

STUDIJA

AGREGATORI U SRBIJI

Put od regulatornog okvira do prvih tržišnih učesnika

BEOGRAD, 2026.



AGREGATORI U SRBIJI

Put od regulatornog okvira do prvih tržišnih učesnika

Izrađivač:



Autori:

dr Jelena Stojković Terzić (Srbija)

dr Jelisaveta Krstivojević (Srbija)

dipl.ing Dunja Grujić (Srbija)

dipl.ing Nikola Tošić (Srbija)

Recenzenti i eksterni eksperti:

dr Miloš Cvetković (Holandija)

Dipl.ing. Ljubomir Mitrašević (Velika Britanija)

dr Stefan Stanković (Švedska)

dr Stefan Četković (Holandija)

Zahvalnica:

Autori se zahvaljuju učesnicima okruglog stola organizovanog 22. maja 2026. godine na uvidima i korisnim sugestijama.

Beograd, 2026. · Verzija 1.0

Studija je realizovana uz podršku Evropske fondacije za klimu. Stavovi i informacije izneti u publikaciji isključiva su odgovornost autora i ne predstavljaju stavove fondacije.



European
Climate
Foundation

Agregatori u Srbiji

Srbija polako ulazi u fazu energetske tranzicije u kojoj fleksibilnost postaje presudan uslov pouzdanog rada EES-a, jer se fokus postepeno pomera sa pitanja koliko OIE možemo da izgradimo na pitanje kako da ih pouzdano i ekonomski održivo integrišemo u mrežu i tržište.

U tom kontekstu agregatori predstavljaju relevantan mehanizam kojim se rasuta fleksibilnost (DER, skladišta, industrijska i rezidencijalna potrošnja) objedinjuje u organizovan, merljiv i upravljiv resurs za potrebe tržišta i operatora sistema. Međutim, da bi ova uloga zaživela u praksi, neophodno je formalno prepoznavanje agregatora prevesti u operativna pravila, standardizovane procedure i odgovarajuće tehničke preduslove.

Cilj studije

Cilj studije je da taj prelaz sistematski podrži: (i) da uspostavi jasno razumevanje uloge fleksibilnosti i agregacije u energetskej tranziciji Srbije, (ii) da proceni regulatornu, tehničku i tržišnu spremnost za uvođenje agregacije i identifikuje ključne barijere i uslove za primenu, (iii) da kroz međunarodnu praksu izdvoji lekcije koje su prenosive na srpski kontekst i (iv) da, na toj osnovi, predloži inicijalne poslovne modele i fokusirane preporuke, uz fazni plan razvoja.

Kako je studija organizovana

Studija je izrađena kroz četiri radna paketa (RP1–RP4), koji čine i četiri dela ovog dokumenta. Svaki radni paket odgovara na jedno pitanje i predstavlja ulaz za naredni: RP1 objašnjava zašto je fleksibilnost neophodna, RP2 ocenjuje koliko je Srbija spremna, RP3 pokazuje kako su to rešile druge zemlje, a RP4 prevodi nalaze u poslovne modele, preporuke i plan razvoja. Čitalac koji traži konkretne mere i redosled koraka može krenuti od RP4, uz RP2 kao osnovu za razumevanje ograničenja.

Svaki deo počinje sopstvenim sažetkom i preglednom tabelom „Šta donosi RP“, tako da se delovi mogu čitati i pojedinačno.

Deo I (RP1) — Fleksibilnost i agregatori u energetskej tranziciji

Prvi deo obrazlaže zašto fleksibilnost postaje ključni uslov integracije varijabilnih OIE i kako se njen deficit u praksi prepoznaje kroz zagušenja u mreži, redispečing i prinudna ograničenja proizvodnje, kao i kroz učestalije cenovne ekstreme. Zatim se isti analitički okvir primenjuje na Srbiju kroz sažet prikaz trenutnog stanja i očekivanih trendova — rasta OIE, razvoja distribuiranih resursa i elektrifikacije potrošnje — uz poruku da relativno niži udeo varijabilnih OIE još uvek predstavlja prednost za pravovremeno oblikovanje mehanizama fleksibilnosti i pravila njihovog korišćenja. Signali da se taj prostor sužava ipak već postoje: nekoliko gigavata projekata VOIE u postupku priključenja, nova obaveza obezbeđivanja rezerve i prve serije sati sa negativnim cenama na domaćem tržištu.

U tom kontekstu definiše se agregator kao institucionalno-tehnički aranžman koji objedinjuje, meri i aktivira fleksibilnost, uz mapiranje mesta na kojima se stvara vrednost — tržište, balansiranje i mrežni nivo — kao i osnovnih benefita, tehničkih, ekonomskih i ekoloških.

Deo II (RP2) — Spremnost Srbije za razvoj agregatora

Drugi deo daje procenu spremnosti Srbije za agregaciju kroz regulatorni, tržišni i tehnički aspekt. Zakon o energetici prepoznaje agregiranje kao energetske delatnost i uvodi figuru nezavisnog agregatora, a tržišna pravila razrađuju pristup tržištu na operativnom nivou. Analiza, međutim, pokazuje da nedostaju upravo akti koji taj okvir čine primenljivim: uslovi za licenciranje agregatora nisu propisani, sadržina ugovora o agregiranju nije definisana, a pravila o promeni agregatora nisu doneta.

Zatim se razmatraju ključni tehnički preduslovi koji omogućavaju agregaciju u praksi, pre svega merenje i verifikacija, komunikaciona infrastruktura, pristup podacima i interoperabilnost. Deo se završava pregledom spremnosti („Readiness Index“), koji razdvaja elemente koji su već uspostavljeni, one koji su delimično razvijeni i prioritetne oblasti za unapređenje, uz nalaze iz intervju sa tržišnim učesnicima.

Deo III (RP3) — Iskustva iz međunarodne prakse

Treći deo prikazuje iskustva referentnih zemalja različite zrelosti tržišta i izvlači pouke relevantne za Srbiju. Fokus je na načinu na koji su agregatori uvedeni u operativnu praksu: koje usluge pružaju, pod kojim uslovima učestvuju na tržištu, kako je uređen obračun (settlement), kao i koji su tipični faktori uspeha i rizici — dizajn proizvoda, pravila merenja i verifikacije, metodologija osnovne linije, pristup podacima i koordinacija operatora. Ishod dela nije mehaničko preuzimanje rešenja, već razgraničenje mera koje su realno primenljive u različitim fazama razvoja u Srbiji.

Deo IV (RP4) — Preporuke i naredni koraci

Četvrti deo sintetizuje nalaze i prevodi ih u praktične opcije za Srbiju. Predstavljaju se inicijalni koncepti poslovnih modela agregacije, uz jasno definisane uloge u lancu vrednosti i osnovne tokove između agregatora, OPS/ODS, snabdevača i krajnjih kupaca. Za svaki koncept sagledavaju se preduslovi i rizici (SWOT), a zatim se formulišu fokusirane preporuke koje obuhvataju uloge i licenciranje, pristup podacima i interoperabilnost, osnovne elemente tržišnih proizvoda i obračuna, kao i koordinaciju OPS–ODS. Deo se završava faznim planom (roadmap) koji predlaže realan redosled koraka od pilotiranja ka postepenom skaliranju tržišta agregacije.

Ključna poruka

Osnovni preduslovi za agregaciju u Srbiji postoje, ali tržište još nije operativno zaživelo: nijedan agregator nije licenciran niti pretkvalifikovan. Prepreka nije odsustvo pravnog osnova, već jaz između formalnog okvira i operativne prakse. Zato studija ne predlaže novu sveobuhvatnu strategiju, već ograničen broj konkretnih mera sprovedenih u pravom redosledu — počev od uslova za licenciranje, operativnog uputstva za pretkvalifikaciju i prvog pilot postupka.

Ključne reči: agregator, nezavisni agregator, fleksibilnost elektroenergetskog sistema, upravljanje potrošnjom, distribuirani energetske resursi, virtuelna elektrana, baterijska skladišta, balansno tržište, pomoćne usluge, pretkvalifikacija, energetska tranzicija, Srbija

Sadržaj

DEO I - FLEKSIBILNOST I AGREGATORI U ENERGETSKOJ TRANZICIJI SRBIJE	11
SAŽETAK	12
1 Fleksibilnost u eri varijabilnih OIE - Zašto agregatori postaju neophodni	14
1.1 Pokazatelji nedostatka fleksibilnosti	15
1.2 Faze integracije VOIE i operativni izazovi	17
1.3 Agregatori kao organizovani mehanizam fleksibilnosti	18
2 ENERGETSKA TRANZICIJA U SRBIJI I IZAZOVI INTEGRACIJE OIE	21
2.1 Proizvodna struktura Srbije	21
2.2 Udeo OIE i projekcije razvoja	22
2.3 Karakteristike i projekcije potrošnje	22
2.4 Ključne specifičnosti EES Srbije	23
3 AGREGATORI KAO MEHANIZAM FLEKSIBILNOSTI U TRANZICIJI EES SRBIJE	25
3.1 Koncept i uloga agregatora u tranziciji	25
3.2 Šta agregator radi u praksi	26
3.3 Gde objedinjena fleksibilnost stvara vrednost	27
3.3.1 Tržište: reakcija na cene i smanjenje volatilnosti	27
3.3.2 Balansiranje: usluge OPS-u i stabilniji rad EES-a	27
3.3.3 Mrežni nivo: ODS, lokalna zagušenja i "non-wire" rešenja	28
3.4 Resursi koji mogu biti članovi agregatorske grupe	28
3.5 Odnos agregatora sa OPS/ODS i balansnim grupama	30
3.6 Merenje, podaci i verifikacija isporučene fleksibilnosti	30
3.7 Tehnologija i operativna spremnost	31
3.8 Modeli ugovaranja i motivacija korisnika	31
3.9 Glavne poruke vezane za ulogu i važnost agregatora	31
4 TEHNIČKI BENEFITI AGREGATORA ZA EES	32
5 EKONOMSKI I EKOLOŠKI KO-BENEFITI AGREGATORA	33
5.1 Ekonomski ko-benefiti za krajnje potrošače	33
5.2 Ekonomski ko-benefiti za OPS i ODS	34
5.3 Ekološki ko-benefiti	35
6 PRIMERI IZ PRAKSE	38
6.1 VPP u Južnoj Australiji	38
6.2 VPP u Nemačkoj	38
6.3 Octopus Energy Group u Velikoj Britaniji	39
7 LITERATURA	41
DEO II - SPREMNOST SRBIJE ZA RAZVOJ AGREGATORA	43
SAŽETAK	44

8	STRATEGIJA SRBIJE U VEZI AGREGATORA I FLEKSIBILNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA.....	46
9	REGULATIVA SRBIJE U VEZI SA AGREGATORIMA	49
9.1	Definicija agregatora	49
9.2	Licenciranje agregatora	49
9.3	Članovi agregatorske grupe	49
9.4	Ugovor o agregiranju	50
9.5	Promena i kolektivna promena snabdevača i agregatora.....	51
9.6	Razmena podataka OPS i ODS sa korisnicima EES	51
9.7	Nedostajuća pravna akta za funkcionisanje agregatora u Srbiji	52
10	UČEŠĆE AGREGATORA NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE	53
10.1	Mogućnosti za rad agregatora	53
10.2	Upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije putem agregiranja.....	54
10.3	Finansijsko obeštećenje u slučaju eksplicitnog upravljanja članovima agregatorske grupe.....	56
10.4	Kupovina i prodaja električne energije za članove agregatorske grupe i kolektivne šeme snabdevanja.....	57
10.5	Smanjenje troškova debalansa BOS.....	58
10.6	Pružanje usluga fleksibilnosti OPS i ODS	59
10.6.1	Frekventne pomoćne usluge	60
10.6.2	Nefrekventne pomoćne usluge.....	60
10.6.3	Redispečing	60
10.6.4	Usluge fleksibilnosti u distributivnom EES	60
10.7	Pružanje usluga fleksibilnosti OPS.....	60
10.8	Stepen razvoja tržišta i uticaj na poslovanje agregatora.....	61
11	TEHNIČKI USLOVI ZA RAD AGREGATORA.....	62
11.1	Tehnički uslovi za priključenje proizvođača iz VOIE i fleksibilnost EES	62
11.2	Napredni merni sistemi	62
11.3	Sistemi za upravljanje EES	63
11.4	Sistemi za razmenu podataka i informacija	64
11.5	Pretkvalifikacioni postupak.....	64
11.6	Modeli za predikciju i optimizaciju	65
12	ANALIZA POTENCIJALNIH IZVORA FLEKSIBILNOSTI U EES.....	67
12.1	Proizvođači električne energije	67
12.2	Krajnji kupci	68
12.3	Budući izvori fleksibilnosti u EES	71
12.4	Učešće OPS i ODS u povećanju fleksibilnosti EES.....	71
13	INTERVJUI.....	72
14	IZAZOVI	73

