobavitelja (Prožnost obračunana odjemalcem) [EUR]	6.782.048	11.465.553	22.045.131



Bilanca NA [EUR]	-147.206	-263.669	-539.616
Sodelujoči odjemalci [EUR]	-588.823	-1.054.675	-2.158.464
Sistemska dobrobit [EUR]	748.535	1.134.974	1.926.603

Kot kažejo rezultati je bilanca NA za ta model za vse obravnavane primere negativna. Ta model za NA torej ekonomsko ni vzdržen oz. sprejemljiv. Od vseh treh obravnavanih modelov je v tem primeru bilanca za dobavitelja najbolj ugodna oz. sama kompenzacija najvišja. Iz omenjenega sledi, da bi bila lahko cena za prenos energije nižja od upoštevane.

7.2 Veleprodajni trg znotraj dneva

Za razliko od trga za dan vnaprej, ki poteka po principu avkcij oz. dražb, trgovanje znotraj dneva poteka na način sprotnega trgovanja. Posli se tako sklepajo po prednostnem kriteriju upoštevajoč ceno in časovno značko. Ocena vpliva odziva odjema na trgu je zato omejena, saj ga ni mogoče neposredno določiti preko krivulj ponudbe in povpraševanja. Vendar so cene na trgu za dan vnaprej in znotraj dneva korelirane oz. linearno povezane. Za leto 2023 znaša Pearsonov koeficient korelacije (r), ki predstavlja najpogosteje uporabljeno mero za določanje linearne povezanosti (ang. linear correlation) dveh številskih spremenljivk, za obravnavan set podatkov 0,86; kar kaže na močno pozitivno linearno povezanost obeh spremenljivk. Premik ene spremenljivke torej povzroči premik druge spremenljivke v isto smer. Vpliv odziva odjema na ceno na trgu znotraj dneva lahko torej vsaj deloma ocenimo preko vpliva na trgu za dan vnaprej. Razmerje med cenami na trgu za dan vnaprej Z in brez sodelovanja odziva odjema X za posamezen časovni interval je določeno kot:

$$X_i = \frac{P_{DAMI}^{DR}}{P_{DAMI}}$$

V enačbi:

→ P_{DAMI}^{DR} predstavlja simulirano ceno na trgu za dan vnaprej, z upoštevanjem odziva odjema v posameznem časovnem intervalu i ,

→ P_{DAMI} pa predstavlja dejansko ceno na trgu za dan vnaprej za časovni interval i .

Potencialno novo ceno, ki predstavlja rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu znotraj dneva, lahko določimo z upoštevanjem dejanskih cen na trgu znotraj dneva in omenjenega razmerja cen na trgu za dan vnaprej po enačbi:

$$P_{IDMI}^{DR} = X_i \cdot P_{IDMI}$$

Vpliv nižjih cen je bil ocenjen na podlagi cenovne razlike med staro in novo ceno, ter dejanskih trgovalnih količin oz. volumna na trgu znotraj dneva. Zaradi različne strukture obeh trgov in različnega tržnega kliringa lahko na omenjen način dobimo samo grobo oceno vpliva odziva odjema na trgu znotraj dneva. Ker je povprečni urni volumen trgovalnih količin na trgu znotraj dneva v letu 2023 znašal 148,8 MWh, je bil pri analizi upoštevan samo en scenarij obravnavan v primeru trga za dan vnaprej, in sicer za količine 80MWh/h, kar pomeni, da bi delovanje NA oz. sodelovanje odziva odjema na trgu znotraj dneva predstavljalo več kot polovico oz. približno 54 % globine trga. Enako kot za primer trga za dan vnaprej je tudi v primeru trga znotraj dneva analiza ločena na dva dela, če je odziv odjema prisoten v vseh urah dneva, ali zgolj v dveh urah, ko je cena na trgu najvišja. Tabela 15 podaja razliko cen električne energije na trgu znotraj dneva, kot rezultat sodelovanja odziva odjema v smeri zmanjšanja odjema za celotno obravnavano obdobje, za ta primer med 1. 1. in 29. 11. 2023. Podani sta najvišja urna razlika in povprečna

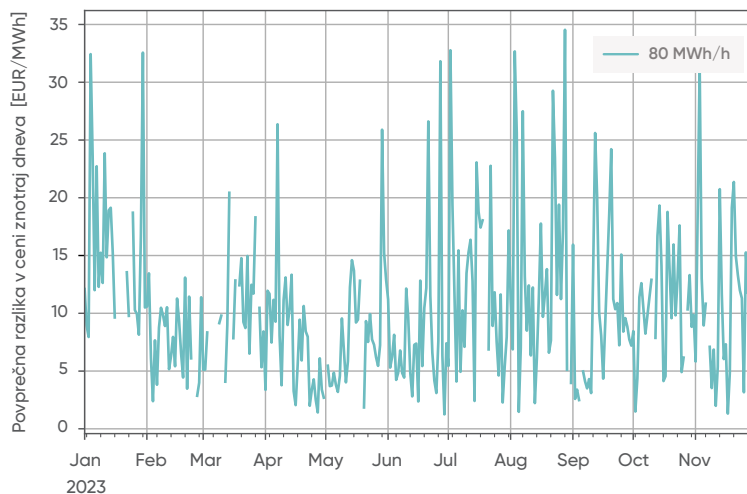


urna razlika, če je odziv odjema prisoten v pasu (v vseh urah dneva), ali če je ta prisoten zgolj v dveh urah dneva, ko je cena na trgu najvišja.

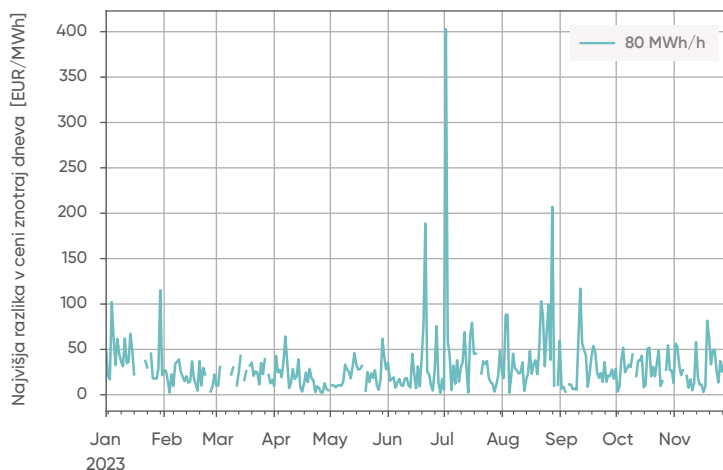
Tabela 16: Razlika cen na trgu znotraj dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema.

	80 MWh/hs	
	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja
Najvišja urna razlika v ceni [EUR]	402,82	207,14
Povprečna urna razlika v ceni [EUR]	11,95	20,85

Povprečno urno razliko v ceni znotraj posameznega dneva za celotno obravnavano obdobje prikazuje Slika 23, najvišjo urno razliko cen v posameznem dnevu pa Slika 24.



Slika 23: Povprečna urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu znotraj dneva.



Slika 24: Najvišja urna razliko v ceni znotraj posameznega dneva kot rezultat sodelovanja odziva odjema na trgu za dan vnaprej.



Primerjavo dobrobiti, izračunane kot produkt razlike v ceni in celotnih trgovalnih količin, in stroškov odstopanj, izračunanih kot produkt cen odstopanj in količin odziva odjema, ter vrednost odziva odjema na trgu znotraj dneva, izračunane kot produkt količin odziva odjema in cen na trgu za celotno obravnavano obdobje podaja Tabela 16.

Tabela 17: Koristi in stroški kot rezultat odziva odjema na trgu znotraj dneva.

	80 MWh/h	
	Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva	Odziv odjema prisoten v obdobju dveh ur, ko je cena na trgu najvišja
Skupna sistemska dobrobit [EUR]	8.468.133	1.834.745
Stroški pozitivnega odstopanja [EUR]	36.239.930	5.955.576
Vrednost odziva odjema na trgu [EUR]	33.958.296	5.331.143

Kot izhaja iz tabele, v primeru trga znotraj dneva stroški odstopanj presegajo vrednost odziva odjema na trgu za oba obravnavana primera, tj. če je odziv odjema prisoten v vseh urah ali zgolj v dveh, ko je cena na trgu najvišja.

V nadaljevanju so za delovanje NA na trgu znotraj dneva obravnavani pogodbeni model, model centralne poravnave in korekcijski model. Enako kot v primeru trga za dan vnaprej.

7.2.1 Trenutno stanje – pogodbeni model

Enako kot za primer trga za dan vnaprej imata glede na pogodbeni model v primeru aktivacije odziva odjema, tako dobavitelj kot tudi NA oz. pripadajoči OBS, če do dogovora in prenosa energije ne pride, odstopanja za katera sta odgovorna. V simulacijah smo obravnavali odziv odjema v smeri znižanja odjema, kar pomeni, da ima dobavitelj pozitivno odstopanje, NA pa negativno.

Dobavitelj – Dobavitelj je pasivno kompenziran preko odstopanj (prejme plačilo za količino aktivirane energije po ceni odstopanj). Strošek nedobavljene energije je neznanka in pri izračunu bilance ni upoštevan. Enako kot v prejšnjih primerih pa lahko plačila, ki jih prejme dobavitelj, primerjamo med sabo.

NA – NA prejme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača odstopanje po ceni odstopanj. Pri izračunu bilance je upoštevano, da razliko med prihodkom in odhodkom plača sodelujočim odjemalcem, pri čemer znaša njegova marža 20 %.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za prožnost s strani NA in nimajo odhodkov.

Tabela 26 podaja rezultate za pogodbeni model za vse ure dneva, Tabela 27 pa rezultate za najvišji dve uri dneva.



Tabela 18: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Pogodbeni model.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	1. 1. – 29. 11. 2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	324.080
Prihodki dobavitelja (Odstopanja) [EUR]	36.239.930
Bilanca NA [EUR]	-2.281.634
Sodelujoči odjemalci [EUR]	/
Sistemska dobrobit [EUR]	8.468.133

Tabela 19: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Pogodbeni model.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	1. 1. – 29. 11. 2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	35.040
Prihodki dobavitelja (Odstopanja) [EUR]	5.955.576
Bilanca NA [EUR]	-1.030.476
Sodelujoči odjemalci [EUR]	/
Sistemska dobrobit [EUR]	1.834.745

V obravnavanem primeru je bilanca NA, in posledično sodelujočih odjemalcev, negativna, kar pomeni, da za delovanje NA na obravnavanem trgu ta model ni sprejemljiv oz. ekonomsko vzdržen.

7.2.2 Model centralne poravnave

Pri modelu centralne poravnave centralna entiteta poskrbi za prenos energije in popravek voznega reda. Centralne entiteta tudi določi ceno, po kateri se izvede prenos energije. Če je ta cena enaka ceni na trgu, potem je bilanca



NA enaka 0 (vrednost prodane energije je enaka strošku kompenzacije). Pri izračunu je tako upoštevano, da je kompenzacija, ki jo plača NA, zmanjšana za vrednost sistemske dobrobiti enako kot pri trgu za dan vnaprej.

Dobavitelj – Dobavitelj prejme kompenzacijo, ki predstavlja nadomestilo za nedobavljeno energijo. Strošek nedobavljene energije je neznanka in pri izračunu bilance ni upoštevana.

NA – NA prejme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača kompenzacijo (v obravnavanem primeru je to vrednost energije na trgu zmanjšana za sistemsko dobrobit). Pri izračunu bilance je upoštevano, da razliko med prihodkom in odhodkom plača sodelujočim odjemalcem, pri čemer znaša njegova marža 20 %.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za prožnost s strani NA in nimajo odhodkov.

Tabela 20: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Model centralne poravnave.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Model centralne poravnave
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	1. 1. – 29. 11. 2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	324.080
Prihodki dobavitelja (Kompenzacija) [EUR]	25.440.163
Bilanca NA [EUR]	1.653.627
Sodelujoči odjemalci [EUR]	6.814.506
Sistemska dobrobit [EUR]	8.468.133

Tabela 21: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Model centralne poravnave.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Model centralne poravnave
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	1. 1. – 29. 11. 2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	35.040
Prihodki dobavitelja (Kompenzacija) [EUR]	3.446.398



Bilanca NA [EUR]	326.949
Sodelujoči odjemalci [EUR]	1.507.796
Sistemska dobrobit [EUR]	1.834.745

Za obravnavan primer trga znotraj dneva je bilanca NA za oba analizirana primera tudi v primeru modela centralne entitete negativna. V praksi to pomeni, da bi za razvoj delovanja NA na trgu znotraj dneva bil potreben drugačen način izračuna kompenzacije, ali pa se ta vsaj na začetku ne bi obračunavala.