DEO III - ISKUSTVA IZ MEĐUNARODNE PRAKSE	81
SAŽETAK.....	82
1 Uvod.....	84
1.1 Obim RP3.....	84
1.2 Struktura proizvodnog miksa i udeo OIE u odabranim evropskim državama....	84
1.3 Zakonodavstvo Evropske Unije i politika podrške agregaciji	85
1.3.1 Mrežna pravila za upravljanje potrošnjom - Network Code on Demand Response	87
1.3.2 Osnovna linija	87
1.3.3 Usluge operatorima sistema	89
1.4 Modeli agregacije i odgovornosti učesnika u agregaciji.....	91
2 Upoređivanje zemalja Evrope	93
2.1 Važnost upoređivanja zemalja sa Srbijom.....	93
2.2 Primeri iz prakse – Nemačka	94
2.2.1 Uvod	94
2.2.2 Balansno tržište	94
2.2.3 Proces pretkvalifikacije.....	94
2.2.4 Veleprodajno tržište	97
2.2.5 Uloga agregatora sa aspekta mreže	97
2.2.6 Mehanizam za obezbeđenje kapaciteta	97
2.2.7 Zaključne napomene.....	97
2.3 Primeri iz prakse –Velika Britanija.....	98
2.3.1 Uvod	98
2.3.2 Osnovni uslovi za korišćenje fleksibilnosti.....	100
2.3.3 Budućnost fleksibilnosti u VB	100
2.3.4 Učesnici u pružanju usluga fleksibilnosti u VB.....	100
2.3.5 Pružanje usluga operatorima mreže.....	101
2.3.6 Zaključne napomene.....	102
2.4 Primeri iz prakse - Poljska	102
2.4.1 Uvod	103
2.4.2 Balansno tržište	103
2.4.3 Proces pretkvalifikacije.....	104
2.4.4 Specifični proizvodi IRP i IZP	104
2.4.5 Agregatorski algoritmi	105
2.5 Primeri iz prakse - Francuska	106
2.5.1 Povezanost srpskog i francuskog tržišta	106
2.5.2 Pretkvalifikacija	107
2.5.3 Funkcionisanje francuskog balansnog tržišta	107
2.5.4 Mogućnosti agregacije u Francuskoj.....	108

2.5.5	NEBCO platforma za agregaciju	108
2.5.6	Način registracije agregatora kao pružaoca usluga balansiranja i pretkvalifikacioni proces	110
2.5.7	Usluge operativima sistema za potrebe redispečinga	111
2.6	Primeri iz prakse - Hrvatska	111
2.6.1	Hrvatska kao relevantan primer za Srbiju	111
2.6.2	Prepoznavanje agregatora u Hrvatskoj	112
2.6.3	Osvrt na hrvatsko tržište	112
2.7	Opšti pregled mogućnosti agregatora i poređenje sa Srbijom	114
3	Agregatorski modeli	117
3.1	Uvod	117
3.2	Modeli implementacije agregatora	118
3.2.1	Nekorigovani model	118
3.2.2	Model centralnog poravnanja	118
3.2.3	Model energetske korekcije	119
3.2.4	Model podeljene odgovornosti	119
3.2.5	Modeli implementacije zavisnih agregatora	119
3.3	Implementacija modela agregatora u odabranim evropskim zemljama	120
3.3.1	Balansna odgovornost	120
3.3.2	Mehanizam za obezbeđenje kapaciteta	121
3.3.3	Tri ključna modela nezavisnih agregatora u Evropi	121
4	Analiza stečenih iskustava – kritični faktori uspeha, ograničenja i mogućnost primene u Srbiji	123
4.1	Kontekst zemalja Evrope	123
4.2	Šta Srbija može da nauči od razvijenih i novih tržišta električne energije na kojima agregatori učestvuju i kako da te lekcije primeni pri dizajnu sopstvenog modela	124
5	Reference	130
DEO IV - PREPORUKE I NAREDNI KORACI ZA OPERATIVNO UVOĐENJE AGREGATORA U SRBIJI		134
1	Uvod	135
2	Polazne pretpostavke za razvoj agregatora u Srbiji	137
2.1	Regulatorno-pravni okvir: napredak uz trenutne nedostatke	137
2.2	Tehnička realnost: infrastruktura postoji, digitalizacija zaostaje	138
2.3	Tržišna dinamika: postoji potencijal, nedostaje iskustvo	138
3	Mogući poslovni modeli za razvoj agregatora u Srbiji	139
3.1	Agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu (industrijska potrošnja i elektrane na prenosnom sistemu)	140
3.1.1	Kako model funkcioniše u praksi	140
3.1.2	Logika prihoda	141
3.1.3	Ključni preduslovi modela A	141

3.1.4	Razvojni put u kontekstu Srbije	142
3.2	Agregacija resursa priključenih na distributivnu mrežu — DER, prozumeri i aktivni kupci (Virtuelna elektrana - VPP)	142
3.2.1	Kako model funkcioniše u praksi	142
3.2.2	Logika prihoda	143
3.2.3	Ključni preduslovi modela B	143
3.2.4	Razvojni put u kontekstu Srbije	144
3.3	Agregacija baterijskih sistema za skladištenje energije (BESS) i hibridni model	144
3.3.1	Logika prihoda	144
3.3.2	Razvojni put u kontekstu Srbije	145
3.4	Komparativni pregled modela	146
3.4.1	Sinteza i razvojni put	147
4	Uloge ključnih aktera i način stvaranja vrednosti	148
4.1	Akteri i njihove uloge	148
4.1.1	Agregator	148
4.1.2	Član agregatorske grupe — pružalac fleksibilnosti	148
4.1.3	Operator prenosnog sistema (OPS / EMS)	149
4.1.4	Operator distributivnog sistema (ODS / EDS)	149
4.1.5	Snabdevač	149
4.1.6	AERS — Agencija za energetiku	149
4.1.7	MRE — Ministarstvo rudarstva i energetike	150
4.2	Balansna odgovornost i poravnanje	150
5	Indikativna procena ekonomske održivosti	152
5.1	Zajedničke determinante održivosti	152
5.2	Model A: Agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu	152
5.3	Model B: Agregacija distribuiranih resursa i VPP	153
5.4	Model C: BESS i hibridni model	153
5.5	SWOT analiza	153
6	Preporuke za unapređenje regulatornog i tržišnog okvira	156
6.1	Pravni status i licenciranje agregatora	157
6.2	Pristup tržištu	158
6.3	Podaci, interoperabilnost i operativno upravljanje resursima	159
6.4	Merenje, verifikacija i poravnanje (kompenzacija)	161
6.5	Koordinacija OPS–ODS	162
6.6	Ekonomske signali i podsticaji za fleksibilnost	163
6.7	Informisanje tržišnih učesnika	164
6.8	Pilot projekti i inicijalni razvoj tržišta	164

6.9	Prioritetna tabela svih mera	165
7	Plan razvoja tržišta agregacije u Srbiji (2026–2031)	167
7.1	Tri faze razvoja	167
7.2	Faza I (2026–2027): Od papira do prvog tržišnog učesnika	169
7.3	Faza II (2028–2029): Diversifikacija i otvaranje distributivnog nivoa.....	169
7.4	Faza III (2030–2031): Zrelost i EU integracija	169
8	Zaključak.....	170
8.1	Šta je pokazala analiza	170
8.2	Redosled neophodnih koraka	170
8.3	Povoljan trenutak za razvoj.....	171

STUDIJA

Agregatori u Srbiji

Radni paket 1

DEO I - FLEKSIBILNOST I AGREGATORI U ENERGETSKOJ TRANZICIJI SRBIJE



SAŽETAK

ŠTA DONOSI RP1

Fleksibilnost elektroenergetskog sistema – Objašnjenje zašto fleksibilnost postaje ključni uslov za pouzdanu i ekonomski održivu integraciju obnovljivih izvora energije.

Izazovi integracije OIE – Prikaz uticaja rasta varijabilnih OIE, distribuiranih energetske resursa i elektrifikacije potrošnje na rad mreže i tržišta.

Stanje i perspektive Srbije – Pregled trenutnog stanja elektroenergetskog sistema, očekivanog razvoja OIE i prostora za pravovremeni razvoj mehanizama fleksibilnosti.

Uloga agregatora – Objašnjenje načina na koji agregatori objedinjuju rasute fleksibilne resurse i pretvaraju ih u merljiv, upravljiv i tržišno vredan resurs.

Koristi agregacije – Pregled tehničkih, ekonomskih i ekoloških koristi agregacije za korisnike, operatore sistema i tržište električne energije.

Međunarodna iskustva – Primeri iz Južne Australije, Nemačke i Velike Britanije koji prikazuju doprinos agregatora integraciji OIE, stabilnosti sistema i razvoju novih poslovnih modela.

Cilj ovog poglavlja je da objasni zašto fleksibilnost postaje ključni uslov energetske tranzicije i zašto agregatori u tom procesu imaju praktičnu i sve važniju ulogu. Naglašava se da izazov više nije samo izgradnja novih „zelenih“ kapaciteta, već njihova pouzdana i ekonomski održiva integracija u mrežu i tržište.

Na početku se prikazuje kako rast varijabilnih obnovljivih izvora energije (VOIE), pre svega solarne i vetroenergije, porast broja i kapaciteta distribuiranih energetske resursa (DER) i elektrifikacija potrošnje menjaju operativnu logiku sistema i pomeraju probleme ka mreži i upravljanju u realnom vremenu. Posebno se objašnjava kako se manjak fleksibilnosti u praksi prepoznaje kroz mrežna zagušenja i ograničenja priključenja, prinudna ograničenja proizvodnje (curtailment/redispečing) i sve češće periode veoma niskih ili negativnih cena. Dodatno se daje prikaz faza integracije OIE i tipične operativne izazove u svakoj od njih.

Nakon toga se analizira stanje u Srbiji i očekivani pravac promena. Daje se pregled proizvodne strukture, udela OIE, karakteristika potrošnje i ključnih specifičnosti elektroenergetskog sistema, uz projekcije rasta udela OIE i finalne potrošnje električne energije. **Ključna poruka je da Srbija još uvek nije ušla u fazu masovnog udela VOIE, što je ujedno i prednost: postoji prostor da se na vreme razviju mehanizmi fleksibilnosti i pravila njihovog korišćenja, zajedno sa tržišnim okvirom, pre nego što operativni problemi postanu dominantni. Takođe, u fazi pre masovne penetracije VOIE moguće je razvijati nove poslovne modele zasnovane na zajedničkoj balansnoj odgovornosti, u kojima se VOIE proizvodnja i objedinjena fleksibilnost razvijaju paralelno.**

U tom kontekstu definiše se uloga agregatora kao mehanizma koji rasutu fleksibilnost pretvara u organizovan, merljiv i upravljiv resurs, i objašnjava šta agregator radi u praksi kao i gde objedinjena fleksibilnost stvara vrednost.

Sistematizovani i objašnjeni su ključni tehnički benefiti agregacije: (1) Smanjenje vršnih opterećenja u mreži, (2) Ravnomernije korišćenje postojećih kapaciteta, (3) Smanjenje povremenih zagušenja izazvanih OIE, (4) Povećanje lokalne fleksibilnosti, (5) Smanjenje potrebe za izgradnjom dodatnih rezervi u sistemu i (6) Bolja integracija decentralizovanih izvora.

Zatim su objašnjeni ključni ekonomski (uštete i novi prihodi za učesnike, niži operativni troškovi i mogućnost odlaganja dela investicija za OPS/ODS) i ekološki ko-benefiti (lakša integracija OIE, smanjenje emisija CO₂ i bolje iskorišćenje zelene energije).

Poglavlje se završava primerima iz prakse iz Južne Australije, Nemačke i Velike Britanije, koji ilustruju kako agregatori u drugim sistemima doprinose većoj integraciji OIE, stabilnosti i ekonomičnosti rada EESa.

Iz stranih primera se može sagledati da se energetska tranzicija pokazala kao izrazito dinamičan proces koji kontinuirano otvara nove mogućnosti za razvoj i transformaciju savremenih EESa. U tom kontekstu, rastuća integracija OIE ne treba da bude posmatrana isključivo kao izvor operativnih i tržišnih izazova, već i kao pokretač inovacija i novih poslovnih prilika. Iz ove perspektive, agregatore ne treba posmatrati samo kao učesnike čija je uloga usmerena na ublažavanje problema povezanih sa varijabilnošću proizvodnje iz OIE i potrebama za fleksibilnošću sistema. Treba ih posmatrati kao ključne aktere koji kroz razvoj inovativnih poslovnih modela i koordinisano upravljanje DER mogu da identifikuju i iskoriste nove mogućnosti na tržištu električne energije. Na taj način agregatori ne samo da omogućavaju efikasniju integraciju OIE, već aktivno doprinose daljem razvoju i oblikovanju budućih EESa.



Slika 1 - Pregled radnog paketa 1

POGLAVLJE 1

1 Fleksibilnost u eri varijabilnih OIE - Zašto agregatori postaju neophodni

Energetska tranzicija preoblikuje način na koji elektroenergetski sistemi (EES) planiraju, upravljaju i obezbeđuju sigurnost snabdevanja električnom energijom. Umesto dominantno centralizovane proizvodnje i pasivnih potrošača, sistem se kreće ka većem udelu varijabilnih obnovljivih izvora energije (VOIE), pre svega solarne i vetroenergije, ka većem broju distribuiranih energetske resursa (DER) i rastu elektrifikacije u sektorima grejanja, hlađenja, transporta, industrije i data centara. U takvom okruženju, ključni izazov više nije primarno izgradnja novih proizvodnih kapaciteta, već pouzdana i ekonomski održiva integracija postojeće i nove proizvodnje u EES i tržišne mehanizme, uz očuvanje sigurnosti snabdevanja.