7.2.3 Korekcijski model

Pri korekcijskem modelu se prenos energije vrši preko sodelujočih končnih odjemalcev. Po definiciji korekcijskega modela je cena za prenos energije maloprodajna cena. V izračunih upoštevana maloprodajna cena je enaka kot v primeru trga za dan vnaprej.

Dobavitelj – Dobavitelj odjemalcem zaračuna aktivirano prožnost, ki predstavlja strošek nedobavljene energije. Slednji je tudi v tem primeru neznanka in pri izračunu bilance dobavitelja ni upoštevan.

NA – NA prejeme plačilo za prodano energijo (po tržni ceni) in plača izvedeno storitev prožnosti sodelujočim končnim odjemalcem. Pri izračunu bilance NA je upoštevano, da znaša marža NA 20 % razlike med vrednostjo energije na trgu in stroškom energije obračunane s strani dobavitelja po maloprodajni ceni.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za izvedeno storitev od NA in plačajo nadomestilo za nedobavljeno energijo dobavitelju.

Tabela 21 podaja rezultate za korekcijski model za vse ure dneva, Tabela 22 pa rezultate za najvišji dve uri dneva.

Tabela 22: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v vseh urah – Korekcijski model.

Odziv odjema prisoten v vseh urah dneva

Obravnavan model	Korekcijski model
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	1. 1. – 29. 11. 2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	324.080
Prihodki dobavitelja (Prožnost obračunana odjemalcem) [EUR]	56.299.340
Bilanca NA [EUR]	-4.468.209
Sodelujoči odjemalci [EUR]	/
Sistemska dobrobit [EUR]	8.468.133



Tabela 23: Trg znotraj dneva odziv odjema prisoten v dveh najvišjih urah – Korekcijski model.

Odziv odjema prisoten v najvišjih dveh urah

Obravnavan model	Korekcijski model
Obravnavan trg	Trg znotraj dneva
Obravnavano obdobje	18. 12. 2022 – 29. 11 .2023
Obravnavane količine	80 MWh/h
Količina energije [MWh]	35.040
Prihodki dobavitelja (Prožnost obračunana odjemalcem) [EUR]	6.087.166
Bilanca NA [EUR]	-151.205
Sodelujoči odjemalci [EUR]	/
Sistemska dobrobit [EUR]	1.834.745

Tudi pri korekcijskem modelu je za trg znotraj dneva bilanca NA in sodelujočih odjemalcev za oba analizirana primera negativna. Je pa v tem primeru plačilo dobavitelju najvišje. V primeru vpeljave korekcijskega modela bi za razvoj neodvisne agregacije cena za prenos energije torej morala biti nižja od upoštevane, sicer tak model za delovanje NA ne bi bil vzdržen.

Na tem mestu je potrebno izpostaviti, da se količine, ki bi lahko bile ponujene na trgu znotraj dneva, izključujejo s količinami ponujenimi na trgu za dan vnaprej.

7.3 Trg storitev izravnave

Pri analizi trga storitev izravnave za OPS so bile upoštevane dejanske aktivirane količine, ter cene. Vpliv odziva odjema je bil upoštevan preko deležev dejanskih količin, ki bi lahko bile na trgu zagotovljene s strani NA. Obravnavani so bili trije različni scenariji oz. deleži dejanskih količin, in sicer 25 %, 50 % in 75 %. Obravnavana sta bila trga za aRPF in rRPF, v obeh primerih ločeno za pozitivno in negativno smer.

Bilanca posameznega tržnega udeleženca (dobavitelja, NA in sodelujočih odjemalcev) je bila izračunana glede na prihodke in odhodke. Izračun je bil narejen za trije modele, ki urejajo delovanje NA, pogodbeni model (najbližji trenutnemu stanju), model centralne poravnave in korekcijski model.

Cena sistemskih storitev in cena odstopanj sta znani (podatki so objavljeni na spletni strani OT – Borzen Podatki trga [55]), kar pa ne velja tudi za dobaviteljevo ceno energije. Glede na pogovore z dobavitelji in NA, ter pregled možnih rešitev v literaturi smo pri izračunih upoštevali naslednja načina določitve cen::

→ Cene z energetske Borze BSP SouthPool za dan vnaprej:

Pri tem načinu so bile za ceno dobavitelje energije v obravnavanih obdobjih aktivacije v celoti upoštevane urne cene na trgu za dan vnaprej z energetske borze BSP SouthPool. Ta način vrednotenja sicer ne odraža nujno dejanske

cene dobaviteljeve energije, saj se v praksi celoten zakup energije ne izvaja na trgu za dan vnaprej. Vendar se tudi v literaturi [55] ta način omenja kot možno rešitev, še zlasti če je trg terminskih produktov nelikviden oz. slabo likviden, kot je to primer tudi za Slovenijo.

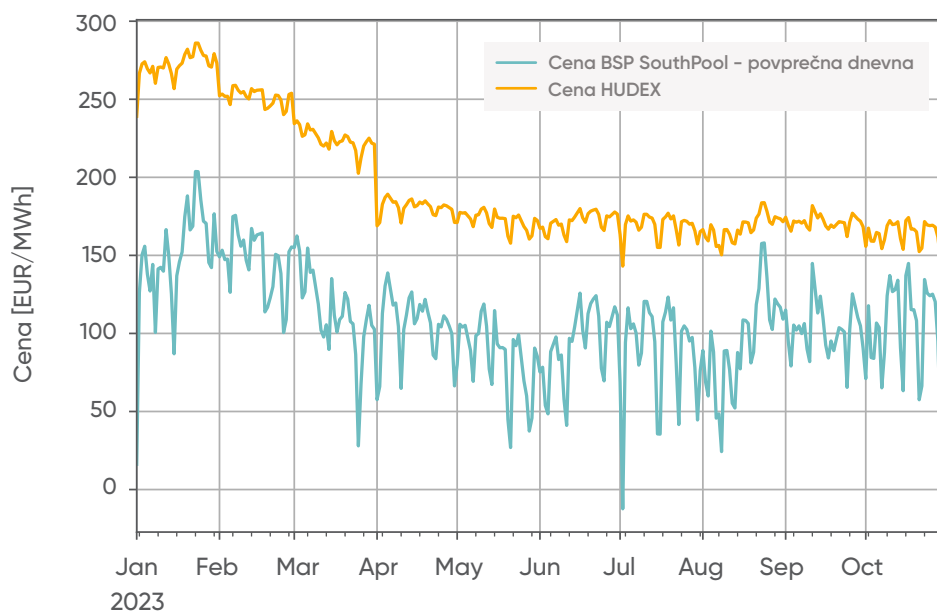
→ Cene terminskih produktov z energetske borze HUDEX (*Hungarian Derivate energy exchange*):

Pri tem načinu so bili upoštevani terminski produkti z Madžarske energetske borze HUDEX, cena pa je bila določena glede na spodnjo enačbo:

$$P_{\text{dobavitelj}}^{\text{HUDEX}} = 25\% \cdot \text{Cal}_{\text{HU}} + 25\% \cdot Q_{\text{HU}} + 25\% \cdot M_{\text{HU}} + 25\% \cdot \text{BSP SouthPool DAM} + \text{Marža dobavitelja}$$

V enačbi Cal_{HU} predstavlja povprečno vrednost termiskega letnega produkta, Q_{HU} in M_{HU} pa povprečno vrednost kvartalnega oz. mesečnega produkta z omenjene borze. Kot vrednost letnega produkta je bila upoštevana povprečna vrednost produkta v obdobju 2 let pred časom dobave, za kvartalne in mesečne produkte pa je razpoložljivost zgodovinskih podatkov variirala. *BSP SouthPool DAM* predstavlja ceno z energetske borze BSP za dan vnaprej, enako kot pri prejšnjem načinu. Upoštevana marža dobavitelja je znašala 3 EUR/MWh.

Primerjavo cen za obravnavano določenih glede na oba načina prikazuje Slika 25.



Slika 25: Primerjava cen dobaviteljeve energije – cen za vrednotenje dobaviteljevega portfelja.

Ker je potek cen na sliki na dnevni resoluciji je kot BSP Southpool cena prikazana povprečna dnevna cena, pri izračunu pa so bile, kot opisano zgoraj, upoštevane urne cene.

Na tem mestu je potrebno izpostaviti, da so del obravnavanega obdobja (leto 2023) veljale zamejene cene na trgu storitev izravnave. Pričakovan vstop v skupno platformo PICASSO za aRPF, oz. MARI za rRPF bo verjetno vodil do večjih cenovnih razlik med aktivacijami v pozitivni oz. negativni smeri. Z vidika NA to pomeni, da bi bilo sodelovanje na trgu storitev izravnave zanj bolj dobičkonosno. Z vstopom v omenjeni platformi cenovnih kopic oz. zamejenih cen ne bi več smelo biti. Uraden datum vstopa v omenjeni platformi ni znan, bi pa vstop v omenjeni platformi vodil do drugačnih rezultatov analize stroškov in koristi za trg storitev izravnave.



V nadaljevanju so za delovanje NA na trgu storitev izravnave obravnavani pogodbeni model, model centralne poravnave in korekcijski model. Za ceno dobaviteljeve energije je privzeto uporabljen prvi način (cene z energetske borze BSP Southpool). Cene določene glede na drugi način in izračune z njihovo uporabo prikazuje Priloga 3 – Tabele izračunov za trg storitev izravnave.

7.3.1 Trenutno stanje – pogodbeni model

V primeru pogodbenega modela za trg storitev izravnave imata tako dobavitelj kot tudi NA oz. pripadajoči OBS, če do dogovora in prenosa energije ne pride, odstopanja za katera sta odgovorna. V primeru pozitivne aktivacije (zmanjšanje odjema) ima dobavitelj pozitivno odstopanje, NA pa negativno. V primeru negativne aktivacije pa je situacija obrnjena. V tem primeru dobavitelj odjemalcem tudi zaračuna dodatno porabljeno energijo.

Dobavitelj – Dobavitelj je plačan po ceni odstopanj za primer pozitivne aktivacije oz. plača odstopanja v primeru negativne aktivacije. V zadnjem primeru dodatno energijo (aktivirano) prožnost zaračuna sodelujočim odjemalcem. Pri izračunu bilance dobavitelja je bila upoštevana BSP cena, ki predstavlja dobaviteljevo ceno energije.

NA – NA prejme plačilo za storitev izravnave in plača odstopanja po ceni odstopanj za primer pozitivne aktivacije, oz. je plačan po ceni odstopaj za primer negativne aktivacije. Pri izračunu je bilo upoštevano, da njegova marža znaša 20 % razlike med prihodki in odhodki. Ostalo predstavlja plačilo sodelujočim odjemalcem.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za prožnost s strani NA in dobavitelju plačajo dodatno porabljeno energijo v primeru negativne aktivacije.

Rezultate za pogodbeni model podajajo Tabela 23 za aRPF v pozitivni smeri, Tabela 24 za aRPF v negativni smeri in Tabela 25 za rRPF v pozitivni smeri, ter Tabela 26 za rRPF v negativni smeri.

Tabela 24: aRPF pozitivna smer – Pogodbeni model.

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavan trg	2023 (1.1.-31.10)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	10.738	21.477	32.215
Bilanca dobavitelja [EUR]	737.712	1.475.423	2.213.134
Bilanca NA [EUR]	58.946	117.892	176.839
Sodelujoči odjemalci [EUR]	235.785	471.570	707.354
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	21,96		



Tabela 25: aRPF negativna smer – Pogodbeni model.

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
	aRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	15.359	30.719	46.078
Bilanca dobavitelja [EUR]	927.587	1.855.174	2.782.761
Bilanca NA	233.605	467.211	700.817
Sodelujoči odjemalci [EUR]	934.422	1.868.845	2.803.267
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	60,84		

Tabela 26: rRPF pozitivna smer – Pogodbeni model.

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
	rRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	185	370	554
Bilanca dobavitelja [EUR]	161.431	322.861	484.292
Bilanca NA	8.111	58.946	24.333
Sodelujoči odjemalci [EUR]	32.444	64.888	97.332
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	175,61		

Tabela 27: rRPF negativna smer – Pogodbeni model.

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora med dobaviteljem in NA		
	rRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	31	62	93
Bilanca dobavitelja [EUR]	-4.126	-8.251	-12.378



Bilanca NA	4.366	8.733	13.099
Sodelujoči odjemalci [EUR]	17.465	34.930	52.397
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	563,74		

Rezultati za obravnavane primere kažejo, da je bilanca dobavitelja negativna zgolj v primeru rRPF za negativno smer. Ker so količine aktivirane energije v tem primeru nizke, so nizke tudi vrednosti finančnih tokov (prihodkov/odhodkov) za obravnavane udeležence. Je pa sama cena energije v tem primeru (za ta tip storitve izravnave) najvišja.

7.3.2 Model centralne poravnave

Pri modelu centralne poravnave centralna entiteta poskrbi za prenos energije in popravek voznega reda oz. tržnega plana. Centralne entiteta določi tudi ceno, po kateri se izvede prenos energije. Pri izračunu je bila za to ceno upoštevana BSP cena na trgu za dan vnaprej. Ob predpostavki da ta cena predstavlja tudi dejansko ceno dobaviteljeve energije, to pomeni, da je bilanca dobavitelja enaka nič. Dejanska cena dobaviteljeve energije je neznanka, zato tako izračunana bilanca ne odraža nujno dejanskega stanja.

Dobavitelj – Dobavitelj prejme kompenzacijo (po BSP ceni), ki predstavlja nadomestilo za nedobavljeno energijo. Kot omenjeno je dejanski strošek nedobavljene energije neznanka in pri izračunu bilance ni upoštevan.

NA – NA prejme plačilo za storitev izravnave in plača kompenzacijo (v obravnavanem primeru po BSP ceni). Pri izračunu bilance je upoštevano, da razliko med prihodkom in prihodkom plača sodelujočim odjemalcem, pri čemer znaša njegova marža 20 %.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za izvedeno storitev (prožnost) s strani NA in nimajo odhodkov, saj se kompenzacija v celoti ureja med NA in dobaviteljem.

Rezultate za model centralne poravnave podajajo Tabela 27 za aRPF v pozitivni smeri, Tabela 28 za aRPF v negativni smeri in Tabela 29 za rRPF v pozitivni smeri, ter Tabela 30 za rRPF v negativni smeri.

Tabela 28: aRPF pozitivna smer – Model centralne poravnave.

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	10.738	21.477	32.215
Bilanca dobavitelja [EUR]	0	0	0
Bilanca NA [EUR]	206.489	412.977	619.465
Sodelujoči odjemalci [EUR]	825.954	1.651.908	2.477.862
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	76,92		



Tabela 29: aRPF negativna smer – Model centralne poravnave.

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
Obravnavan trg	aRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	15.359	30.719	46.078
Bilanca dobavitelja [EUR]	0	0	0
Bilanca NA	419.123	838.246	1.257.369
Sodelujoči odjemalci [EUR]	1.676.491	3.352.984	5.029.476
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	109		

Tabela 30: rRPF pozitivna smer – Model centralne poravnave.

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
Obravnavan trg	rRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	185	370	554
Bilanca dobavitelja [EUR]	0	0	0
Bilanca NA	40.397	58.946	121.191
Sodelujoči odjemalci [EUR]	161.589	323.177	484.766
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	874,63		

Tabela 31: rRPF negativna smer – Model centralne poravnave.

Obravnavan model	Model centralne poravnave		
Obravnavan trg	rRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	31	62	93
Bilanca dobavitelja [EUR]	0	0	0
Bilanca NA	3.541	7.082	10.624



Sodelujoči odjemalci [EUR]	14.164	28.330	42.494
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	457,20		

Z upoštevanjem predpostavke, da vrednost kompenzacije predstavlja dejansko vrednost dobaviteljeve energije, je bilanca dobavitelja za vse obravnavane primere oz. trge enaka nič. Sama cena energije za sodelujoče odjemalce je višja kot v primeru predhodno obravnavanega modela za vse trge razen rRPF v negativni smeri. Glede na rezultate bi torej ta model lahko bil potencialno primeren za vpeljavo.

7.3.3 Korekcijski model

Pri korekcijskem modelu se prenos energije vrši preko sodelujočih končnih odjemalcev. Po definiciji korekcijskega modela je cena za prenos energije maloprodajna cena električne energije. Pri izračunu je bila upošteva povprečna maloprodajna cena električne energije za ne gospodinjstva – standardne porabniške skupine v letu 2023, enako kot v primeru trga za dan vnaprej in znotraj dneva.

Dobavitelj – Dobavitelj odjemalcem zaračuna aktivirano prožnost, ki predstavlja strošek nedobavljene energije ali dodatno porabljeno energijo.

NA – NA prejme plačilo za storitev izravnave in plača izvedeno storitev prožnosti sodelujočim končnim odjemalcem. Pri izračunu bilance NA je upoštevano, da znaša marža NA 20 % razlike med vrednostjo energije na trgu in stroškom energije obračunane s strani dobavitelja po maloprodajni ceni.

Sodelujoči odjemalci – Sodelujoči odjemalci prejmejo plačilo za izvedeno storitev od NA in plačajo nadomestilo za nedobavljeno energijo oz. dodatno porabljeno energijo dobavitelju.

Rezultate za korekcijski model podajajo Tabela 31 za aRPF v pozitivni smeri, Tabela 32 za aRPF v negativni smeri in Tabela 33 za rRPF v pozitivni smeri, ter Tabela 34 za rRPF v negativni smeri.

Tabela 32: aRPF pozitivna smer – Korekcijski model.

Obravnavan model	Korekcijski model		
	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavan trg	2023 (1.1.-31.10)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	10.738	21.477	32.215
Bilanca dobavitelja [EUR]	708.470	1.416.937	2.125.406
Bilanca NA [EUR]	64.795	129.590	194.384
Sodelujoči odjemalci [EUR]	259.179	518.359	777.537
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	24,14		



Tabela 33: aRPF negativna smer – Korekcijski model.

Obravnavan model	Korekcijski model		
Obravnavan trg	aRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	15.359	30.719	46.078
Bilanca dobavitelja [EUR]	989.451	1.978.903	2.968.353
Bilanca NA	-450.275	-900.550	-1.350.825
Sodelujoči odjemalci [EUR]	-1.801.100	-3.602.201	-5.403.301
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	-117,26		

Tabela 34: rRPF pozitivna smer – Korekcijski model.

Obravnavan model	Korekcijski model		
Obravnavan trg	rRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	185	370	554
Bilanca dobavitelja [EUR]	3.884	7.768	11.652
Bilanca NA	39.620	58.946	118.861
Sodelujoči odjemalci [EUR]	158.482	316.962	475.444
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]	857,82		

Tabela 35: rRPF negativna smer – Korekcijski model.

Obravnavan model	Korekcijski model		
Obravnavan trg	rRPF negativna smer (povečanje odjema)		
Obravnavano obdobje	2023 (1.1.-31.10)		
Deleži vseh dejanskih količin	25%	50%	75%
Količine [MWh]	31	62	93
Bilanca dobavitelja [EUR]	2.776	5.552	8.328
Bilanca NA	1.943	3.887	5.830



Sodelujoči odjemalci [EUR]	7.774	15.547	23.321
Cena energije za sodelujoče odjemalce [EUR/MWh]		424,6	

Glede na rezultate je pri korekcijskem modelu bilanca dobavitelja za obravnavane primere vselej pozitivna, seveda ob upoštevanju vseh navedenih predpostavk. To izhaja iz dejstva, da je za prenos energije uporabljena maloprodajna cena višja od BSP cene uporabljene za ceno dobaviteljeve energije. Bilanca NA je nižja, za primer aRPF v negativni smeri celo negativna, kot v predhodnem modelu, kar se odraža tudi v nižji ceni za sodelujoče odjemalce. Uporabljena maloprodajna cena za prenos energije v primeru vpeljave korekcijskega modela zato ne bi bila primerna.

7.4 Lokalni elektroenergetski trgi

Lokalni elektroenergetski trgi, trgi omejeni na raven DEES, kjer je kupec storitve navadno distribucijski operater oz. posamezna elektrodistribucija, v Sloveniji še niso razviti in so večinoma omejeni na pilotne projekte, komercialne količine prožnosti, ponujene na trgu, pa so relativno majhne. Elektro Ljubljana je v letu 2023 objavila prvi razpis prožnosti za uporabnike na njihovem območju. Glede na trenutno objavljeno statistiko je bilo do sedaj skupno objavljenih 63 razpisov za prožnost po posameznih transformatorskih postajah, skupno število merilnih mest (PPM) z registrirano prožnostjo trenutno znaša 78, skupna registrirana moč prožnosti pa znaša 605 kW, kar pomeni povprečno 7,76 kW prožnosti na posamezno merilno mesto. Aktivno pri aktivacijah prožnosti trenutno glede na podatke Elektro Ljubljana sodeluje zgolj 1 merilno mesto, povprečna dosežena cena za prožnostno oz. prilagojeno energijo pa znaša 0,6 EUR/kWh (600 EUR/MWh) [56].

V preteklem obdobju je bilo izvedenih že nekaj študij (npr. v okviru projekta Flex4Grid [57]), ki so ocenjevale potencial prožnosti tudi glede količin na lokalni ravni, se pravi na ravni DEES v Sloveniji. Zaključki glede potencialnih količin prožnosti so različni. Namen te študije ni ocena potenciala oz. količin, ki bi lahko bile trgovane na lokalnih elektroenergetskih trgih, temveč analiza vpliva prisotnosti oz. delovanja NA na ostale tržne udeležence na teh trgih. V tem pogledu je glavna razlika med lokalnim in veleprodajnim trgom ta, da imajo končni odjemalci z dobaviteljem v večini sklenjene odprte pogodbe, kjer količine niso določene, cene pa so znane preko različnih cenikov dobaviteljev (redni ali akcijski ceniki) oz. kot velja trenutno (delno) regulirane cene.

Glede prisotnosti NA pri končnih odjemalcih na nivoju DEES je v primeru vpeljave morebitne kompenzacije odstopanj, zaradi nedobavljene energije, povzročenih s strani NA, cena kompenzacije enostavno določljiva preko omenjenih cenikov dobaviteljev (npr. upošteva se povprečna maloprodajna cena vseh dobaviteljev prisotnih na slovenskem trgu). Vsi ukrepi končnih odjemalcev tako v smeri povečanja, kot tudi zmanjšanja odjema brez prisotnosti NA, ki so lahko rezultat implicitne prožnosti ali zagotavljanja prožnosti mimo NA, imajo na dobavitelja podoben učinek kot prisotnost oz. delovanje NA. V primeru vpeljave kompenzacije odstopanj je zato ključno jasno razlikovanje med prožnostjo aktivirano s strani NA in ostalimi tipi prožnosti (npr. implicitna prožnost, lastna optimizacija), za kar je potrebna določitev že obravnavane metodologije določanja osnovnic in razpoložljivost podatkov obračunskih števcov oz. podrednih meritev v (skoraj) realnem času. Čeprav je na ravni DEES v prihodnje pričakovati rast naprav, katere omogočajo prožnost (predvsem električna vozila in baterijski hranilniki električne energije, pa tudi toplotne črpalke in proizvodne naprave), je še vedno vprašanje, kakšen bo interes NA za sodelovanje na lokalnih trgih oz. če bodo finančne koristi za NA in sodelujoče končne odjemalce dovolj visoke.

Zasnova lokalnih elektroenergetskih trgov trenutno še ni povsem jasno definira, pri predlaganih produktih, ki naj bi bili na voljo preko lokalnih trgov, pa gre predvsem za moč oz. produkte vezane na napetost in ne toliko za



energijske produkte. V tem trenutku zato še ni možno opraviti analize oz. izračunov na način, kot je ta bila narejena za primere trga za dan vnaprej in trga znotraj dneva ter trga storitev izravnave, saj dejanskih podatkov ni, ocena pa bi temeljila zgolj na špekulacijah.

Za razvoj lokalnih trgov v Sloveniji težavo lahko predstavlja sodelovanje malih končnih odjemalcev (gospodinjstev), ki niso registrirani kot pravni subjekt, saj je njihovo nagrajevanje za sodelovanje v odzivu odjema oz. za ponujanje prožnosti zaradi nizko postavljene vrednosti nagrade, ki se ne šteje v odmero dohodnine, oteženo in za sodelujoče ne bo predstavljalo nujno dovolj velike finančne motivacije.