Internacionalna Energetska Agencija (IEA) u World Energy Outlook 2025 1 naglašava da ulazimo u „doba električne energije“, u kome potrošnja električne energije raste brže od ukupne potrošnje energije, uz projekciju rasta vršne potražnje za električnom energijom od oko 40% do 2035. godine u ključnim scenarijima 1. Istovremeno, obnovljivi izvori energije (OIE) se šire rekordnom dinamikom. Međunarodna agencija za obnovljivu energiju (The International Renewable Energy Agency - IRENA) navodi da je u 2024. godini globalno instalirano 585 GW novih kapaciteta iz OIE, koji su činili više od 90% ukupnog rasta proizvodnih kapaciteta 2, dok Ember u Global Electricity Review 2025 3 ističe da su niskougljeni izvori dostigli 40,9% globalne proizvodnje električne energije u 2024, uz rast proizvodnje iz solarnih elektrana od 29%.

Iskustvo zemalja koje su najbrže integrisale OIE pokazuje da se težište problema sve češće pomera sa izgradnje proizvodnih kapaciteta na upravljanje mrežom i obezbeđivanje fleksibilnosti. Fleksibilnost EES-a predstavlja njegovu sposobnost da pravovremeno reaguje na promene u proizvodnji i potrošnji koje bi mogle ugroziti sigurnost snabdevanja i održavanje frekvencije, kao ključnog pokazatelja stabilnosti EES-a 4. Fleksibilnost EES-a može se posmatrati kroz dva elementa: centralizovanu (sistemsku) fleksibilnost, koja predstavlja sposobnost održavanja balansa između proizvodnje i potrošnje na nivou sistema, i decentralizovanu fleksibilnost, koja se odnosi na sposobnost mreže da prenese energiju bez zagušenja.

U uslovima rastućeg učešća OIE i DER, fleksibilnost postaje presudna za očuvanje pouzdanosti sistema i efikasno korišćenje raspoloživih resursa. Tradicionalno se fleksibilnost obezbeđivala prvenstveno kroz konvencionalne elektrane, hidroelektrane (HE) i termoelektrane (TE), kao i elektrane na prirodni gas, koje su svojim regulacionim sposobnostima i rezervama pokrivale većinu varijacija u sistemu. Međutim, kako energetska tranzicija postepeno smanjuje ulogu i broj sati rada konvencionalnih jedinica, smanjuje se i konvencionalni izvor centralizovane fleksibilnosti na koji se sistem oslanjao decenijama. Zbog toga se fleksibilnost sve češće traži na drugim mestima: na strani potrošnje, kroz upravljanje potrošnjom (*demand response*), kroz skladištenje energije i kroz pametno upravljanje DER (aktivni kupci, električna vozila i punjači, toplotne pumpe), kao i kroz prinudno ograničavanje proizvodnje iz pojedinih izvora kada to zahteva sigurnost rada sistema 5.

Dodatno, EU je kroz novi Grids Package 6 jasno poručila da bez modernizacije mreža nema ni brze integracije OIE što zahteva investicije od oko €1,2 biliona do 2040. godine. Istovremeno, plan naglašava da se zagušenja ne rešavaju samo izgradnjom novih vodova, već da treba prvo koristiti fleksibilna „non-wire“ rešenja gde god je to moguće. Upravo tu agregatori dobijaju centralnu ulogu. Oni operativno sprovode taj „non-wire“ pristup, tako što okupljaju potrošače, baterijska skladišta energije, punjenje električnih vozila (EV) i druge DER, i aktiviraju ih po potrebi. Time se smanjuje prinudno ograničavanje proizvodnje,

ublažavaju cenovni ekstremi i odlažu ili umanjuju potrebe za najskupljim mrežnim investicijama, dok se istovremeno omogućava da postojeća infrastruktura radi efikasnije.



Slika 2 - Od tradicionalnog ka fleksibilnom elektroenergetskom sistemu

1.1 Pokazatelji nedostatka fleksibilnosti

U uslovima rasta VOIE, povećava se pritisak na sposobnost EES -a da pravovremeno reaguje na promene u proizvodnji i potrošnji. Nedostatak fleksibilnosti se u praksi najčešće manifestuje kroz sledeće pojave:

1. mrežna zagušenja i ograničenja priključenja,
2. prinudna ograničenja proizvodnje (*curtailment/redispečing*) i
3. rast broja sati sa negativnim cenama, gde negativna cena ukazuje na to da sistem u tom trenutku nema dovoljno fleksibilnosti da apsorbira višak proizvodnje ili poveća potrošnju.

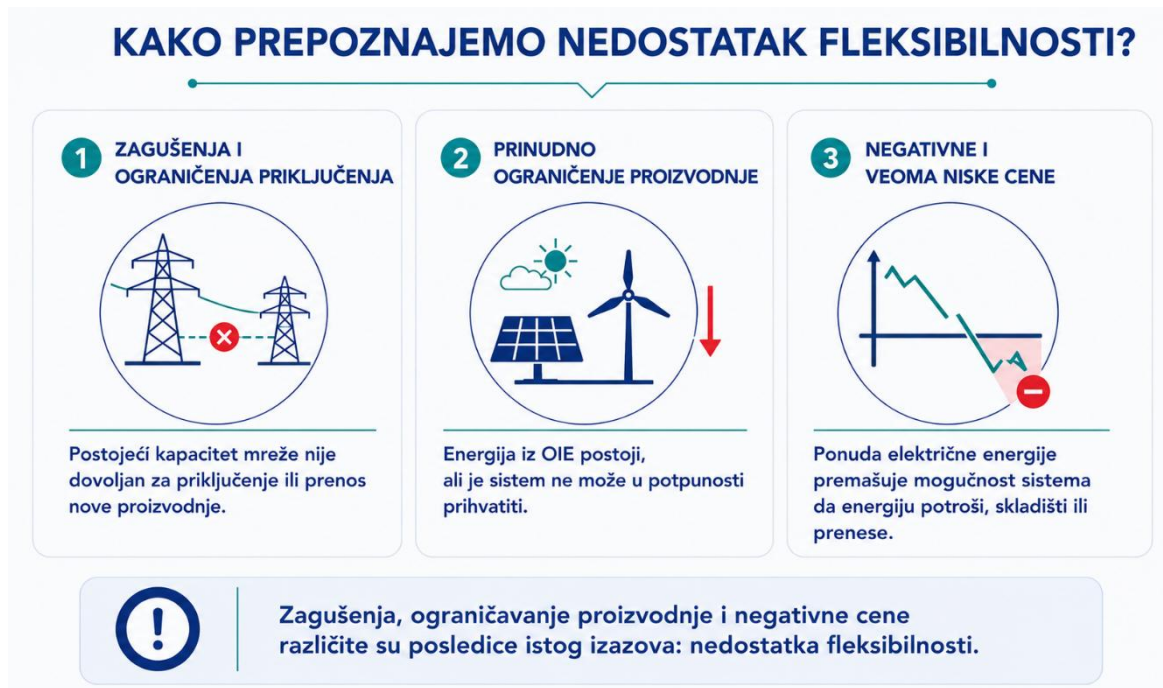
IEA navodi da zagušenje EES-a postaje ozbiljna prepreka tranziciji i energetske bezbednosti, što se manifestuje kroz duge redove za priključenje i rast troškova upravljanja zagušenjima. Ilustrativno, početkom 2025. godine u Holandiji je oko 10.000 velikih korisnika i oko 7.500 proizvodnih objekata bilo „na čekanju“ zbog ograničenja EES-a. Troškovi redispečinga i upravljanja zagušenjima u Nemačkoj u 2022. godini su prelazili 4 milijarde evra, dok su za Holandiju u istoj godini iznosili oko 388 miliona evra 7.

Rast prinudnih ograničenja proizvodnje dodatno potvrđuje isti trend. U Francuskoj je OPS RTE naveo da je u 2024. godini ograničena proizvodnja 0,9 TWh iz vetroelektrana (VE) i 0,7 TWh iz solarnih elektrana (SE), u odnosu na ograničenje od 0,6 TWh zajedno iz VE i SE u 2023. godini, uz napomenu da porast ograničenja u satima negativnih cena dodatno naglašava potrebu za razvojem fleksibilnosti potrošnje 8. U Nemačkoj, Fraunhofer ISE, vodeći nemački i evropski istraživački institut za OIE, navodi da je u 2024. godini 1,4 TWh energije iz SE bilo ograničeno kroz redispečiranje, što je oko 1,9% PV predaje u EES, time prikazujući rast ukupnog obima prinudnih ograničenja proizvodnje 9. Prema proceni nezavisne analitičke i istraživačke kompanije Aurora Energy Research 10 obim zagušenja EES-a u EU mogao bi da se udvostruči i dostigne oko 140 TWh do 2030. godine, jer širenje mrežne infrastrukture ne prati tempo izgradnje novih zelenih kapaciteta.

Paralelno, negativne cene postaju sve češće. U nemačkoj zoni trgovanja (DE-LU) je u 2024. zabeleženo 457 sati sa negativnom cenom na tržištu električne energije za dan

unapred, u poređenju sa 300 sati u 2023. i 70 sati u 2022. godini. Minimalna cena na dan unapred tržištu u 2024. godini dostigla je -135 €/MWh 11. EPEX Spot navodi da je u Holandiji 2024. zabeleženo 465 sati sa negativnom cenom na dan unapred tržištu, uz rast u odnosu na ranije godine 12. Ovakvi sati nisu greška tržišta sami po sebi, već poruka da je sistemu potrebna fleksibilnost koja može da apsorbira višak proizvodnje i da smanji opterećenje u vršnim satima.

U uslovima nedovoljne fleksibilnosti povećava se rizik prinudnih ograničavanja proizvodnje, rastu troškovi redispečinga kao korektivnog mehanizma upravljanja sistemom, i smanjuje se tržišna vrednost proizvodnje električne energije iz OIE u satima kada dolazi do istovremene visoke proizvodnje. Takva dinamika negativno utiče na isplativost novih investicija u OIE.



Slika 3 - Posledice nedostatka fleksibilnosti u EES-u

U takvom EES-u fleksibilnost postaje jednako važna kao i nova zelena proizvodnja. Evropska mreža operatora prenosnog sistema (OPS) za električnu energiju, ENTSO-E, i Evropska komisija (JRC) procenjuju da će panevropske potrebe za fleksibilnošću do 2033. godine biti približno udvostručene u odnosu na 2025. godinu, uz rast potreba za kratkotrajnom fleksibilnošću i sposobnostima promene snage do oko dva puta do 2030. godine 13,14.

Analize Evropske komisije (JRC) predviđaju značajan rast ukupnih potreba za fleksibilnošću elektroenergetskog sistema u Evropi do 2050 (Slika 4) 14. Ove procene jasno pokazuju da fleksibilnost nije sporedna tema, već osnovni preduslov da se tranzicija nastavi uz kontrolisan i troškovno efikasniji rast sistemskih troškova, i bez ugrožavanja pouzdanosti snabdevanja.

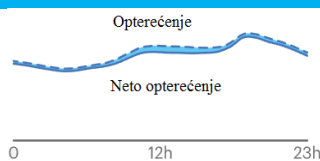


Slika 4 - Projekcija ukupnih potreba za fleksibilnošću elektroenergetskog sistema u Evropi do 2050. Godine, Izvor: European Commission, Joint Research Centre (JRC).

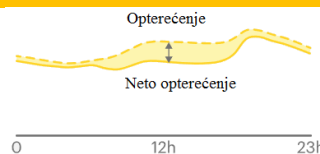
1.2 Faze integracije VOIE i operativni izazovi

Da bi se razumelo zašto sa rastom VOIE raste potreba za fleksibilnošću, korisno je posmatrati integraciju VOIE kroz razvojne faze. Slika 5 prikazuje šest faza integracije, od početnog perioda u kome VOIE ne menjaju značajno rad EES-a, do naprednih faza u kojima proizvodnja iz sunca i vetra povremeno pokriva gotovo svu potrošnju, ili je čak premašuje, pa fleksibilnost postaje presudan uslov pouzdanog rada EES-a. Od 50 analiziranih EES-a u 15, oko 80% se i dalje nalazi u nižim fazama integracije VOIE (faze 1-3), dok je oko 20% već u višim fazama (faze 4-6). Primeri EES-a koji su dostigli fazu 4 ili višu su Danska, Irska, Južna Australija i Španija, gde VOIE čine približno 35–75% godišnje proizvodnje električne energije. Ovi primeri potvrđuju da visoki nivoi integracije VOIE nisu teorijski scenario, već operativna realnost koja već danas definiše nove zahteve prema EES-u.