8 Priporočila glede delovanja neodvisnega agregatorja na slovenskem trgu z električno energijo

V tem poglavju so podana priporočila glede delovanja NA na trgu z električno energijo v Sloveniji glede na trenutno stanje, pregled obstoječih modelov vključitve NA na trg, vključno s SWOT analizo izbranih modelov, ter glede na analizo stroškov in koristi, ki jih prinaša delovanje NA na trgu. Priporočila so strukturirana glede na trge, določanje osnovnice in skupna priporočila.

8.1 Veleprodajni trg za dan vnaprej in trg znotraj dneva

Pri trgu za dan vnaprej in trgu znotraj dneva je bil namen študije oceniti potencialno korist, ki bi lahko izhajala iz delovanja NA na trgu, da se določi, ali je smiselno odstraniti ovire (to so npr. vprašanje prenosa energije in vprašanja glede ekonomske in tehnične izvedljivosti razvoja neodvisne agregacije) za nastop NA na trgu. Kot izhaja iz analize stroškov in koristi iz razdelkov 7.1 in 7.2, sistemska dobrobit za obravnavane scenarije količin ni zanemarljiva. Dejanska dobrobit bo sicer odvisna od dejanskih količin odziva odjema prisotnih na trgu, kar pa je v veliki meri odvisno od cen na trgu in modela, ki bo urejal delovanje NA. Glede na obravnavane modele je najbolj primeren model centralne poravnave, pri čemer je potrebno določiti primerno ceno kompenzacije oz. prenosa energije, da bo prisotnost NA na trgu ekonomsko upravičena in da bo za NA finančno vzdržna. V primeru upoštevanja dejanskih cen na trgu za ceno prenos energije (med NA in dobaviteljem – ToE) je nujno upoštevanje neto koristi, vsaj do določene mere, saj je v nasprotnem primeru bilanca NA enaka 0. Kompenzacijski model glede na izračune z uporabljenim maloprodajno ceno ni primeren, saj vodi do negativne bilance NA.

Priporočilo glede trga za dan vnaprej in trga znotraj dneva je, da se vpelje centralno entiteto, ki bo urejala prenos energije oz. korekcije tržnih planov in analizirala stanje. Za začetek, da se trg odpre, se predlaga, da se prenos energije izvaja brez plačila kompenzacije. V primeru znižanja odjema je dobavitelj še vedno pasivno kompenziran po ceni odstopanj, kar sicer ne pokrije nujno vseh stroškov, saj je cena odstopanj odvisna od smeri skupnih odstopanj sistema. Na začetku se pričakuje, da bodo količine in premiki cen majhni, posledično majhna pa bo tudi sistemska dobrobit. Glede na morebiten razvoj trga in povečanje količin se lahko uredi prenos energije po določeni ceni, za določitev katere bo zadolžena centralna entiteta. Glavno je, da se za začetek določi pravila kako odpreti trg. Če se bo ta potem razvil, je vprašanje časa. Naloga centralne entitete v tem kontekstu bi morala biti, da po določenem času opravi analizo razvitosti trga, ter prisotnosti količin in na podlagi te predlaga morebitne izboljšave modela oz. spremembo načina izračuna kompenzacije.

8.2 Trg storitev izravnave

Za trg storitev izravnave je priporočilo glede na opravljeno analizo stroškov in koristi, da se vpelje model centralne poravnave preko centralne entitete. Navedeno bi odpravilo bilateralno dogovarjanje med dobaviteljem in NA, pri katerem v praksi ni nujno, da do dogovora pride, kar predstavlja oviro za razvoj oz. delovanje neodvisne agregacije. V primeru da do dogovora ne pride, oba NA in dobavitelj (njun OBS) nosita odgovornost in stroške za odstopanja. V primeru vpeljave modela centralne poravnave, bi bila centralna entiteta odgovorna za prenos energije, vključno z določitvijo cene po kateri bi se prenašala energija.

Glede na opravljene neformalne razgovore z dobavitelji in NA se ti načeloma strinjajo, da se prenos energije vrši po urni ceni na trgu za dan vnaprej z energetske borze BSP SouthPool (BSP cena). V primeru vpeljave modela centralne entitete bi njena naloga morala biti, da po določenem času opravi analizo glede količin prožnosti in predlaga morebitne spremembe modela in morebiten spremenjen način izračuna kompenzacije.



Strošek kompenzacije bi kril NA, strošek delovanja centralne entitete pa bi se lahko razdelil med NA in dobavitelje. Z vpeljavo centralne entitete, ki bi na transparenten način urejala delovanje neodvisne agregacije, bi bilo realno pričakovati večjo ponudbo prožnosti na trgu storitev izravnave, kar bi lahko za dolgoročno posledico imelo tudi nižje cene samih storitev izravnave. Vpeljava centralne entitete bi bila zato tudi s tega stališča smotrna.

8.3 Lokalni elektroenergetski trgi

Na nivoju lokalnih elektroenergetskih trgov je razvoj neodvisne agregacije odvisen predvsem od hitrosti razvoja trgov, potreb po sistemskih storitvah na ravni DEES in finančnih koristih, ki bi lahko izhajale iz delovanja lokalnih trgov za vse tržne udeležence. Za sistemske storitve so tržni produkti že definirani v osnutku SONDSEE, zato to ne predstavlja ovir za razvoj lokalnih trgov s prožnostjo. Težavo lahko predstavlja v razdelku 7.4 omenjeno sodelovanje na trgu malih končnih odjemalcev (gospodinjstev), ki niso registrirani kot pravni subjekt. NA je v tem pogledu v primerjavi z dobaviteljem v podrejenem položaju, saj dobavitelj lahko nagrajevanje oz. kompenzacijo za aktivirano prožnost izvede v okviru pogodbe o dobavi električne energije (npr. popust na računu za električno energijo). Za razvoj neodvisne agregacije na lokalnih elektroenergetskih trgih je zato potrebno posebej preučiti tudi ta vidik in možne rešitve, kot npr. sprememba zakona o dohodnini oz. sprememba vrednosti neobdavčene nagrade). Podrobnosti glede davčne zakonodaje presegajo obseg te študije.

Glede na trenutno nerazvitost lokalnih elektroenergetskih trgov, kot izhaja iz razdelka 7.4, se ocenjuje, da definicija modela, ki bi urejal delovanje NA na lokalnem elektroenergetskem trgu, v tem trenutku ni potrebna. V primeru da se uvede model centralne poravnave, oz. se vzpostavi centralna entiteta na ravni veleprodajnih trgov, lahko slednja pokriva oz. spremlja tudi razvoj lokalnih trgov. V primeru razvoja slednjih se lahko izvede študijo, ki bo osredotočena na delovanje oz. prisotnost neodvisne agregacije na nivoju DEES.

8.4 Priporočila glede osnovnic

Priporočila glede osnovnic so, da se sledi francoskemu zgledu, kjer so metodologije določanja osnovnic vnaprej določene oz. potrjene. Vsak tržni udeleženec pa ima tudi možnost, da predlaga drugo metodo določanja osnovnic, pri čemer mora zagotoviti vse potrebne podatke za verifikacijo oz. potrditev predlagane metode. Če metoda prestane verifikacijo, se jo doda na seznam potrjenih metod. Za verifikacijo metode bi bil zadolžen odgovorni operater omrežja, oz. v primeru vzpostavitve centralne entitete bi bila lahko to tudi naloga slednje. Možne metode določanja osnovnic, ki so v uporabi v določenih državah, so podane v poglavju 4.

8.5 Skupna priporočila

Glede na velikost slovenskega trga z električno energijo ni smiselna vpeljava različnih modelov, ki bi urejali delovanje NA, po različnih trgih. Če se vzpostavi centralna entiteta, lahko slednja bdi nad vsemi trgi, stroške njenega delovanja pa se porazdeli med vse trge oz. med vse tržne udeležence. Model centralne poravnave, ki poteka preko centralne entitete, je najbolj primeren tudi z vidika transparentnosti, saj vsi finančni tokovi potekajo preko slednje. Glede na organiziranost trga z električno energijo v Sloveniji bi bil za nosilca centralne entitete primeren operater trga ali operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja. Glede same optimizacije delovanja centralne entitete in stroškov je smiselno, da vlogo centralne entitete prevzame obstoječa družba. V vsakem primeru bi morala centralna entiteta opravljati gospodarsko javno službo in biti nevtralna oz. brez lastnih interesov. Za širšo izrabo prožnosti je nujen tudi register naprav prožnosti, ki bi poenostavil način naročanja in obračun storitev prožnosti. Ta je že predviden tudi v zadnjem osnutku SONDSEE. Preučiti bi bilo potrebno tudi možnost združitve centralne entitete z registrom naprav prožnosti.



Kot izhaja iz mnenja Elektroenergetske zbornice (EZZ), natančneje SVDEE, glede javnega posvetovanja AGEN glede Neodvisnega agregatorja na slovenskih trgih električne energije, je bil model centralne entitete v dveh različicah implementacije, ki sta nekoliko drugačni napram klasičnemu modelu predstavljenemu v tem dokumentu, posredovan tudi s strani dobaviteljev [58]. Vpeljava oz. delovanje centralne entitete sicer pomeni dodatne stroške za sistem oz. za tržne udeležence. Kot omenjeno se te lahko razdeli med tržne udeležence, pri čemer se lahko upošteva velikost njihovega portfelja oz. tržni delež. Pri tem sicer obstaja nevarnost, da bi se ti stroške prevaili neposredno na končne uporabnike omrežja oz. končne odjemalce. Omenjeno je sicer stvar poslovnih modelov oz. poslovanja tržnih subjektov tj. dobaviteljev in agregatorjev. Kot izhaja iz opravljene analize stroškov in koristi, bi večji delež neodvisne agregacije, ki bi ponujala odziv odjema predvsem v smeri znižanja odjema, lahko vodil do sistemske dobrobiti, ki bi se odražala v obliki nižjih cen električne energije na trgu. Vpeljava centralne entitete, ki bi pospešila razvoj neodvisne agregacije, je zato s tega stališča smotrna.

Vpeljava korekcijskega modela bi bila povezana z manj stroški, vendar kot izhaja iz primerov Francije in Finske je korekcijski model lahko sporen, saj se poraja vprašanje zakonitosti popravljanja meritev obračunskih števcov oz. plačevanja energije, ki ni bila porabljana. Dodatno težavo lahko predstavlja ločeno obračunavanje prožnosti s strani dobavitelja pri korekcijskem modelu tipa B, saj obstaja nevarnost, da bo ta s strani dobavitelja obračunana po višji ceni, kar lahko dodatno ovira razvoj neodvisne agregacije in sodelovanje končnih odjemalcev pri odzivu odjema.

Po oceni izdelovalcev študije bi stroški delovanja centralne entitete znašali približno 250.000 EUR letno. Pri tem so upoštevani stroški vzpostavitve in vzdrževanja IT infrastrukture, stroški zaposlenih (predvideva se vsaj 2 redno zaposlena), ter režijski stroški v višini vsaj 25 %.

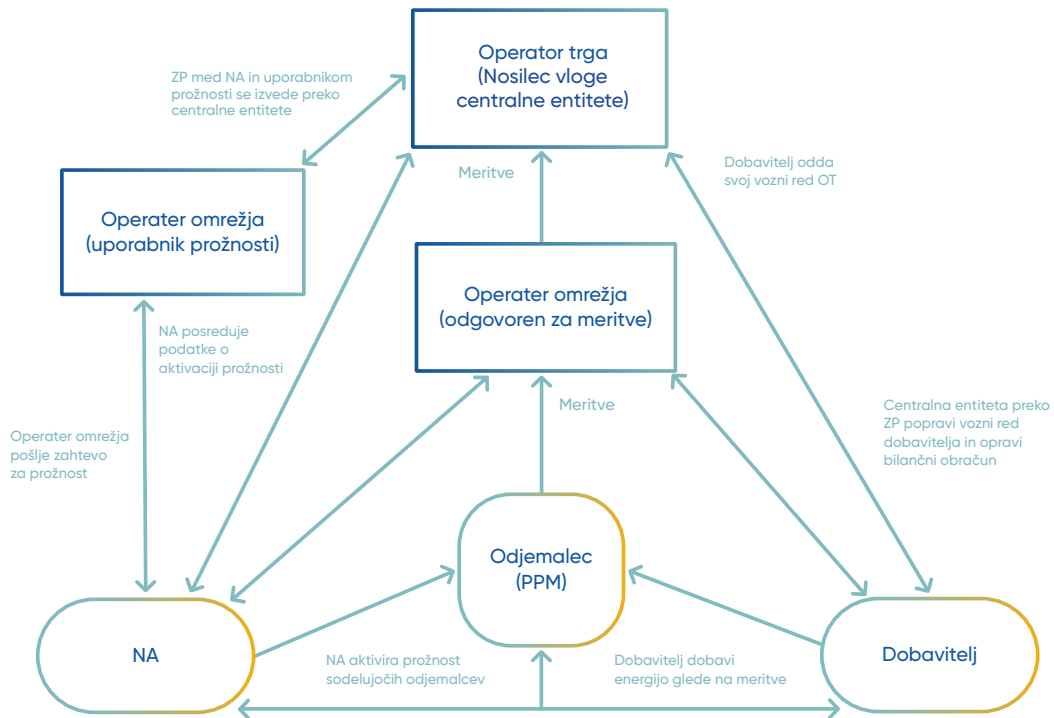
Delovanje modela centralne poravnave preko centralne entitete, pripadajočo izmenjavo informacij in finančne tokove med deležniki za primer sistemskih storitev, lahko opredelimo z naslednjimi koraki:

- dobavitelj oz. OBS odda svoj vozni red oz. obratovalno napoved OT. Slednji lahko hkrati opravlja tudi vlogo centralne entitete, ali pa je slednja ločena od vloge OT.
- koristnik oz. uporabnik prožnosti (operater omrežja) pošlje na trg zahtevo za prožnost oz. aktivacijo sistemske storitve, na katero se odzove NA.
- NA aktivira prožnost preko sodelujočih končnih odjemalcev oz. uporabnikov (PPM) in posreduje podatke o aktivaciji uporabniku prožnosti, operaterju omrežja in centralni entiteti.
- meritve se shranijo v podatkovni bazi pri operaterju, odgovornem za meritve, ali v centralnem registru naprav (register prožnosti).
- dobavitelj končnim odjemalcem dobavi energijo glede na meritve.
- zaprta pogodba med uporabnikom prožnosti in NA, ter med NA in dobaviteljem se izvede preko centralne entitete.
- glede na posredovane meritve centralna entiteta preko zaprte pogodbe popravi pozicijo oz. vozni red dobavitelja z upoštevanjem prenosa energije aktivirane prožnosti in opravi bilančni obračun.
- NA ureja plačila za aktivirano prožnost z uporabnikom prožnosti in sodelujočimi končnimi odjemalci.

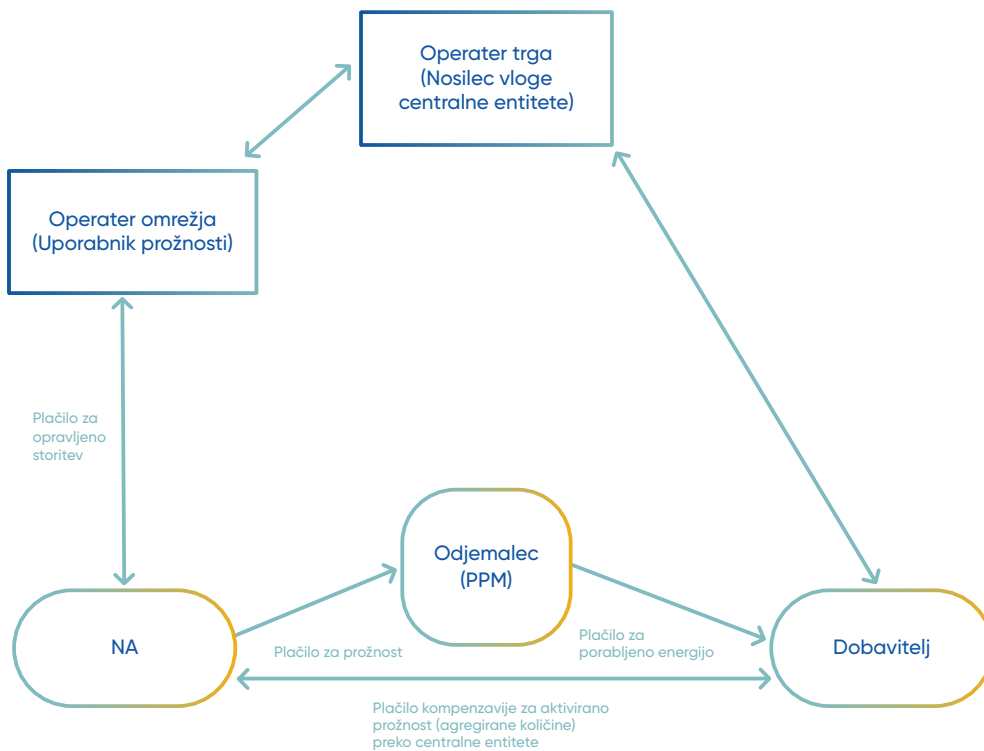
Poudariti je potrebno, da je podlaga za učinkovito delovanje modela centralne poravnave, ki bi potekal preko centralne entitete, likviden trg, kjer je na voljo zadosten obseg prožnosti, tj. obseg končnih odjemalcev, ki so pripravljeni prilagajati lasten odjem in/ali proizvodnjo. Sama implementacija omenjenega modela je v principu potreben, ne pa tudi zadosten pogoj, da se bo vzpostavila ustrezna likvidnost trga. To velja predvsem za tiste segmenta trga, ki so namenjeni zagotavljanju sistemskih storitev operaterju omrežja. Vzpostavljanje oz. predlogi



za zagotavljanje likvidnosti niso predmet te študije. Grafični potek delovanja modela centralne poravnave preko centralne entitete prikazuje Slika 26, finančne tokove med udeleženci pa Slika 27.



Slika 26: Diagram delovanja modela centralne poravnave preko centralne entitete.



Slika 27: Finančni tokovi med zadevnimi tržnimi udeleženci pri modelu centralne poravnave preko centralne entitete.



Glede izmenjave informacij med NA in dobaviteljem se priporoča načelo, da naj bodo vidne le agregirane količine prožnosti.

8.6 Priporočila glede zakonodajnih in regulatornih sprememb

V Sloveniji delovanje NA ureja ZOEE [4], določila glede delovanja NA na trgu z električno energijo pa so definirana tudi v Pravilih za delovanje trga z električno energijo [8]. Delovanje NA na lokalnih trgih je, oz. bo, vezano na določila v novih SONDSEE [15]. V nadaljevanju so zato podana priporočila glede sprememb omenjenih dokumentov v povezavi s predlagano spremembo modela delovanja NA.

8.6.1 Zakon o oskrbi z električno energijo (ZOEE)

V veljavnem ZOEE člen 21. vsebuje določila glede pogodbe o agregiranju, člen 22 pa določila glede prilagajanja (odziva) odjema preko agregiranja. V primeru vpeljave novega modela NA, tj. centralne poravnave oz. vzpostavitve centralne entitete, je v tem kontekstu potrebno podrobneje analizirati in eventualno dopolniti omenjena člena, ter po potrebi v ZOEE dodati definicijo centralne entitete. Ker bi morebitna vpeljava modela centralne poravnave predstavljala pomembno spremembo na trgu z električno energijo, bi bilo smiselno, zaradi finančnih posledic in vpliva na poslovanje tržnih udeležencev, predvsem dobaviteljev s poseganjem v njihovo delovanje, čim več aspektov vezanih na oblikovanje modela delovanja NA vnesti v ZOEE.

8.6.2 Pravila za delovanje trga z električno energijo

V veljavnih pravilih za delovanje trga z električno energijo poglavje 7. govori o delovanju NA. V kontekstu predloga za vpeljavo novega modela NA bi bilo potrebno popraviti omenjeno poglavje na način, da bi slednje zajemalo podrobna pravila glede agregiranja in morebitne vpeljave modela centralne poravnave in vzpostavitve centralne entitete. Dodatno bi bilo potrebno podrobno preučiti in popraviti poglavje 5. Kontrola, usklajevanje in roki za prijavo, ki med drugim govori o bilančnem obračunu, da bi omenjeno poglavje zajemalo tudi določila glede odstopanj NA in dobavitelja kot posledice aktivirane prožnosti. Prav tako bi bilo potrebno popraviti in sprejeti dopolnjena Dodatna navodila za prijavo zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi [9], za katere je odgovoren OT.

8.6.3 Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE)

Nova sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE) so trenutno v fazi usklajevanj. Z vidika delovanja NA na nivoju DEES je ključna definicija storitev prožnosti, vključujoč definicijo produktov prožnosti, ki bi jih lahko ponujal NA. Produkti prožnosti so v zadnji verziji SONDSEE definirani v Prilogi 7 – Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja distribucijski operater [12]. V kontekstu predlaganih sprememb modela delovanja NA se predlaga sprejetje zadnje verzije osnutka SONDSEE in pripadajočih prilog.



9 Zaključek

Namen študije je analiza stroškov in koristi nadgradnje trenutnega modela vključitve NA na trg z električno energijo oz. oblikovanja novega modela, skladnega z ZOOE ter EU regulativo. V študiji je predstavljen pregled ureditev delovanja NA za različne države EU in podan povzetek obstoječega stanja v Sloveniji. Trenutna ureditev v Sloveniji je po USEF klasifikaciji najbližja pogodbenemu modelu, vendar je sama sklenitev dogovora prepuščena NA in dobavitelju. V praksi to lahko vodi do zavračanj dogovarjanj, kar rezultira v nesklenjenem dogovoru. To pomeni, da imata v tem primeru tako NA kot dobavitelj oz. njun OBS odstopanja, katera se obračuna po ceni odstopanj. Primera, ko do dogovora med NA in dobaviteljem ne pride, torej ne moremo obravnavati kot nekorrigiran model, saj pri slednjem NA ni odgovoren niti za lastna odstopanja. Glede na opravljen pregled stanja agregacije in delovanja oz. urejenosti statusa NA v državah članicah EU sicer lahko zaključimo, da je Slovenija med bolj razvitimi državami članicami.

Glede na izvedeno analizo stroškov in koristi bi bil za implementacijo najbolj primeren model centralne poravnave, ki bi potekal preko centralne entitete. Predlagan model delovanje NA ureja na transparenten način in odpravlja težave povezane s trenutnim bilateralnim urejanjem razmerij. Vzpostavitev centralne entitete je sicer povezana z dodatnimi stroški, vendar bi glede na velikost elektroenergetskega trga v Sloveniji omenjena lahko pokrivala vse trge, vključujoč razvijajoče se lokalne trge. Transparentna in nediskriminatorska obravnava neodvisne agregacije bi pripomogla k razvoju ponujanja storitev prožnosti, kar bi dolgoročno lahko pripomoglo k nižjim cenam električne energije na trgu. Strošek delovanja centralne entitete bi bil tako upravičljiv. Centralna entiteta lahko tudi sproti spremlja razvoj trgov in analizira vpliv razvoja trga na posamezne tržne udeležence.

V okviru študije opravljena analiza stroškov in koristi temelji na podatki iz obdobja od Decembra 2022 do Novembra 2023. Obravnavano obdobje je nekoliko specifično in težko primerljivo s prejšnjimi obdobji, kajti s 1. 1. 2023 je namreč začel veljati nov model izračuna cene odstopanj. Ta je tako po novem enotna, bilančni obračun pa nima več tolerančnega pasu. Glede na razpoložljivost podatkov o novih cenah odstopanj je bilo zato analizirano obdobje omejeno, primerjava z obdobji, ko so še veljale stare cene odstopanj, pa ne bi bilo smiselno. Poleg omenjenega, leto 2023 odstopa tudi v smislu samih cen električne energije na trgu. Del obravnavanega obdobja pa so veljale tudi zamejene cene na trgu storitev izravnave. Glede na gibanje cen na trgu se razmerja med tržnimi udeleženci nenehno spreminjajo, zato je nujno sprotno spremljanje dogajanja na trgu in vsaj delno tudi prilaganje pravil za delovanje NA razmeram na trgu. Slednje je najlažje izvajati preko delovanja centralne entitete. Končna odločitev glede izbire oz. vpeljave modela, ki bo urejal delovanja NA, pa bi morala biti stvar vseh deležnikov.