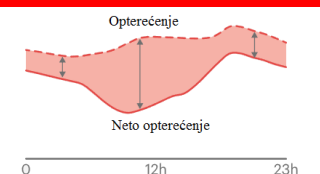
U fazama 1-2 uticaj VOIE je uglavnom geografski i mrežno lokalizovan, ali se već uočava potreba za fleksibilnim resursima zbog češćih promena neto opterećenja. U fazi 3 VOIE počinju da određuju obrasce rada EES: pojavljuje se patka kriva (*duck curve*), povećava se volatilnost neto opterećenja i fleksibilnost postaje preduslov pouzdanog rada EES-a. U fazama 4-5 sve češće nastaju sati sa veoma visokim udelom VOIE i povremeni viškovi energije, pa rastu rizik prinudnog ograničavanja proizvodnje i potrebe za skladištenjem, fleksibilnom potrošnjom i efikasnijim korišćenjem EES-a. U fazi 6 ključan postaje odgovor na duže periode niske proizvodnje, uz oslonac na dugotrajna skladišta električne energije i regionalnu razmenu.

Faza 1**VOIE Nema značajan uticaj na nivou sistema**

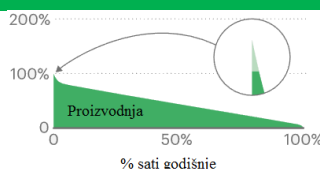
Prve VOIE elektrane se priključuju, ali njihov uticaj na nivou sistema je zanemarljiv i tipični režimi rada ostaju nepromenjeni. Ukoliko postoje uticaji ograničeni su lokalno na mestu priključenja. Razlika između opterećenja i neto opterećenja je neznatna.

Faza 2**Manji do umereni uticaj VOIE na sistem**

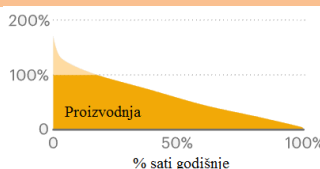
Kako se povećava broj VOIE elektrana, razlika između opterećenja i neto opterećenja postaje jasno primetna, uz manji do umereni uticaj na rad sistema. Potrebe za bržim i učestalijim promenama snage generatora (ramping).

Faza 3**VOIE određuje obrasce rada elektroenergetskog sistema**

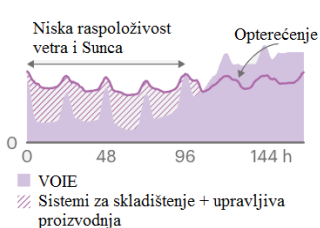
VOIE počinje da određuje način rada sistema, povećavajući neizvesnost i varijabilnost neto opterećenja. Veće oscilacije u odnosu proizvodnje i potrošnje zahtevaju sistematsko povećanje fleksibilnosti sistema, često iznad mogućnosti postojećih resursa. U ovoj fazi pojavljuje *patka kriva**.

Faza 4**VOIE povremeno pokriva gotovo svu potrošnju**

Tokom nekoliko sati godišnje, celokupna potrošnja pokrivena je proizvodnjom iz VOIE, što može uticati na stabilnost sistema. Ključni izazov je reakcija sistema na poremećaje u proizvodnji ili potrošnji.

Faza 5**Značajni viškovi VOIE tokom godine**

Dalji rast udela VOIE dovodi do toga da VOIE proizvodnja može premašiti 100% lokalne potrošnje. Uz višak energije koji može trajati i duže od jednog dana. Da bi se postigli ovi udeli VOIE potrebna je široka primena fleksibilne potrošnje, skladištenja energije i jačanje prenosne i distributivne mreže.

Faza 6**Sigurno snabdevanje iz gotovo isključivo VOIE**

Faza 6 odnosi se na sisteme koji teže da obezbede podmirenje potrošnje iz gotovo isključivo VOIE. Glavni izazovi su rad sistema koji se gotovo u potpunosti oslanjaju na resurse priključene preko energetske elektronike i obezbeđenje energije tokom produženih perioda niske proizvodnje iz VOIE.. Fleksibilnost u ovoj fazi zahtevana je u obliku dugotrajnih skladišta energije ili intenzivne prekogranične trgovine električnom energijom. Tokom dugih perioda niske proizvodnje iz VOIE, sistem mora da se osloni na skladišta energije i upravljivu proizvodnju.

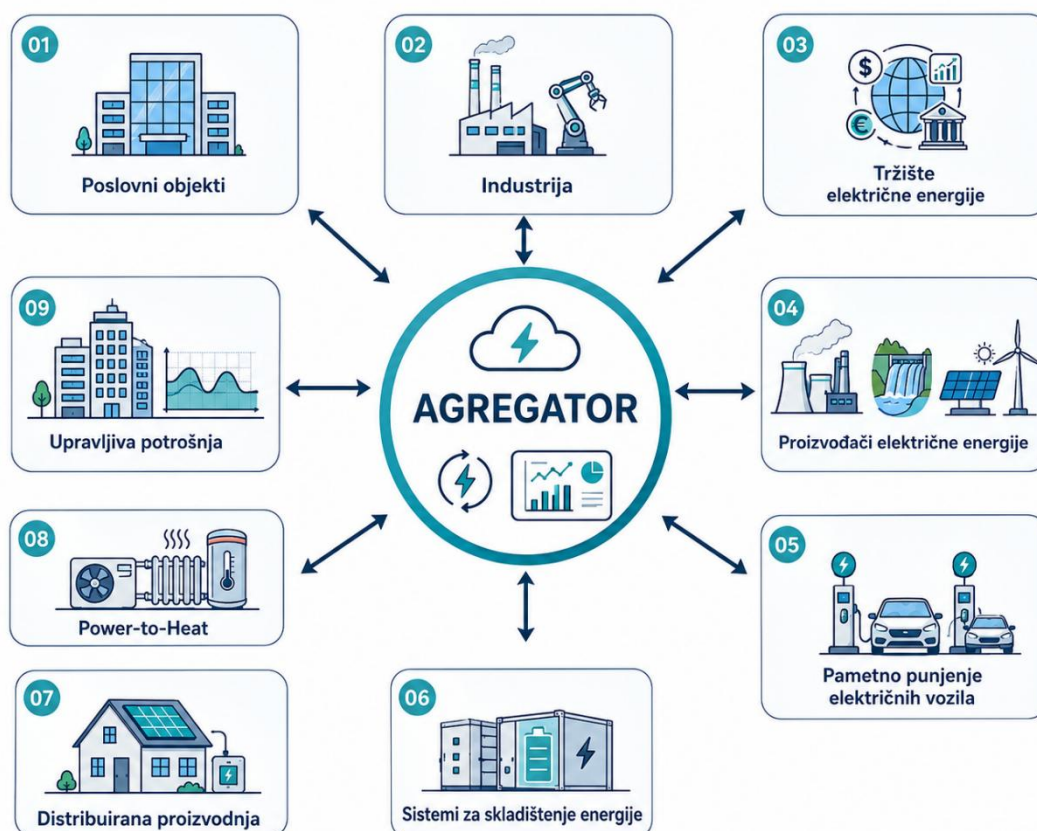
Slika 5 - Faze integracije VOIE i ključni operativni izazovi, Izvor: IEA (2024), Integrating Solar and Wind

**Patka kriva* (duck curve) predstavlja grafički prikaz promene neto opterećenja tokom dana u elektroenergetskim sistemima sa velikim udelom proizvodnje električne energije iz solarnih elektrana. Karakteriše je izražen pad neto opterećenja u podnevnim časovima usled visoke proizvodnje solarnih elektrana („trbuh“ krive), nakon čega sledi nagli porast neto opterećenja u večernjim časovima („vrat“ krive) kada proizvodnja solarne energije opada, a potrošnja dostiže vršnu vrednost.

1.3 Agregatori kao organizovani mehanizam fleksibilnosti

Upravo potreba da se fleksibilnost sistematski kvantifikuje i pouzdano aktivira otvara prostor za pojavu novih tržišnih aktera. U tom kontekstu pojavljuje se uloga agregatora kao operativnog mehanizma koji povezuje distribuirane fleksibilne resurse sa potrebama tržišta i operatora sistema. Agregator okuplja veći broj manjih fleksibilnih resursa (potrošače koji

moгу da pomere potrošnju, baterijska skladišta energije, EV i punjače, toplotne pumpe, prozjumere i druge DER) i pretvara ih u jedinstven, merljiv i upravljiv kapacitet. Time fragmentirana fleksibilnost malih kapaciteta postaje dostupna tržištu i OPS i ODS na organizovan način, kao usluga koja može da se aktivira kada je najpotrebnija, bilo radi smanjenja vršnog opterećenja, ublažavanja zagušenja, smanjenja prinudnih ograničenja proizvodnje ili boljeg korišćenja energije u satima niskih i negativnih cena. IRENA u svojim pregledima inovacija u energetsom sektoru eksplicitno prepoznaje agregatore kao ključne aktere koji omogućavaju da se upravljanje potrošnjom i skladištenje koriste kao centralizovana fleksibilnost, usklađena sa potrebama EES-a i tržišta 16. IEA takođe vidi agregatore kao praktičan mehanizam koji omogućava da se fleksibilnost velikog broja pojedinačno malih potrošača objedini i nastupi na tržištu kao jedan merljiv i pouzdan resurs 1.



Slika 6 - Agregiranje

Srbija je u poziciji da iz iskustava drugih zemalja izvuče jasnu pouku da kako udeo OIE i broj DER rastu, fleksibilnost mora rasti zajedno sa njima. U tom kontekstu, agregatori nisu dodatna opcija, već jedan od ključnih mehanizama da se tranzicija izvede uz očuvanje pouzdanosti i uz racionalnije troškove. Oni omogućavaju da fleksibilnost postane tržišna i operativna usluga sistemu, umesto da se oslanja na slučajne i sporadične reakcije pojedinačnih korisnika.

DVE DIMENZIJE FLEKSIBILNOSTI EES



Slika 7 - Centralizovana i decentralizovana fleksibilnost EES-a

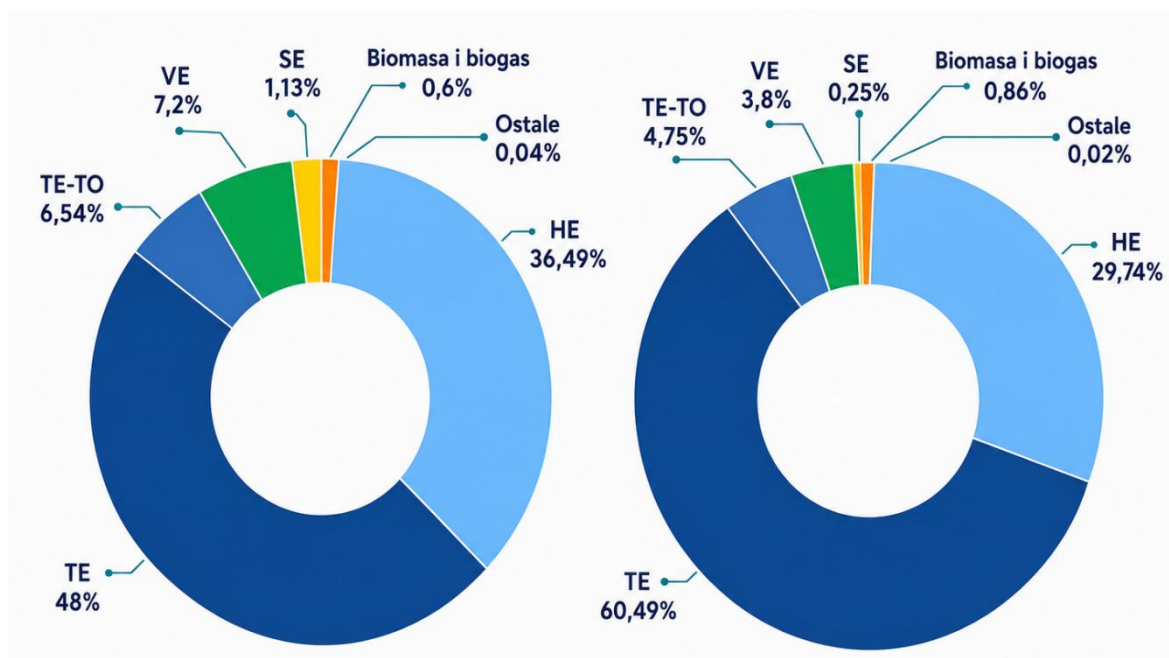
POGLAVLJE 2

2 ENERGETSKA TRANZICIJA U SRBIJI I IZAZOVI INTEGRACIJE OIE

Energetska tranzicija u Srbiji ulazi u fazu u kojoj se ne menja samo struktura proizvodnje, već i način na koji EES radi. Strateški dokumenti, Strategija razvoja energetike do 2040. godine sa projekcijama do 2050. 19 i Integrisani nacionalni energetske i klimatski plan (INEKP) 20, jasno postavljaju smer razvoja ka povećanju udela OIE i postepenom smanjenju oslanjanja na fosilna goriva. To je nužan korak ka dekarbonizaciji, ali podrazumeva i promenu logike upravljanja EES-om, jer VOIE uvode veću promenljivost i neizvesnost u proizvodnju, dok elektrifikacija povećava potrošnju i menja njen dnevni i sezonski profil. Zbog toga glavno pitanje sve češće nije obim izgradnje novih kapaciteta, već kako da se ta energija pouzdano uklopi u EES i tržište, bez rasta troškova i rizika po sigurnost snabdevanja.