10 Literatura

- [1] EU, „Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019L0944-20220623>.
- [2] European Commision, „Clean energy for all Europeans package,“ [Elektronski]. Dostopno: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.
- [3] ACER, „Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back?,“ 19. December 2023.
- [4] Uradni list Republike Slovenije št. 172, „Zakon o oskrbi z električno energijo (ZOEE),“ 2021.
- [5] ELES, „PRAVILA IN POGOJI ZA PONUDNIKE STORITEV IZRAVNAVE NA IZRAVNALNEM TRGU ELES,“ 2020.
- [6] AGEN; Borzen, 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.; SODO d. o. o., „(NEODVISNI) AGREGATOR NA SLOVENSКИH TRGIH ELEKTRIČNE ENERGIJE,“ 2020.
- [7] Agencija za energijo, „Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji - Izhodišča,“ 22. 5. 2020. [Elektronski]. Dostopno: [aktivni-odjemal-1?inheritRedirect=false&redirect=https://www.agen-rs.si/zaprta%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_M2GdU2jRtCxV%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1](https://www.agen-rs.si/zaprta%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).
- [8] Uradni list Republike Slovenije št. 163, „Pravila za delovanje trga z električno energijo,“ 2022. [Elektronski]. Dostopno: https://www.uradni-list.si/_pdf/2022/Ur/u2022163.pdf.
- [9] BORZEN, „Navodila za evidentiranje ZP in ON za ponudnike storitev izravnave (PSI),“ 15. 7. 2019. [Elektronski]. Dostopno: https://www.borzen.si/Portals/0/SL/OT/Navodila_ZP_in_ON-PSI.pdf.
- [10] „Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02017R2195-20220619>.
- [11] Agencija za energijo, „Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji,“ 2022.
- [12] ELES, „SONDSEE Priloga 7: Navodilo za storitve prožnosti na DEES, ki jih uporablja Distribucijski operater 2024 V4,“ 2024.
- [13] Pravno-informacijski sistem, „Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje,“ 25. 11. 2022. [Elektronski]. Dostopno: http://pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=AKT_1266#. [Poskus dostopa Januar 2024].
- [14] „Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije,“ [Elektronski]. Dostopno: http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=AKT_1188. [Poskus dostopa November 2023].
- [15] ELES, „Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE) - javna



obravnava 2024 V6," 2024.

- [16] SODO, „Cenik drugih storitev,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://www.sodo.si/storage/app/uploads/public/625/533/2b3/6255332b3a81b148388357.pdf>. [Poskus dostopa November 2023].
- [17] USEF, „USEF Position Paper The Independent Aggregator,“ 2015.
- [18] INTERFACE, „D3.2 Definition of new/changing requirements for Market Designs“.
- [19] EU DSO Entity in ENTSO-E, „EU DSO Entity and ENTSO-E Proposal for a Network Code on Demand Response V1.0,“ 2024.
- [20] JCR SCIENCE FOR POLICY REPORT, „Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators,“ European Commission, 2022.
- [21] USEF, „WORK STREAM ON AGGREGATOR IMPLEMENTATION MODELS. Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response“.
- [22] T. Schittekatte, V. Deschamp in L. Meeus, „The regulatory framework for independent aggregators,“ The Electricity Journal, Izv. 34, 2021.
- [23] DNV, Nordic Energy Research, “The regulation of independent aggregators with a focus on compensation mechanisms,“ 2022.
- [24] DR4EU, „Workshops: takeaways from the Clean energy package,“ 2021. [Elektronski]. Dostopno: <https://dr4eu.org/workshops-2021/>.
- [25] Ofgem, „Ofgem decision P415 'Facilitating Access to Wholesale Markets for Flexibility Dispatched by VLPs,“ 2023.
- [26] PJM, „Demand Response,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>. [Poskus dostopa Februar 2024].
- [27] „Abwicklungsvereinbarung zur Vorhaltung und Aktivierung von positiver und negativer Regelreserve sowie dem dafür notwendigen Online-Datenaustausch und dem „ex-post“-Fahrplanmanagement,“ 2016.
- [28] Usef White paper, „Flexibility Value Stacking Version 1.0,“ 2018.
- [29] APG, [Elektronski]. Dostopno: <https://markt.apg.at/>.
- [30] E-Control, [Elektronski]. Dostopno: <https://www.e-control.at/>.
- [31] RTE, [Elektronski]. Dostopno: <https://bilan-electrique-2021.rte-france.com/mecanisme-marches-effacements/?lang=en>.
- [32] R. Bray in B. Woodman, „Barriers to independent aggregators in Europe,“ University of Exeter, 2019.
- [33] RTE, „Download data published by RTE,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://www.services-rte.com/en/>



download-data-published-by-rte.html?category=market&type=demand_response&subType=volumes. [Poskus dostopa Januar 2024].

[34] RTE, „RTE report on balancing,” 2022. [Elektronski]. Dostopno: https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Mecanisme%20d'ajustement/RTE%20Balancing%20Report%202022_vf.pdf.

[35] RTE, „Terms and Conditions for Demand Response Participation in Energy Markets NEBEF 3.4,” Julij 2022.

[36] RTE, [Elektronski]. Dostopno: <https://www.rte-france.com/>.

[37] „Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 3.5”. 1 September 2023.

[38] „Code de l'énergie : TITRE VII : L'EFFACEMENT DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITE (Articles R271-1 à R271-15)“.

[39] E. Commission, COMMISSION OPINION of 27.8.2021 pursuant to Article 20(5) of Regulation (EU) No 2019/943 on the implementation plan of France, Brussels: European Commission, 2021.

[40] M. Aro, K. Mäki, C. Evens, H. Vesa in C. Schöpfer, „Aggregator Business Pilot. VTT Technical Research Centre of Finland. VTT Research Report No. VTT-R-01187-20,” 2020.

[41] „FINGRID official website,” [Elektronski]. Dostopno: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/independent-aggregation/>.

[42] Fingrid, [Elektronski]. Dostopno: <https://www.fingrid.fi/>.

[43] CEPA, „P415 – Impact Assessment,” 22 September 2022. [Elektronski]. Dostopno: <https://www.elexon.co.uk/documents/change/modifications/p401-p450/p415-cost-benefit-analysis-report/>.

[44] Ofgem, „Price cap - Decision on changes to the wholesale methodology,” 2022.

[45] ACER, „Framework Guideline on Demand Response,” 20 December 2022.

[46] BD4NRG Big Data for Next Generation Energy, „D8.3 – LSP 6 Pilot Documentation,” 2023.

[47] ELES, „ZAKONODAJNA PODLAGA,” [Elektronski]. Dostopno: <https://www.eles.si/Obratovanje/Sistemske-storitve/Zakonodajna-podlaga>. [Poskus dostopa 11 2023].

[48] ENTSO-E, „PICASSO,” [Elektronski]. Dostopno: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/.

[49] ENTSO-E, „Manually Activated Reserves Initiative,” [Elektronski]. Dostopno: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/.

[50] ELES, „PRILOGA B: Vloga za priznanje tehnične sposobnosti PSI za nudenje RVF“.

[51] ELES, „PRILOGA C: Vloga za priznanje tehnične sposobnosti PSI za nudenje aRPF“.



- [52] ELES, „PRILOGA D: Vloga za priznanje tehnične sposobnosti PSI za nudenje rRPF“.
- [53] ELES, „SONDSEE Priloga 9: Seznam standardnih in ostalih podatkovnih storitev 2024 V5,“ 2024.
- [54] Ministrstvo za okolje podnebje in energijo Portal energetika, „Cene električne energije za negospodinjstva - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), Slovenija, četrtno,“ [Elektronski]. Dostopno: [https://www.energetika-portal.si/pxweb/Dialog/varval.asp?ma=cene_ee_ind_kvartal&ti=Cene+elektri%26%23269%3Bne+energije+za+negospodinjstva+-+standardne+porabni%26%23269%3Bke+skupine+\(EUR/MWh\)%2C+Slovenija%2C+%26%23269%3Betrtno&path=../../fileadmin/user_](https://www.energetika-portal.si/pxweb/Dialog/varval.asp?ma=cene_ee_ind_kvartal&ti=Cene+elektri%26%23269%3Bne+energije+za+negospodinjstva+-+standardne+porabni%26%23269%3Bke+skupine+(EUR/MWh)%2C+Slovenija%2C+%26%23269%3Betrtno&path=../../fileadmin/user_).
- [55] Borzen, d.o.o, „Podatki trga,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://ot.borzen.si/Domov/Podatki-trga/Cene-odstopanj>.
- [56] Elektro Ljubljana, „Prožnost,“ [Elektronski]. Dostopno: <https://www.elektro-ljubljana.si/proznost>. [Poskus dostopa Januar 2024].
- [57] A. Kos, K. Koželj, D. Bobek, Ž. Stepančič in D. Gabrijelčič, „Flex4Grid: končno poročilo projekta Kritične konične tarife,“ 2019.
- [58] EZS SVDEE, „Neodvisni Agregator na slovenskih trgih električne energije - Aktualni vidiki Vpliv na dobavitelje in predlog rešitve,“ v Javno posvetovanje Agencije za energijo - delavnica, Ljubljana, 2020.



11 Priloga 1 – Določanje osnovnic Francija

11.1 Metoda napovedi odjema

11.1.1 Kazalniki kakovosti napovedi za metodo napovedi odjema

Do datuma I se kazalniki kakovosti napovedi odjema za mesec M pred datumom I izračunajo na ravni PPM ali na ravni podrednih meritev v določenem časovnem obdobju, kot sledi:

→ Absolutna napaka (ϵ)

$$\epsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{| \text{Napoved porabe}_i - \text{Poraba}_i |}{\text{Minimalna kapaciteta odziva odjema}_i}$$

→ Napaka centriranja (angl. *Centering error*) (ϵ')

$$\epsilon' = \frac{1}{N} \left| \sum_{i=1}^N \frac{\text{Napoved porabe}_i - \text{Poraba}_i}{\text{Minimalna kapaciteta odziva odjema}_i} \right|$$

Kjer:

Napoved porabe_i predstavlja vrednost napovedi odjema, ki jo agregator posreduje RTE za polurni interval i .

Poraba_i predstavlja vrednost odjema PPM za polurni interval i .

N predstavlja število polurnih intervalov v časovnem obdobju, ki se upošteva pri izračunu kazalnika. Iz obdobja izračuna kazalnika so izključeni:

- obdobja zmanjšanja odjema in obdobja premaknjene obremenitve S00, kateremu pripada PPM;
- obdobja prilagajanja (odziva) odjema S00 kateremu pripada PPM;
- polurni intervali, za katere za PPM ni bila posredovana napoved odjema.

Za polurne intervale, za katere vrednost odjema PPM pri izračunu kazalnika ni znana, je vrednost enaka vrednosti napovedi odjema za isti interval. Ko operater omrežja prejme krivuljo odjema oz. bremenski diagram PPM, se ponovno izračunajo kazalniki kakovosti napovedi. Ta ukrep se ne uporablja za bremenske diagrame sporočene v okviru poskusnih podrednih meritev.

Minimalna kapaciteta odziva odjema_i predstavlja najmanjšo zmogljivost odziva odjema PPM za polurni interval i , določeno kot najmanjša zmogljivost odziva bremena za PPM v polurnem intervalu i .

Merila, ki jih morajo izpolnjevati kazalniki kakovosti napovedi, so naslednja:

- absolutna napaka (ϵ) mora biti manjša ali enaka 40%;
- napaka centriranja (ϵ') mora biti manjša ali enaka 15%.



Od datuma I se kazalniki kakovosti napovedi odjema za mesec M po datumu I izračunajo na ravni PPM ali na ravni podrednih meritev v določenem časovnem obdobju kot:

→ Absolutna napaka (ϵ)

$$\epsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{| \text{Napoved porabe}_i - \text{Poraba}_i |}{\text{Maksimalna kapaciteta odziva odjema}_i}$$

→ Napaka centriranja (angl. Centering error) (ϵ')

$$\epsilon' = \frac{1}{N} \left| \sum_{i=1}^N \frac{\text{Napoved porabe}_i - \text{Poraba}_i}{\text{Maksimalna kapaciteta odziva odjema}_i} \right|$$

Maksimalna kapaciteta odziva odjema_i predstavlja največjo zmogljivost odziva odjema PPM, ki se uporablja v polnem intervalu *i*.

Merila, ki jih morajo izpolnjevati kazalniki kakovosti napovedi, so naslednja:

- absolutna napaka (ϵ) mora biti manjša ali enaka 35 %;
- napaka centriranja (ϵ') mora biti manjša ali enaka 15 %.

11.2 Metoda zgodovine porabe

11.2.1 Mesečno preverjanje kakovosti referenčne krivulje na podlagi preteklih podatkov

Mesečno preverjanje kakovosti referenčne krivulje na podlagi preteklih podatkov je sestavljeno iz preverjanja za vsak mesec *M*, za katerega je PPM certificirano, ali kazalnik kakovosti metode zgodovine porabe izpolnjuje zahtevana merila.

Če mesečno preverjanje kakovosti referenčne krivulje na podlagi preteklih podatkov pokaže, da merilo v mesecu *M* ni izpolnjeno, RTE obvesti agregatorja najpozneje 10 delovnih dni pred koncem meseca *M+2*.

Če vsaj eno od meril ni izpolnjeno 3 mesece ali več od zadnjih 11 tekočih mesecev, RTE obvesti agregatorja o prenehanju certificiranja PPM. Prenehanje certifikata začne veljati takoj, ko agregator prejme obvestilo. V tem primeru se PPM, ki mu je bila odvzeta certifikacija, samodejno odstrani iz SOO, h kateremu je bilo priključeno.

RTE se lahko odloči za izvedbo revizij za preverjanje skladnosti poslanih napovedi odjema. RTE lahko revizije naroči pri zunanjih izvajalcih, vendar je zanje še naprej odgovoren. V primeru ugotovljenih napak lahko pride do odvzema certifikata zadevnemu PPM.

11.2.2 Kazalnik kakovosti za metodo zgodovina porabe

Do datuma I je kazalnik kakovosti za metodo zgodovine porabe absolutna napaka (ϵ) za vsak mesec *M* pred datumom I, ki se izračuna na ravni PPM v določenem časovnem obdobju na naslednji način:



$$\text{Absolutna napaka } \varepsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{| \text{Referenčna krivulja porabe}_i - \text{Poraba}_i |}{\text{Minimalna kapaciteta odziva odjema}_i}$$

V enačbi: *Referenčna krivulja porabe_i* predstavlja vrednost referenčne zgodovine porabe za polurni interval *i*.

Poraba_i predstavlja vrednost odjema PPM za polurni interval *i*.

N predstavlja število polurnih intervalov v časovnem obdobju, ki se upošteva pri izračunu kazalnika. Iz obdobja izračuna kazalnika so izključeni:

- obdobja zmanjšanja odjema in obdobja premaknjene obremenitve SOO kateremu pripada PPM;
- obdobja prilagajanja odjema SOO kateremu pripada PPM;
- ponavljajoče in izredne nerazpoložljivosti;
- obdobja ponovne vzpostavitve.

Za polurne intervale, za katere vrednost odjema PPM pri izračunu kazalnika ni znana, je vrednost enaka vrednosti referenčne zgodovine porabe za isti interval. Po prejemu krivulje odjema PPM se kazalniki kakovosti napovedi ponovno izračunajo.

Maksimalna kapaciteta odziva odjema_i predstavlja najmanjšo zmogljivost odziva odjema PPM za polurni interval *i*.

Absolutna napaka (ε) mora biti pri mesečnem preverjanju manjša ali enaka 40%.

Od datuma *I* je kazalnik kakovosti za metodo zgodovine porabe absolutna napaka (ε), za vsak mesec *M* po datumu *I*, ki se izračuna na ravni PPM v določenem časovnem obdobju na naslednji način:

$$\text{Absolutna napaka } \varepsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{| \text{Referenčna krivulja porabe}_i - \text{Poraba}_i |}{\text{Maksimalna kapaciteta odziva odjema}_i}$$

V enačbi:

Maksimalna kapaciteta odziva odjema_i predstavlja največjo zmogljivost odziva odjema PPM za polurni interval *i*.

Pomen ostalih veličin je enak kot zgoraj.

Absolutna napaka (ε) mora biti pri mesečnem preverjanju manjša ali enaka 35%.



12 Priloga 2 – Status odziva odjema in agregatorjev po državah EU

	Status odziva odjema in agregatorjev	Dostopni trgi
AT	Dostop agregatorjev, ki ponujajo odziv odjema, do različnih trgov je omogočen, vendar ni mehanizmov za nadomestilo povzročenih odstopanj.	Kar zadeva izravnalni trg, sta aRPF in rRPF na splošno odprta za agregatorje, ki združujejo tudi gospodinjske odjemalce. Agregatorji lahko sodelujejo na trgu za upravljanje prezasedenosti na ravni prenosnega omrežja z najmanjšo velikostjo ponudbe 1 MW.
DE	Vloga odziva odjema še vedno omejena. Zakonodaja agregatorjem omogoča dostop do trga in končni odjemalci lahko z njimi prosto sodelujejo.	Prožnost omejena na trg na ravni prenosnega omrežja, gospodinjstva ne sodelujejo pri eksplicitnem odzivu odjema.
HR	Vloga agregatorjev je določena v pravilih za izravnavo, ki jih je sprejel operater omrežja. Uporabnik omrežja mora pred vključitvijo v portfelj agregatorja obvestiti svojega dobavitelja, ter operaterja omrežja.	Trg sistemskih storitev vključno z izravnalnim trgom.
IE	Pri agregaciji lahko sodelujejo le srednji in veliko odjemalci električne energije.	Agregatorji lahko sodelujejo na izravnalnem trgu.
IT	Industrijski odjemalci lahko sodelujejo v odzivu odjema (<i>"interruptibility programme"</i>), kjer je bila predstavljena tudi vloga NA, vendar še ni bila v celoti integrirana v delovanje. NA v svoj portfelj lahko vključijo enote certificirane kot VAMU (<i>Virtually Aggregated Mixed Units</i>). Glavno oviro za delovanje NA predstavlja nezmožnost izračuna neravnovesij in odstopanj povzročenih zaradi aktivnosti NA.	Trg sistemskih storitev, trg za dan vnaprej, trg znotraj dneva, trg zmogljivosti – na ravni prenosnega omrežja.
LV	Agregatorji še niso prisotni na trgu. Vprašanje delovanja NA še ni bilo naslovljeno – zakonodaja ga še ne predvideva. Agregatorji so obravnavani enako kot dobavitelji.	Odziv odjema sicer lahko sodeluje na trgu sistemskih storitev in veleprodajnih trgih, ter tudi ponuja sistemske storitve za operaterje distribucijskih omrežij.
LU	Agregatorja priznava zakonodaja, pravila trga pa ne. Agregacija neodvisna od dobavitelja ni možna z izjemo trga rezerve za vzdrževanje frekvence, ki je del Nemškega trga. Skupni trg z Nemčijo – razvoj koreliran z razvojem agregatorstva v Nemčiji.	Agregatorji, ki združujejo gospodinjstva lahko sodelujejo na trgu rezerve za vzdrževanje frekvence. Možnost sodelovanja tudi na trgu EPEX spot v primeru zadostnih prenosnih kapacitet na meji z Nemčijo.



<p>NL</p>	<p>Med tržnimi udeleženci agregatorji niso posebej določeni oz. obravnavani.</p> <p>Velja načelo, da so vsi tržni udeleženci odgovorni za svoje aktivnosti vključno s kritjem odstopanj – za agregatorje potreben dogovor z dobaviteljem.</p> <p>Nov zakonodajni akt, ki naj bi v nacionalno zakonodajo prenesel Direktivo EU 2019/944 izrecno ne omenja NA.</p> <p>Po potrebi bo finančna kompenzacija urejena s strani pristojnega ministrstva.</p>	<p>Izravnalni trg za moč – trenutno aktiven en agregator.</p>
<p>PL</p>	<p>Na trgu že prisotnih več agregatorjev, ki ponujajo odziv odjema – regulativa njihovih pravic in obveznosti še ne določa (osnutek 2021).</p>	<p>Trg sistemskih storitev.</p>
<p>ES</p>	<p>NA priznan v pravilih trga od Junija 2020 – tehnični pogoji so še nejasni.</p> <p>Glavne ovire za delovanje NA so nejasne meje njihovega delovanja in pomanjkanje metod za izračun povzročenih odstopanj pri dobavitelju.</p>	<p>Odziv odjema lahko sodeluje pri sistemskih storitvah. Za neodvisne agregatorje omenjeno ne velja..</p>
<p>SE</p>	<p>Neodvisni agregatorji na trgu niso aktivni.</p> <p>Obstajajo t. i. "nekorigirani agregatorji" (<i>uncorrected aggregators</i>), ki delujejo neodvisno od obstoječih OBS, vendar ne prevzemajo nobene odgovornosti za odstopanja, ki jih povzročijo.</p>	<p>Izraba prožnosti je trenutno omejena na optimizacijo in zmanjšanje stroška električne energije.</p>
<p>BE</p>	<p>Ponudniki storitev prožnosti so zavezani, da nevtralizirajo vpliv aktivacije prožnosti na odstopanja dobavitelja ali OBS.</p>	<p>Izravnalni trg in veleprodajni trg – določene ovire za gospodinjstva (izpolnjevanje zahtev glede merjenja).</p>
<p>DK</p>	<p>(Neodvisni) agregatorji morajo biti registrirani kot dobavitelji in OBS – pravila glede kompenzacije energije še nedorečena.</p>	<p>Trgi s prožnostjo (veleprodajni), trg sistemskih storitev.</p>
<p>EE</p>	<p>Začetni koncept NA spodbuja sodelovanje na vseh trg in jim omogoča dostop do strank brez vednosti dobavitelja ter OBS.</p>	<p>Trg sistemskih storitev, trg za dan vnaprej in trg znotraj dneva sta še v razvoju.</p>
<p>FI</p>	<p>Možnost dinamičnih cen.</p> <p>Neodvisni agregatorji v zakonodaji še niso določeni – spremembe v pripravi.</p>	<p>Neodvisna agregacija je možna na izravnalnem trgu in trgu sistemskih storitev.</p>
<p>HU</p>	<p>Agregacija je dovoljena, vendar je trg močno centraliziran, kar preprečuje vstop novim akterjem kot so agregatorji.</p> <p>Nekaj neodvisnih agregatorjev že registriranih.</p>	<p>Trg za odziv odjema je še v razvoju, tako na ravni prenosnega kot distribucijskega sistema.</p>



<p>RO</p>	<p>Zakonodaja, ki ureja področje električne energije, priznava tako odvisne (povezane z dobaviteljem), kot tudi neodvisne agregatorje.</p> <p>Obveznost dobavitelja je, da sklene pogodbo o prenosu energije z NA po dogovorjeni ceni (kot določa zakon) ali po ceni električne energije brez davkov in omrežnine, kot je določena v pogodbi s končnim odjemalcem.</p> <p>Prenos energije se izvede na podlagi izmerjene vrednosti in osnovnic – metodologija temelji na preteklih podatkih.</p>	<p>Dan vnaprej, trg znotraj dneva, izravnalni trg (moč in energija), glede trga sistemskih storitev razprava še poteka.</p> <p>Eksplisitni odziv odjema na trgu še ni prisoten.</p>
<p>FR</p>	<p>Med najbolj razvitimi v EU, urejena kompenzacija med NA in dobaviteljem.</p>	<p>Omogočen dostop do vseh trgov.</p>



13 Priloga 3 – Tabele izračunov za trg storitev izravnave

13.1 Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, aRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora									
Obravnavan trg	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/ Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	10.738			21.477			32.215		
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Vrednost odstopanj)	1.894.712	737.712	-181.518	3.789.424	1.475.423	-363.037	5.684.136	2.213.134	-544.556
	Odhodki (Nedobavljena energija) - BSP urne cene	1.157.000			2.314.001			3.471.002		
	Odhodki (Nedobavljena energija) - HUDEX cene	2.076.230	Bilanca NA		4.152.461	Bilanca NA		6.228.692	Bilanca NA	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	2.189.443	58.946		4.378.886	117.892		6.568.329	176.839	
	Odhodki plačilo odstopanj	1.894.712			3.789.424			5.684.136		
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	235.785			471.570			707.354		



			Bilanca Končnih odjemalcev		Bilanca Končnih odjemalcev		Bilanca Končnih odjemalcev
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	235.785	235.785	471.570	471.570	707.354	707.354
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	21,96	Eur/MWh	21,96		21,96	

13.2 Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni, aRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni									
Obravnavan trg	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%		50%		75%				
	Količine [MWh]	10.738		21.477		32.215				
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Kompenzacija)	1.157.000	0	-919.230	2.314.001	0	-1.838.460	3.471.002	0	-2.757.690



	Odhodki (Nedobavljena energija) - BSP urne cene	1.157.000			2.314.001			3.471.002	
	Odhodki (Nedobavljena energija) - HUDEX cene	2.076.230	Bilanca NA		4.152.461	Bilanca NA		6.228.692	Bilanca NA
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	2.189.443	206.489		4.378.886	412.977		6.568.329	619.465
	Odhodki plačilo kompenzacije	1.157.000			2.314.001			3.471.002	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	825.954			1.651.908			2.477.862	
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	825.954	825.954		1.651.908	1.651.908		2.477.862	2.477.862
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	76,92	Eur/MWh		76,92			76,92	