2.1 Proizvodna struktura Srbije

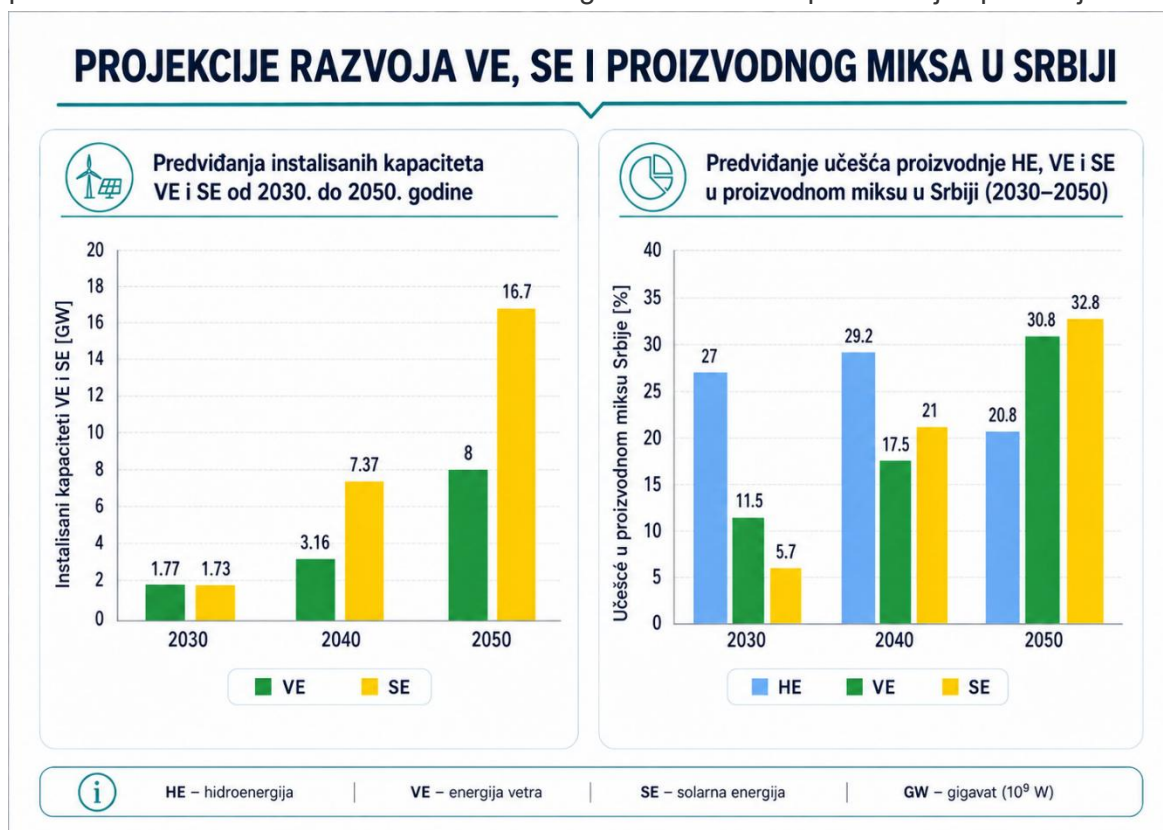
Elektroenergetski sistem Srbije i dalje se u velikoj meri oslanja na centralizovanu proizvodnju (Slika 8) 21. Neto instalisana snaga priključena na prenosni i distributivni EES iznosi 8.440 MW, dok je ukupna proizvodnja u 2024. godini iznosila 35.171 GWh. Termoelektrane (TE) su u 2024. obezbedile oko 60,5% ukupne proizvodnje, dok je udeo OIE iznosio 34,74%. Pri tome su SE i VE zajedno učestvovala sa svega 4,05%. Kupci-proizvođači su u EES predali 32,1 GWh, odnosno oko 0,09% ukupne proizvodnje. Ovi podaci ukazuju da Srbija još uvek nije ušla u fazu visokog udela VOIE, što predstavlja stratešku prednost, jer postoji vremenski prostor da se pravila, tržišni mehanizmi i infrastruktura pripreme na vreme, pre nego što se pojave izražena zagušenja i operativni problemi.



Slika 8 - Strukture proizvodnih kapaciteta (levo) i proizvodnje (desno) u 2024. godini, Izvor:AERS

2.2 Udeo OIE i projekcije razvoja

Projekcije INEKP-a ukazuju na snažnu promenu strukture EES-a u narednim decenijama. Udeo proizvodnje iz OIE predviđen je na oko 45,2% do 2030, 70,4% do 2040. i 87,4% do 2050. godine. To znači da će se u narednim decenijama EES pomerati ka miksu u kome hidroelektane ostaju važan oslonac, ali se udeo proizvodnje iz VE i SE značajno povećava (Slika 9). Pošto VOIE imaju niži faktor iskorišćenja u odnosu na termoelektrane na lignit, za nadoknadu iste godišnje proizvodnje biće potrebna znatno veća instalisana snaga, što ukazuje na potrebe za povećanim brojem izvora, brojem priključaka i kompleksnost upravljanja. U takvim uslovima rastu rizici od lokalnih zagušenja, ograničenja priključenja novih elektrana i potrebe za povremenim prinudnim ograničavanjem proizvodnje, kao i potrebe za većom balansnom rezervom zbog neusklađenosti proizvodnje i potrošnje.



Slika 9 - Projekcije razvoja OIE u Srbiji prema INEKP-u

2.3 Karakteristike i projekcije potrošnje

Tranzicija ne menja samo proizvodnju, već i obim, profil i upravljivost potrošnje. Prema projekcijama INEKP-a, finalna potrošnja električne energije porašće za oko 35% do 2030. i za oko 62% do 2050. godine. U 2023. domaćinstva su činila 45,27% potrošnje, industrija 32,28%, dok su ostali sektori imali manji udeo. Upravo u domaćinstvima i industriji nalazi se najveći realan potencijal fleksibilnosti kroz pomeranje potrošnje u povoljnije sate, upravljanje snagom, korišćenje skladišta energije i optimizaciju energetske intenzivnih procesa.

Elektrifikacija saobraćaja dodatno menja profil opterećenja. Nekonrolisano punjenje EV može povećati vršna opterećenja i izazvati lokalna zagušenja, dok upravljano punjenje može postati resurs koji apsorbira viškove proizvodnje (npr. u satima visokog solara) i rasterećuje EES u kritičnim periodima. Zbog toga se ključne promene sve više premeštaju na distributivni nivo, gde se pojavljuje najveći broj novih priključaka, potrošača i DER. U Srbiji je u 2024. godini bilo registrovano 2,6 hiljada EV 22. Poređenja radi u Hrvatskoj je u 2024. godini bilo registrovano oko 10 hiljada EV, dok po ukupnom broju EV u Evropi

dominira Nemačka, gde je tokom 2024. godine bilo registrovano oko 1,6 miliona EV, iza koje je na drugom mestu Francuska sa 1,1 miliona EV 22. U Srbiji se prema projekcijama INEKP-a predviđa 44,8 hiljada EV do 2030. godine. Iako je trenutna zastupljenost EV u Srbiji još uvek niska, očekivani razvoj e-mobilnosti dodatno će povećati značaj agregatora u integraciji fleksibilnih resursa i upravljanju opterećenjem elektroenergetskog sistema.

2.4 Ključne specifičnosti EES Srbije

Srbija već menja pristup i uvodi pravila koja ukazuju da se rast proizvodnih kapaciteta iz vetra i sunca više ne posmatra samo kroz broj novih proizvodnih objekata, već i time da li EES ima dovoljno rezerve i alata da ih pouzdano integriše. Izmene Zakona o korišćenju OIE 24 omogućavaju OPS da, na osnovu analize adekvatnosti, odloži priključenje elektrana iz VOIE ukoliko postoji rizik po siguran rad EES-a zbog nedostatka rezerve.

Istovremeno, odlaganje se može izbeći ako investitor obezbedi novi kapacitet sekundarne rezerve, odnosno regulacioni opseg najmanje 20% instalisane aktivne snage i minimalno 0,4 MWh skladišta po 1 MW instalisane snage elektrane 25. Paralelno, interesovanje za priključenje VOIE je već visoko. Spisak podnetih zahteva u postupku priključenja ukazuje na red veličine više gigavata projekata u planu (7 GW vetra i 5 GW solara, prema podacima objavljenim 15.12.2025) 26 i to samo na prenosnom sistemu. To znači da će u narednim godinama pritisak na EES, obezbeđivanje rezerve i operativno upravljanje rasti.

Signali o rastućoj potrebi za fleksibilnošću počinju da se vide i na tržištu. Na SEEPEx dan unapred tržištu, u periodu januar - novembar 2025. godine zabeleženo je ukupno 360 sati sa cenom ispod 5 €/MWh, pri čemu je 227 sati bilo na samoj donjoj granici (0 €/MWh) 27. Ovakvi sati praktično znače da EES u pojedinim periodima nema dovoljno potrošačke ili skladišne fleksibilnosti da upije višak proizvodnje i rastereti EES, pa je vrednost energije mala, posebno solarne u vršnim sunčanim satima. U istom pravcu ide i regulatorno usklađivanje: izmenjeni Zakon o energetici 28 uvodi mogućnost da cena električne energije bude i negativna na balansnom i organizovanom tržištu, čime se domaći okvir približava praksi tržišta sa većim udelom OIE.

Takođe, treba napomenuti da Srbija ulazi u tranziciju sa nekoliko važnih tehničkih prednosti. Interkonekcije sa susednim EES-ima i reverzibilne hidroelektrane (postojeća RHE Bajina Bašta 630 MW i planirana RHE Bistrica do 680 MW) predstavljaju značajan izvor fleksibilnosti i skladištenja, koji može pomoći u apsorpciji viškova proizvodnje i očuvanju stabilnosti u satima niske proizvodnje iz OIE. Međutim, problemi koje donose porast VOIE i elektrifikacije potrošnje, koji nastaju lokalno u distributivnoj mreži, ne mogu se adekvatno rešavati oslanjanjem isključivo na centralizovane fleksibilne resurse. Biće neophodno da se fleksibilnost spusti na distributivni nivo, gde se pojavljuje veliki broj manjih izvora i novih potrošača.

Regulatorne promene u Srbiji već prate ovaj pravac. Izmene propisa u oblasti OIE i energetike uvode nove kategorije učesnika i jasnije prepoznaju DER: kupce-proizvođače, energetske zajednice, aktivne kupce i agregatore. Suština je jednostavna, krajnji kupci postepeno prelaze iz pasivne u aktivnu ulogu, gde mogu da proizvode, skladište, upravljaju potrošnjom i reaguju na signale EES-a i tržišta. Međutim, najveći deo te "nove fleksibilnosti" je rasut u hiljadama malih resursa i priključaka, pa pojedinačno ostaje premali i operativno "nevidljiv" da bi samostalno učestvovao na tržištu ili pouzdano pružao pomoćne usluge. Da bi se ovi potencijali pretvorili u aktivnu podršku EES -u, potrebno je jasno definisati ulogu agregatora i pokazati kako oni pretvaraju rasutu fleksibilnost u alat koji EES i tržište mogu stvarno da koriste.

SRBIJA IMA VREME DA FLEKSIBILNOST RAZVIJE PRE NEGO ŠTO POSTANE KRITIČNA



Slika 10 - Rast OIE postepeno povećava potrebu za fleksibilnošću

POGLAVLJE 3

3 AGREGATORI KAO MEHANIZAM FLEKSIBILNOSTI U TRANZICIJI EES SRBIJE

3.1 Koncept i uloga agregatora u tranziciji

Nakon što su u prethodnim tekstu prikazani razlozi zbog kojih fleksibilnost postaje ključni uslov pouzdanog rada EES-a, kao i specifičnosti tranzicije u Srbiji, logičan naredni korak je pitanje: kako se fleksibilnost “prevodi” iz rasutog potencijala u resurs koji je tržišno i operativno upotrebljiv. Najveći deo raspoložive fleksibilnosti nalazi se na distributivnom nivou, u velikom broju manjih resursa. Pojedinačno, ti resursi su premali, heterogeni i teško predvidivi da bi samostalno bili relevantni tržištu ili pouzdani partneri OPS/ODS-u. Zbog toga je potreban mehanizam koji obezbeđuje da se fleksibilnost može ugovoriti, planirati, aktivirati i verifikovati kao jedna celina.

Upravo tu nastupa agregator kao subjekt koji kroz ugovaranje, merenje, upravljanje i preuzimanje tržišnih obaveza objedinjenu fleksibilnost pretvara u merljiv i aktivabilan kapacitet. Prema Zakonu o energetici, agregator je pravno ili fizičko lice koje pruža uslugu objedinjavanja potrošnje i/ili proizvodnje električne energije u cilju dalje prodaje, kupovine ili učešća na tržištima električne energije, pri čemu nastupa u ime i za račun učesnika za koje vrši agregaciju, na osnovu ugovora kojim se uređuju međusobni odnosi. U praksi, to znači da agregator preuzima deo složenosti (podatke, planiranje, kontrolu, obračun i rizike), kako bi fleksibilnost bila dostupna EES-u i tržištu u obliku usluge.