13.3 Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni, aRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni								
Obravnavan trg	aRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)								
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)								



	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%		50%		75%				
	Količine [MWh]	10.738		21.477		32.215				
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Obračunana prožnost končnim odjemalcem) - neporabljena energija	1.865.470	708.470	-210.760	3.730.938	1.416.937	-421.523	5.596.408	2.125.406	-632.284
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - BSP urne cene	1.157.000			2.314.001			3.471.002		
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - HUDEX cene	2.076.230	Bilanca NA		4.152.461	Bilanca NA		6.228.692	Bilanca NA	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	2.189.443	64.795		4.378.886	129.590		6.568.329	194.384	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	2.124.648			4.249.296			6.373.945		
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev	
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	2.124.648	259.179		4.249.296	518.359		6.373.945	777.537	
	Odhodki plačilo prožnosti dobavitelju	1.865.470			3.730.938			5.596.408		
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	24,14	Eur/MWh		24,14			24,14		



		323.973	323.973		647.948	647.948		971.921	971.921	

13.4 Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora, aRPF negativna smer

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora									
Obravnavan trg	aRPF negativna smer (povečanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	15.359			30.719			46.078		
Število aktivacij [15min intervali]		22.820	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	22.820	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	22.820		
Dobavitelj	Prihodki (Dodatno obračunana energija) - BSP urne cene	1.678.769	927.587	-1.284.360	3.357.539	1.855.174	-2.568.719	5.036.309	2.782.761	-3.853.079
	Prihodki (dodatno obračunana energija) - HUDEX cene	2.963.129			5.926.258			8.889.388		
	Odhodki (Plačilo odstopanj)	751.182			1.502.365			2.253.548		
			Bilanca NA (Marža 20%)			Bilanca NA (Marža 20%)				
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	416.845	233.605		833.691	467.211		1.250.536	700.817	
	Prihodki (Vrednost odstopanj)	751.182			1.502.365			2.253.548		



	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	934.422			1.868.845			2.803.267	
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	934.422	934.422		1.868.845	1.868.845		2.803.267	2.803.267
	Cena energije za sodelujoče odjemalce (80% vseh prihodkov)	60,84	Eur/MWh		60,84			60,84	

13.5 Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, aRPF negativna smer

Obravnava model	Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni								
Obravnava trg	aRPF negativna smer (povečanje odjema)								
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)								
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%			50%			75%	
	Količine [MWh]	15.359			30.719			46.078	
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	
Dobavitelj	Prihodki (Dodatno obračunana energija) - BSP urne cene	1.678.769	0	-1.284.360	3.357.539	0	-2.568.719	5.036.309	0
									-3.853.079



	Prihodki (dodatno obračunana energija) - HUDEX cene	2.963.129			5.926.258			8.889.388	
	Odhodki (Plačilo kompenzacije)	1.678.769			3.357.539			5.036.309	
			Bilanca NA (Marža 20%)			Bilanca NA (Marža 20%)			
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	416.845	419.123		833.691	838.246		1.250.536	1.257.369
	Prihodki (Kompenzacija)	1.678.769			3.357.539			5.036.309	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	1.676.491			3.352.984			5.029.476	
			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	1.676.491	1.676.491		3.352.984	3.352.984		5.029.476	5.029.476
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	109	Eur/MWh		109			109	

13.6 Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, aRPF negativna smer

Obravnavan model	Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni								
Obravnavan trg	aRPF negativna smer (povečanje odjema)								



Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	15.359			30.719			46.078		
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Obračunana prožnost končnim odjemalcem) - dodatno porabljena energija	2.668.220	989.451	-294.909	5.336.442	1.978.903	-589.816	8.004.662	2.968.353	-884.726
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - BSP urne cene	1.678.769			3.357.539			5.036.309		
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - HUDEX cene	2.963.129	Bilanca NA (Marža 20%)		5.926.258	Bilanca NA (Marža 20%)		8.889.388	Bilanca NA (Marža 20%)	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	416.845	-450.275		833.691	-900.550		1.250.536	-1.350.825	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	867.120			1.734.241			2.601.361		
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev	
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	867.120	-1.801.100		1.734.241	-3.602.201		2.601.361	-5.403.301	
	Odhodki plačilo prožnosti dobavitelju	2.668.220			5.336.442			8.004.662		



	Cena energije za sodelujoče odjemalce	-117,26	Eur/MWh		-117,26			-117,26		
		-2.251.375	-2.251.375		-4.502.751	-4.502.751		-6.754.126	-6.754.126	

13.7 Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, rRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora									
Obravnavan trg	rRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	185			370			554		
Število aktivacij [15min intervali]		28	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	28	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	28	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Vrednost odstopanj)	189.642	161.431	155.237	379.284	322.861	310.473	568.926	484.292	465.709
	Odhodki (Nedobavljena energija) - BSP urne cene	28.211			56.423			84.634		
	Odhodki (Nedobavljena energija) - HUDEX cene	34.405	Bilanca NA (Marža 20%)		68.811	Bilanca NA (Marža 20%)		103.217	Bilanca NA (Marža 20%)	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	230.197	8.111		460.394	58.946		690.591	24.333	



	Odhodki plačilo odstopanj	189.642			379.284			568.926	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	32.444			64.888			97.332	
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	32.444	32.444		64.888	64.888		97.332	97.332
	Cena energije za sodelujoče odjemalce (80% vseh prihodkov)	175,61	Eur/MWh		175,61			175,61	

13.8 Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, rRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni									
Obravnavan trg	rRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	185			370			554		
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)



Dobavitelj	Prihodki (Kompensacija)	28.211	0	-6.194	56.423	0	-12.388	84.634	0	-18.583
	Odhodki (Nedobavljena energija) - BSP urne cene	28.211			56.423			84.634		
	Odhodki (Nedobavljena energija) - HUDEX cene	34.405	Bilanca NA (Marža 20%)		68.811	Bilanca NA (Marža 20%)		103.217	Bilanca NA (Marža 20%)	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	230.197	40.397		460.394	58.946		690.591	121.191	
	Odhodki plačilo kompenzacije	28.211			56.423			84.634		
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	161.589			323.177			484.766		
			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)			Bilanca Končnih odjemalcev (80% prihodkov)	
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	161.589	161.589		323.177	323.177		484.766	484.766	
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	874,63	Eur/MWh		874,61			874,62		



13.9 Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, rRPF pozitivna smer

Obravnavan model	Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni									
Obravnavan trg	RRPF pozitivna smer (zmanjšanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/ Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	185			370			554		
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Obračunana prožnost končnim odjemalcem)	32.095	3.884	-2.310	64.191	7.768	-4.620	96.286	11.652	-6.931
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - BSP urne cene	28.211			56.423			84.634		
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - HUDEX cene	34.405	Bilanca NA (Marža 20%)		68.811	Bilanca NA (Marža 20%)		103.217	Bilanca NA (Marža 20%)	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	230.197	39.620		460.394	58.946		690.591	118.861	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	190.577			381.153			571.730		
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev	



Sodelujoči odjemalci	Prihodki	190.577	158.482		381.153	316.962		571.730	475.444
	Odhodki plačilo prožnosti dobavitelju	32.095			64.191			96.286	
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	857,82	Eur/MWh		857,79			857,80	
		198.102	198.102		396.203	375.908		594.305	594.305

13.10 Trenutno stanje – pogodbeni model brez dogovora, rRPF negativna smer

Obravnavan model	Trenutno stanje - pogodbeni model brez dogovora									
Obravnavan trg	rRPF negativna smer (povečanje odjema)									
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)									
	Deleži vseh dejanskih količin/ Scenariji	25%			50%			75%		
	Količine [MWh]	31			62			93		
Število aktivacij [15min intervali]		26	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	26	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	26	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Dodatno obračunana energija) - BSP urne cene	2.606	-4.126	-3.114	5.213	-8.251	-6.228	7.819	-12.378	-9.342



	Prihodki (dodatno obračunana energija) - HUDEX cene	5.720		11.441		17.161	
	Odhodki (Plačilo odstopanj)	6.732		13.464		20.197	
			Bilanca NA		Bilanca NA		Bilanca NA
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	15.099	4.366	30.199	8.733	45.299	13.099
	Prihodki (Vrednost odstopanj)	6.732		13.464		20.197	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	17.465		34.930		52.397	
			Bilanca Končnih odjemalcev		Bilanca Končnih odjemalcev		Bilanca Končnih odjemalcev
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	17.465	17.465	34.930	34.930	52.397	52.397

13.11 Kompenzacijski model – prenos energije po BSP ceni, rRPF negativna smer

Obravnavan model	Kompenzacijski model - prenos energije po BSP ceni						
Obravnavan trg	rRPF negativna smer (povečanje odjema)						
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)						
	Deleži vseh dejanskih količin/ Scenariji	25%		50%		75%	
	Količine [MWh]	31		62		93	



Število aktivacij [15min intervali]		20386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20386		
Dobavitelj	Prihodki (Dodatno obračunana energija) - BSP urne cene	2.606	0	-3.114	5.213	0	-6.228	7.819	0	-9.342
	Prihodki (dodatno obračunana energija) - HUDEX cene	5.720			11.441			17.161		
	Odhodki (Plačilo kompenzacije)	2.606			5.213			7.819		
			Bilanca NA			Bilanca NA			Bilanca NA	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	15.099	3.541		30.199	7.082		45.299	10.624	
	Prihodki (Kompenzacija)	2.606			5.213			7.819		
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	14.164			28.330			42.494		
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev	
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	14.164	14.164		28.330	28.330		42.494	42.494	

13.12 Korekcijski model – prenos energije po maloprodajni ceni, rRPF negativna smer

Obravnavan model	Korekcijski model - prenos energije po maloprodajni ceni								
Obravnavan trg	mFRR negativna smer (povečanje odjema)								
Leto oz. obdobje	2023 (1.1.-31.10)								
	Deleži vseh dejanskih količin/ Scenariji	25%			50%			75%	



	Količine [MWh]	31			62			93		
Število aktivacij [15min intervali]		20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)	20.386	Bilanca dobavitelja (BSP cene)	Bilanca dobavitelja (HUDEX cene)
Dobavitelj	Prihodki (Obračunana prožnost končnim odjemalcem) - dodatno porabljena energija	5381,86109	2.776	-338	10.765	5.552	-676	16.147	8.328	-1.014
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - BSP urne cene	2.606			5.213			7.819		
	Odhodki (Stroški zakupa energije) - HUDEX cene	5.720	Bilanca NA (Marža 20%)		11.441	Bilanca NA (Marža 20%)		17.161	Bilanca NA (Marža 20%)	
NA	Prihodki (Cena sistemskih storitev)	15.099	1.943		30.199	3.887		45.299	5.830	
	Odhodki plačilo odjemalcem (Marža 20%)	13.156			26.312			39.469		
			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev			Bilanca Končnih odjemalcev	
Sodelujoči odjemalci	Prihodki	13.156	7.774		26.312	15.547		39.469	23.321	
	Odhodki plačilo prožnosti dobavitelju	5.382			10.765			16.147		
	Cena energije za sodelujoče odjemalce	424,65	Eur/MWh		424,60			424,62		
		9.717	9.717		19.434	19.434		29.152	29.152	



14 Priloga 4 – Maloprodajne cene električne energije uporabljene za prenos energije pri korekcijskem modelu

Cene električne energije za negospodinjstva – standardne porabniške skupine (EUR/MWh), Slovenija, četrtno

	2023 Q1	2023 Q2	2023 Q3	2023 Q4
Energija				
IB (20 do < 500 MWh)	169,09	167,44	168,03	165,14
IC (500 do < 2000 MWh)	191,46	176,97	168,81	167,91
ID (2000 do < 20000 MWh)	198,2	195,03	183,5	179,79
IE (20000 do < 70000 MWh)	195,79	164,56	153,23	153,98
IF (70000 do <= 150000 MWh)	179,97	176,82	163,36	155,33

Cene električne energije za negospodinjstva - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), Slovenija, četrtno

	2023 Q1	2023 Q2	2023 Q3	2023 Q4
I - Slovenija				
Energija	190,44	182,53	177,76	173,46

Cene električne energije za gospodinjstva - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), Slovenija, četrtno

	2023 Q1	2023 Q2	2023 Q3	2023 Q4
D - Slovenija				
Energija	102,68	103,76	104,05	100,73