Slika 11 - Uloga agregatora u aktiviranju distribuirane fleksibilnosti

Ovakav model je posebno relevantan za Srbiju iz tri razloga.

1. EES je još u fazi u kojoj proizvodnja iz SE i VE čini relativno mali deo proizvodnje, što pruža prostor da se tržište fleksibilnosti razvija planski, pre nego što mrežna ograničenja postanu dominantan problem.
2. Rast prozjuma, energetskih zajednica i aktivnih kupaca u narednom periodu znači da će broj tačaka proizvodnje i upravljive potrošnje naglo porasti, a time i potreba za koordinacijom u radu distributivnog EES-a.

3. Struktura potrošnje pokazuje da domaćinstva i industrija čine najveći deo opterećenja, pa upravo u tim sektorima leži najveći potencijal za fleksibilnost, odnosno pomeranje potrošnje, upravljanje punjenjem EV, optimizaciju rada baterijskih skladišta energije i toplotnih sistema.

Agregatori mogu doprineti EES-u Srbije kroz nekoliko komplementarnih funkcija. Na tržišnom nivou, omogućavaju da mali DER učestvuju u mehanizmima fleksibilnosti i u reakciji na cenovne signale, čime se smanjuje potreba za skupim vršnim kapacitetima i ublažava volatilnost. Na sistemskom nivou, agregatori mogu da pruže podršku balansiranju, naročito u uslovima većeg udela VOIE. Na mrežnom nivou, posebno na distributivnom, objedinjena fleksibilnost postaje alat za ublažavanje lokalnih zagušenja i povećanje iskorišćenja postojeće infrastrukture, u skladu sa savremenim evropskim pristupom koji daje prednost "non-wire" rešenjima gde god je to moguće.

Zbog svega navedenog, agregator se ne posmatra samo kao još jedan tržišni učesnik, već kao infrastrukturno-operativni mehanizam tranzicije: on omogućava da se DER integrišu u rad EES-a na način koji je istovremeno tehnički kontrolisan, tržišno zasnovan i razumljiv korisnicima.

U nastavku poglavlja razmatra se šta agregator konkretno radi, gde se stvara vrednost objedinjena fleksibilnosti i koji su preduslovi da ovaj model zaživi kao pouzdan stub fleksibilnosti u EES-u Srbije.

3.2 Šta agregator radi u praksi

Da bi agregacija bila više od formalne uloge u propisu, potrebno je razumeti šta agregator radi u praksi, odnosno šta je operativni sadržaj agregacije. Treba uočiti koje korake agregator preuzima od uključivanja korisnika do isporuke fleksibilnosti, kako meri i verifikuje učinak, i na koji način upravlja rizicima i obavezama prema tržištu i ODS i OPS. Slika 12 ilustruje operativne korake agregatora.

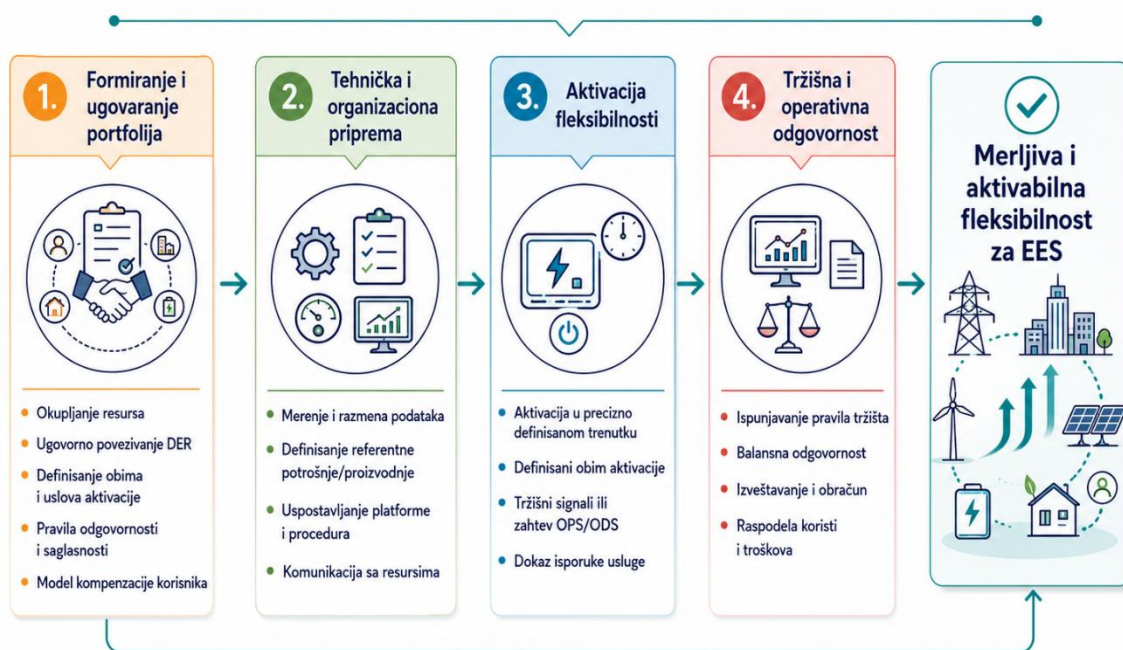
Prvi korak je formiranje portfolija. Agregator ugovorno povezuje domaćinstva, industrijske i komercijalne potrošače, prozjumere, baterijska skladišta i druge DER, uz jasno definisana pravila: koji resursi se uključuju, u kom obimu, u kojim uslovima i pod kojim ograničenjima i na kom tržištu. Ugovori uređuju i ključna pitanja odgovornosti, posebno kada se fleksibilnost aktivira na zahtev: ko daje saglasnost, koliko često se aktivacija može desiti, kako se meri efekat i kako se korisnik kompenzuje.

Drugi korak je tehnička i organizaciona priprema. Agregator obezbeđuje merenje i razmenu podataka (direktno ili preko relevantnih sistema), definiše referentnu potrošnju/proizvodnju (*baseline*) i uspostavlja platformu i procedure koje omogućavaju pouzdanu isporuku fleksibilnosti često kroz koncept virtuelne elektrane (VPP), uključujući komunikaciju sa resursima i planiranje.

Treći korak je aktivacija fleksibilnosti. Resursi se aktiviraju u precizno definisanom trenutku i obimu, bilo po tržišnim signalima (npr. optimizacija potrošnje i skladištenja energije u satima niskih cena), bilo na zahtev OPS ili ODS (npr. smanjenje opterećenja, podrška balansiranju ili ublažavanje zagušenja). Ključna razlika u odnosu na spontano ponašanje pojedinačnih korisnika je u tome što agregator obezbeđuje organizovanu isporuku uz dokaz da je usluga isporučena u traženom obimu i vremenu. Takođe, omogućava i malim DER da učestvuju u pružanju usluga fleksibilnosti što DER samostalno zbog svojih kapaciteta često nisu u mogućnosti.

Na kraju, agregator preuzima tržišnu i operativnu odgovornost koju pojedinačni korisnici ne mogu efikasno da nose. To podrazumeva ispunjavanje uslova definisanih pravila tržišta, balansnu odgovornost u okviru portfolija, izveštavanje i obračun, kao i raspodelu koristi i troškova prema korisnicima. U tom smislu, agregator predstavlja operativni mehanizam koji rasutu fleksibilnost prevodi u merljiv, ugovoren i aktivabilan kapacitet koji EES može da koristi onda kada mu je potreban.

OPERATIVNI KORACI AGREGATORA U TRANSFORMACIJI DER U AKTIVABILNU FLEKSIBILNOST



Slika 12 - Operativni koraci agregatora u transformaciji DER u aktivabilnu fleksibilnost

3.3 Gde objedinjena fleksibilnost stvara vrednost

Objedinjena fleksibilnost u praksi nije jedna univerzalna usluga, već skup proizvoda koji se koriste u različitim situacijama i za različite korisnike. Isti portfolio (upravljiva potrošnja, baterijska skladišta energije, punjenje EV, prozumeri, toplotni sistemi) može stvarati vrednost kroz tri glavna kanala: tržište, balansiranje i mrežni nivo.

3.3.1 Tržište: reakcija na cene i smanjenje volatilnosti

Na tržištu, fleksibilnost stvara vrednost tako što pomera potrošnju i rad resursa u sate kada je to ekonomski racionalno ili sistemski potrebno. U praksi to znači:

1. pomeranje potrošnje iz skupih sati u jeftinije sate (*load shifting*), npr. punjenje EV, grejanje/hlađenje, procesi u industriji.
2. upijanje viškova, odnosno povećanje potrošnje ili punjenje baterija kada su cene vrlo niske, umesto da višak završava u ograničenjima proizvodnje ili dodatno opterećuje EES; ili vraćanje energije u mrežu u satima visokih cena.
3. smanjenje vršnog opterećenja (*peak shaving*) u satima visokih cena, što može smanjiti trošak energije i trošak snage za korisnike.

Za korisnike je benefit direktan, kroz niže račune ili dodatne prihode, a za EES indirektan, kroz manje cenovnih ekstrema i manju potrebu za skupim vršnim kapacitetima.

3.3.2 Balansiranje: usluge OPS-u i stabilniji rad EES-a

Balansiranje je "operativna" vrednost fleksibilnosti. Objedinjena fleksibilnost ima direktnu ulogu u održavanju kratkoročne ravnoteže između proizvodnje i potrošnje. Agregator male DER pretvara u kapacitet koji je:

1. merljiv (jasno je koliko MW odnosno MWh je stvarno obezbeđeno),
2. pouzdan (može da se aktivira kada je potrebno),

3. ugovoran (postoje pravila, odgovornost i verifikacija isporuke).

U praksi, to može biti kontrolisano povećanje/smanjenje neto potrošnje, baterijski odziv kroz punjenje/praznjenje, ili kombinovani portfolio koji daje stabilniji odziv od pojedinačnih resursa. Suština je da objedinjena fleksibilnost postaje deo standardnog alata za rad sistema i pouzdanosti EES-a, a ne sporadična reakcija pojedinačnih kupaca.

3.3.3 Mrežni nivo: ODS, lokalna zagušenja i “non-wire” rešenja

Na nivou EES-a problem često nije nedostatak energije, već ograničenje EES-a u konkretnom trenutku i na konkretnoj lokaciji. Zato objedinjena fleksibilnost ovde ima posebnu vrednost jer može ciljano da rastereti kritične elemente EES-a i olakša integraciju novih priključaka, tako što:

1. smanjuje lokalna zagušenja (npr. u trafostanicama i vodovima gde je kritično),
2. povećava kapacitet mreže (hosting capacity) bez trenutne izgradnje čime se postiže odlaganje ili smanjenje potrebe za pojačanjima,
3. olakša integraciju prozjuma i punjenja EV kroz koordinisanu potrošnju i skladištenje energije.

Ovo je praktičan smisao “non-wire” pristupa. Pre nego što se ide u spore i skupe investicije jačanja EES-a, prvo se koristi upravljanje fleksibilnošću da postojeća infrastruktura radi efikasnije i sigurnije.

3.4 Resursi koji mogu biti članovi agregatorske grupe

Agregator u praksi pronalazi fleksibilnost tamo gde ona već postoji, okuplja je i pretvara u portfolio koji se može meriti, ugovoriti i aktivirati. Zato je korisno posmatrati resurse u Srbiji kroz glavne kategorije izvora fleksibilnosti. U osnovi, agregatori kombinuju četiri grupe resursa: upravljivu potrošnju, skladištenje energije, upravljive elektrane i distribuirane OIE uz napredno upravljanje.

1) Upravljiva potrošnja (demand response)

Upravljiva potrošnja podrazumeva da korisnici privremeno menjaju svoju potrošnju kao reakciju na potrebe sistema ili cenovne signale. Potrošnja se može smanjiti, povećati ili vremenski pomeriti. Tipični resursi po sektorima su dati u nastavku.

1. Rezidencijalni sektor: domaćinstva sa TA pećima, akumulacionim bojlerima, klimouređajima i kućnim punjačima EV, gde se potrošnja može pomeriti bez značajnog uticaja na komfor, ako se upravljanje radi kratkotrajno i ciklično.
2. Industrijski sektor: fleksibilni industrijski procesi koji dozvoljavaju odlaganje, povećanje ili privremeno smanjenje opterećenja uz očuvanje proizvodnog plana, npr. proizvodne linije, kompresori, sistemi grejanja i hlađenja u industriji.
3. Komercijalni sektor: sistemi grejanja i hlađenja u poslovnim objektima, rashladni sistemi u prodavnicama, punjači EV u parking prostorima, fleksibilna potrošnja u zgradama sa kancelarijama i javnim objektima.

Sa stanovišta tržišnih mehanizama, upravljiva potrošnja može imati:

1. implicitni odziv: kupac samostalno prilagođava potrošnju u skladu sa cenovnim signalima ili tarifama, što postaje sve značajnije sa širim uvođenjem pametnih brojlara i dinamičkih tarifa,
2. eksplicitni odziv: kupac se ugovorom obavezuje da će na zahtev pružiti definisani nivo promene potrošnje pod prethodno dogovorenim uslovima. Ovo je domen gde agregator najčešće ima centralnu ulogu, jer organizuje portfolio i garantuje isporuku dogovorene fleksibilnosti trećoj strani tj. operatoru.

2) Skladištenje energije

Skladišta energije mogu trenutno da apsorbiraju višak energije ili da isporuče energiju kada je potrebna. U ovu grupu spadaju reverzibilne hidroelektrane, baterijska skladišta energije, baterije EV i termalna skladišta.

U Srbiji su:

1. reverzibilne hidroelektrane ključni sistemski resurs,
2. dok se kod DER očekuje rast baterija iza brojila (proizjumeri i aktivni kupci) i razvoja većih projekata baterijskih skladišta energije kako se povećava udeo OIE.

Za agregatora je skladištenje posebno bitno jer daje brz odziv i visoku upravljivost, pa često služi kao “stabilizator” portfolija koji se oslanja i na promenljive resurse (npr. deo potrošnje ili proizvodnje).

3) Upravljive konvencionalne elektrane

Tradicionalni izvori i dalje nose deo fleksibilnosti EES: gasne elektrane, koje imaju brži odziv, hidroelektrane i termoelektrane, koje imaju sporiji odziv. U Srbiji hidroelektrane imaju najveći potencijal fleksibilnosti, dok je doprinos termoelektrana u fleksibilnosti ograničeniji zbog dinamike rada i tehnoloških ograničenja. Važno je naglasiti da konvencionalne elektrane jesu oslonac fleksibilnosti, ali rast DER i elektrifikacije znači da se sve veći deo “problema” i “rešenja” seli na distributivni nivo, gde agregator postaje ključan organizator manjih resursa.

4) Distribuirane OIE uz napredno upravljanje

Kako broj solarnih elektrana na krovovima i manjih distribuiranih proizvodnih postrojenja raste, raste i potreba da se proizvodnja uklopi u stanje EES-a i u tržišne signale.

Agregator može da upravlja načinom korišćenja energije: povećanjem sopstvene potrošnje u pogodnim satima, koordinacijom rada baterijskih skladišta energije, optimizacijom predaje u EES, uključujući i jednostavno uključivanje ili isključivanje proizvodnje u uslovima kada cene postanu vrlo niske ili negativne, kao i kombinovanjem više lokacija tako da zbirni efekat bude stabilniji i predvidiviji. Ovo je posebno važno u periodima niskih i vrlo niskih cena, kada je vrednost energije mala, a EES-u je potrebna fleksibilnost nego dodatna energija. Do sada je rad ovih proizvođača bio zasnovan na zagarantovanim otkupnim cenama, što je u praksi značilo maksimizaciju proizvodnje bez obzira na stanje u EES-u. Valorizovanjem fleksibilnosti malih DER kroz tržišne mehanizme, oni dobijaju motiv da način upravljanja proizvodnjom prilagode cenovnim i sistemskim signalima. Na taj način njihovi kapaciteti mogu biti iskorišćeni efikasnije, uz mogućnost pružanja dodatnih usluga 29.

Kada se prethodne četiri kategorije prevedu na konkretne segmente u Srbiji, dobija se jasna mapa resursa koje agregator okuplja:

1. **Domaćinstva:** TA peći, bojleri, klima-uređaji i (sve više) toplotne pumpe.
2. **Industrija i veći komercijalni potrošači:** procesi sa mogućnošću pomeranja opterećenja, kompresori, rashladni sistemi, pumpe, ventilacija.
3. **Baterije i skladišta:** iza brojila (kod proizjumeri/aktivnih kupaca), kao i veći sistemi baterijskih skladišta.
4. **Proizjumeri i aktivni kupci:** kombinacija proizvodnje, potrošnje i skladištenja u istom objektu, što daje posebno “upravljiv” portfolio.
5. **EV punjenje:** pametno punjenje koje može da apsorbira viškove i smanji vršna opterećenja.
6. **Distribuirani izvori generalno:** mali DER koji pojedinačno ne mogu da nastupe na tržištu, ali objedinjeni postaju relevantni i za tržište i za OPS/ODS.

Da bi se fleksibilnost iz ovih resursa pretvorila u pouzdanu uslugu, presudni su:

1. pouzdano merenje i verifikacija (da se tačno zna šta je aktivirano i koji je efekat),

2. kratkoročne prognoze potrošnje i proizvodnje (da se aktivacije planiraju i minimizuju rizici),
3. automatizovano upravljanje (da se veliki broj malih resursa može uključiti/isključiti ili modulirati brzo i bez manuelne intervencije).

Zbog toga se u savremenoj praksi sve češće koristi koncept VPP koja predstavlja sistem koji u realnom vremenu povezuje fleksibilnu potrošnju, skladišta energije i DER, tako da veliki broj malih DER deluje kao jedna koordinisana i kontrolisana celina.

U Srbiji je posebno relevantno to što domaćinstva i industrija čine najveći deo ukupne potrošnje, pa su upravo oni i najveća baza za agregaciju fleksibilnosti. Istovremeno, postoje i početni primeri daljinskog upravljanja potrošnjom (električni kotlovi, TA peći, akumulacioni i protočni bojleri) 30, uz posebnu tarifu za pristup distributivnom EES-u 31. Iako ga koristi mali broj kupaca i efekti su za sada mali, to je važna osnova za šire mehanizme fleksibilnosti 30. Ovo pokazuje da koncept nije nov, ali da su mu potrebni sledeći koraci: skaliranje, digitalizacija, standardizacija i tržišna integracija kroz agregatore.

Prema dostupnim relevantnim analizama 29, očekivani nivo upravljive potrošnje u industriji je oko **5% ukupne potrošnje**, dok domaćinstva imaju **znatno veći** fleksibilni potencijal. Analize kvantifikuju i teorijski maksimum: domaćinstva sa **TA pećima i električnim bojlerima** imaju najveći potencijal za smanjenje vršne snage, a najmanji su kod domaćinstava sa **daljinskim grejanjem i toplom vodom**. Leti je moguće smanjenje vrha oko **22–24%** za sve kategorije, dok zimi razlike rastu: oko **40%** (TA + akumulacioni bojleri) naspram oko **13%** (daljinsko grejanje). Kod komercijalnih potrošača upravljivi deo je stabilniji i iznosi oko **29%** u periodu 16–22 h. Ovo su maksimalni teorijski potencijali i u praksi zavise od jednovremenosti; npr. kod klima uređaja upravljanje se radi ciklično nad delom uređaja da se izbegne “skok” potrošnje kada se svi istovremeno ponovo uključe 29.

3.5 Odnos agregatora sa OPS/ODS i balansnim grupama

Da bi agregacija bila sistemski korisna, mora biti jasno definisano ko kome odgovara i ko ima prioritet u upravljanju u kritičnim situacijama. Agregator tipično učestvuje na tržištu i/ili pruža pomoćne usluge, ali istovremeno OPS i ODS imaju odgovornost za sigurnost EES-a. Zbog toga je važno uvesti jasna pravila koordinacije: kada ODS detektuje lokalno zagušenje, potrebna je mogućnost da se fleksibilnost aktivira ciljano i na definisan način, bez konflikta sa aktivacijama od strane OPS bilo za upravljanje zagušenjem na prenosnom sistemu, bilo za balansiranje sistema. Nekoliko modela komunikacije između ODS i OPS je moguće uspostaviti. Dobro postavljen model sprečava “duplo komandovanje” istim resursom i minimizuje situacije u kojima tržišni interes jedne strane povećava operativni rizik za EES. Pitanje balansno odgovornih strana i odstupanja je jednako važno. Agregator mora biti integrisan u tržišni okvir tako da je unapred jasno ko snosi posledice odstupanja (npr. zbog pogrešne prognoze ili neodaziva dela korisnika).

3.6 Merenje, podaci i verifikacija isporučene fleksibilnosti

Fleksibilnost postaje tržišna i pomoćna usluga tek kada se može pouzdano izmeriti i dokazati. Zato su ključni: kvalitetna merenja (u odgovarajućoj rezoluciji), dostupnost podataka u razumnom vremenu, i jasna metodologija verifikacije efekta. Bez toga, fleksibilnost ostaje “obećanje”, a ne proizvod koji može da se kupi, obračuna i ponovi.

Najčešća poteškoća je definisanje referentnog stanja: šta bi se desilo da aktivacija nije sprovedena. Transparentna pravila referentnog stanja, merenja i obračuna direktno utiču na poverenje svih strana (korisnici, agregator, OPS/ODS, snabdevači) i na skaliranje tržišta. U praksi, stabilan EES verifikacije smanjuje sporove, ubrzava isplate i omogućava da fleksibilnost postane standardna usluga, a ne ad-hoc aranžman.

3.7 Tehnologija i operativna spremnost

U tehnološkom smislu, agregator funkcioniše kao VPP: platforma koja povezuje veliki broj uređaja, prikuplja podatke, prognozira ponašanje portfolija i upravlja aktivacijama u realnom vremenu. Operativna spremnost podrazumeva pouzdanu komunikaciju sa uređajima (direktno ili preko lokalnih kontrolera), automatizaciju izvršenja i nadzor performansi, uz mogućnost da se resursi grupišu po lokaciji, tipu ili ograničenjima EES-a.

Pošto agregator radi sa podacima krajnjih kupaca i upravlja uređajima koji utiču na potrošnju/proizvodnju, neophodni su osnovni standardi sajber bezbednosti i zaštite podataka: kontrola pristupa, enkripcija, segmentacija sistema, evidencija događaja i procedure za incidente. Cilj nije “preopteretiti” model tehnikom, već obezbediti da fleksibilnost bude pouzdana i da se rizici upravljanja DER drže pod kontrolom.

3.8 Modeli ugovaranja i motivacija korisnika

Skaliranje agregacije zavisi od toga da je korisniku jasno: šta dobija, šta se od njega traži i kako se meri učinak. Ugovori zato treba da budu jednostavni, ali precizni: definisani okidači aktivacije (kada i koliko često), granice uticaja na komfor ili proces, način obračuna naknade, kao i pravila za izuzimanje (opt-out) u opravdanim situacijama. Model obično kombinuje fiksnu komponentu (za dostupnost) i varijabilnu komponentu (za stvarnu isporuku).

Motivacija i kompenzacija mora biti “fer” i predvidiva. Ako su pravila komplikovana ili korist neizvesna, učešće ostaje ograničeno i nema skaliranja. Zbog toga se u praksi često kreće od segmenata gde je fleksibilnost lako objasniti i gde je komfor moguće očuvati (npr. bojleri, baterije, EV punjenje), a zatim se postepeno širi ka zahtevnijim resursima i složenijim proizvodima.

3.9 Glavne poruke vezane za ulogu i važnost agregatora

Agregatori predstavljaju važan element savremenih EES-a jer omogućavaju da se distribuirani energetske resursi objedine i koriste u okviru jedinstvenog tržišnog i tehničkog modela. Na taj način rasuta fleksibilnost može postati raspoloživ sistemski resurs, uz podršku razvoju novih tržišnih modela i efikasnijem radu sistema sa rastućim udelom OIE. Međutim, Srbija se još uvek ne nalazi u fazi visokog udela VOIE, zbog čega koristi od agregacije danas nisu uvek neposredno vidljive, niti se potreba za agregatorima doživljava kao urgentna. To istovremeno predstavlja razvojnu prednost i izazov. Prednost je u tome što se regulatorni, tržišni i tehnički okvir može razvijati pravovremeno, pre nego što potreba za dodatnom fleksibilnošću postane kritična. Izazov je što, u odsustvu neposrednog sistemskog pritiska, postoji manji podsticaj za blagovremeno uspostavljanje takvog okvira. Iskustva sistema sa visokim udelom OIE pokazuju da povećanje proizvodnje iz varijabilnih izvora bez paralelnog razvoja fleksibilnosti može dovesti do rasta sistemskih troškova i potrebe za naknadnim, često skupljim prilagođavanjima.

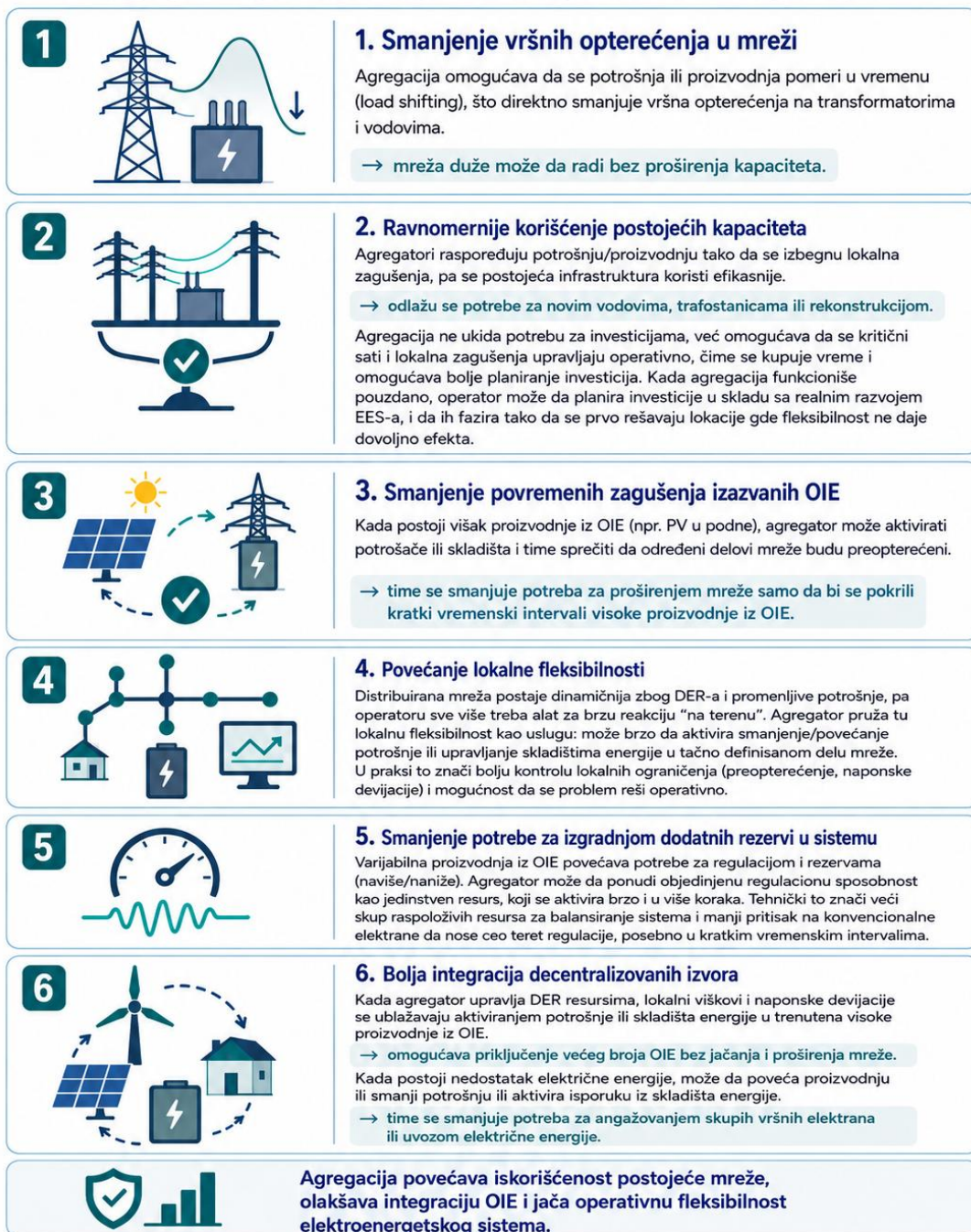
POGLAVLJE 4

4 TEHNIČKI BENEFITI AGREGATORA ZA EES

Agregatori predstavljaju operativni sloj koji objedinjuje fleksibilnu potrošnju, distribuiranu proizvodnju i skladišta u jedinstven, upravljiv resurs, dostupan OPS, ODS i EES. U uslovima rastućeg udela DER-a i sve izraženije varijabilnosti proizvodnje iz OIE, agregacija povećava upravljivost EES i omogućava da se deo ograničenja rešava kroz koordinisano upravljanje tokovima snage i opterećenjem u kritičnim satima, umesto isključivo kroz investicije u jačanje EES-a. Ključne tehničke koristi agregacije su prikazane na Slici 13.

TEHNIČKE KORISTI AGREGACIJE

Kako agregatori doprinose efikasnijem i fleksibilnijem radu elektroenergetskog sistema



Slika 13 - Tehnički benefiti agregatora za EES

POGLAVLJE 5

5 EKONOMSKI I EKOLOŠKI KO-BENEFITI AGREGATORA

Osim primarnog cilja koji se odnosi na ostvarivanja prihoda od prodaje fleksibilnosti, učešće u programima agregatora donosi niz ekonomskih i ekoloških ko-benefita za sve uključene strane: krajnje kupce, proizvođače, skladištare, operatere prenosnog i distributivnog sistema i društvo u celini.

5.1 Ekonomski ko-benefiti za krajnje potrošače

Učešće u programima agregacije fleksibilnosti donosi potrošačima korist kroz dve grupe efekata: direktne (uštede i prihodi koje vidi učesnik) i indirektne (niži sistemski troškovi koji se prelivaju na širi krug kupaca kroz niže cene pristupa EES-u i stabilnije tarife).

KAKO AGREGACIJA DONOSI EKONOMSKE KORISTI?



Slika 14 - Direktne i indirektne ekonomske koristi agregacije

U Srbiji, koristi od agregacije fleksibilnosti treba čitati kroz dva sloja: direktne (uštede i prihodi koje vidi učesnik) i indirektne (niži troškovi rada sistema koji se vremenom preliju na širi krug kupaca kroz tarife i stabilnije cene). Za razliku od dela EU gde su dinamičke tarife i tržišni proizvodi fleksibilnosti već široko razvijeni, u Srbiji će se puni potencijal direktnih koristi za domaćinstva otključavati postepeno, uz širenje pametnog merenja i uvođenje dinamičkih tarifa i pravila tržišta.

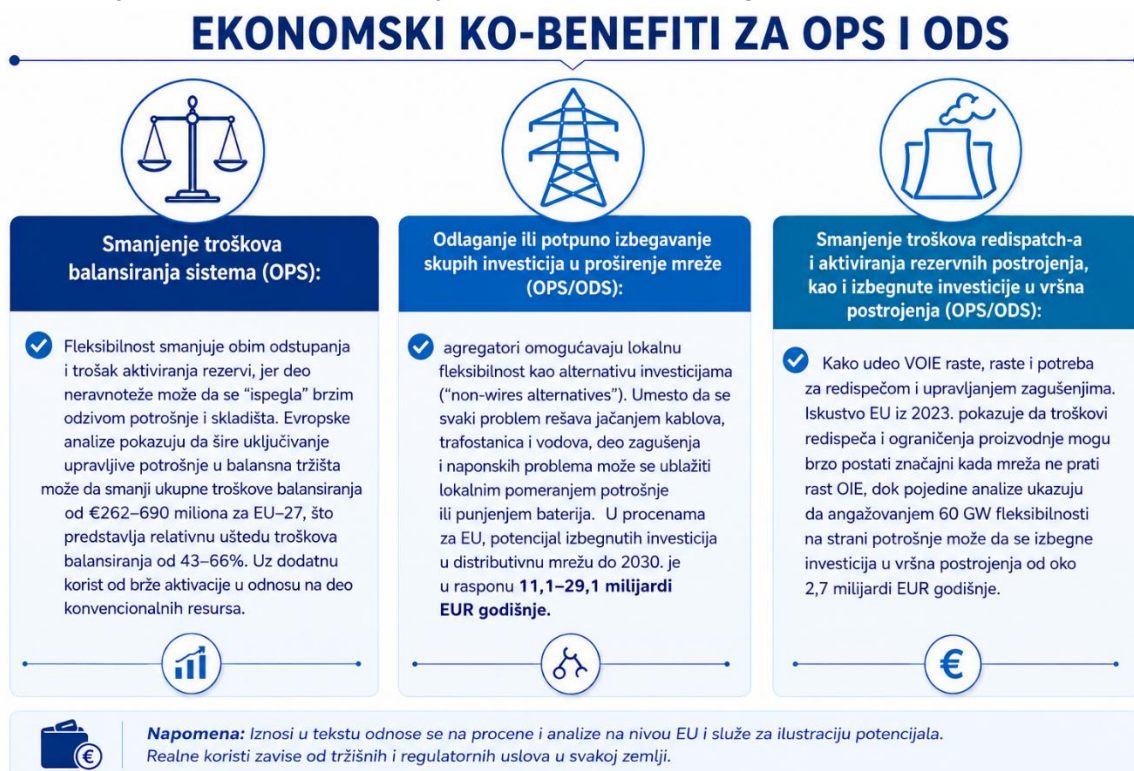
Direktne koristi su najrealnije i najbrže u segmentima gde već postoji i tehnologija i motiv: industrija i veći komercijalni potrošači (pomeranje procesa, HVAC, hlađenje), kao i korisnici sa baterijama, prozjumerskim sistemima i EV punjenjem. Tu agregator praktično omogućava da se potrošnja i skladištenje pomeraju u povoljnije sate i da se sopstvena

produkcija bolje uskladi sa lokalnom potrošnjom, uz mogućnost prihoda od pružanja fleksibilnosti kada tržišni mehanizmi to dozvole.

Indirektne koristi su za Srbiju posebno važne jer ciljaju probleme tranzicije: lokalna zagušenja i naponske probleme u distributivnom EES-u, rast troškova balansiranja i potrebu za interventnim merama. Objedinjena fleksibilnost omogućava operatorima da deo problema rešavaju brže i lokalno (aktiviranjem potrošnje ili skladišta), što smanjuje potrebu za skupim redispečingom i odlaže deo investicija u EES. Podaci iz EU su korisne kao red veličine efekta, ali se za Srbiju pre svega prevode u poruku da je fleksibilnost alat za kontrolu troškova sistema kako rastu solar, vetar i DER.

5.2 Ekonomski ko-benefiti za OPS i ODS

Za operatore sistema, objedinjena fleksibilnost je alat koji smanjuje potrebu za skupim intervencijama i ubrzanim investicijama. Koristi se obično grupišu u tri kanala.



Slika 15 - Ekonomski ko-benefiti za OPS i ODS [32]

Za OPS u Srbiji objedinjena fleksibilnost je najvrednija kao brz resurs za ublažavanje odstupanja i smanjenje pritiska na balansnu rezervu, posebno u satima kada solar i vetar brzo menjaju proizvodnju. Takođe se smanjuje potreba da se angažuju dodatni skupi vršni resursi ili česta kratkotrajna angažovanja rezervnih kapaciteta. Za ODS, najveći benefit je lokalni. Fleksibilnost u pravom čvoru može da odloži skupa pojačanja EES-a i da smanji potrebu za administrativnim ograničenjima priključenja ili prinudnim ograničavanjem proizvodnje. Veliki deo investicionog pritiska nastaje zbog relativno malog broja kritičnih sati i lokalnih uskih grla. Agregator je mehanizam da se ti sati "ispeglaju" fleksibilnošću, pa se deo ulaganja može smanjiti ili odložiti. Zajednički efekat je niži operativni trošak i više "prostora" u EES-u bez trenutnog investiranja u infrastrukturu.

Pored navedenih ekonomskih koristi, uloga agregatora prevazilazi okvir tržišnog posrednika između učesnika. Agregatori mogu i treba da budu motor inovacija, kontinuirane modernizacije i redefinisana načina na koji EES i tržište električne energije funkcionišu. U tom smislu, agregatori ne predstavljaju isključivo odgovor na izazove povezane sa povećanim učešćem OIE, već mogu imati aktivnu ulogu u oblikovanju buduće strukture

EES-a i tržišnih mehanizama. Agregatori-preduzetnici mogu biti važan pokretač razvoja i integracije OIE kroz uvođenje novih poslovnih, tehnoloških i regulatornih modela, čime se stvaraju dodatni ekonomski ko-benefiti. Takav pristup može podstaći razvoj inovativnih digitalnih platformi, unapređenje upravljanja energetske resursima, razvoj novih usluga zasnovanih na podacima, otvaranje novih radnih mesta i širi tehnološki i ekonomski razvoj energetske sektora.

5.3 Ekološki ko-benefiti

Ekološki efekti fleksibilnosti uglavnom dolaze kroz dva kanala: (i) smanjuje se potreba da se termoelektrane koriste kao vršne jedinice, i (ii) olakšava se integracija OIE, uz manje prinudnog ograničavanja proizvodnje iz OIE.

1. **Smanjenje emisija CO₂.** Kada se potrošnja ili skladištenje preusmere u sate visoke proizvodnje iz OIE (npr. solarna proizvodnja u podnevnim satima), smanjuje se potreba da EES pokriva vršne potrebe energijom iz fosilnih kapaciteta. Na taj način opadaju i emisije. Analize pokazuju da puna aktivacija fleksibilnosti iz potrošnje do 2030. godine može smanjiti emisije u elektroenergetskom sektoru za oko 37,5 miliona tona CO₂eq godišnje (oko 8% u odnosu na scenario bez), uz istovremeno lakše ostvarenje ciljeva smanjenja emisija.[32]
2. **Smanjenje ograničenja proizvodnje i povećana integracija OIE .** Fleksibilnost omogućava da se višak energije u periodima visoke proizvodnje “apsorbuje” kroz povećanu potrošnju ili punjenje skladišta, čime se smanjuje opterećenje EES-a i potreba za prinudnim ograničavanjem proizvodnje iz vetra i sunca, čime se povećava ukupni udeo OIE u miksu. Analize za EU pokazuju da aktiviranje fleksibilnosti može značajno smanjiti curtailment: procenjuje se da se može izbeći oko 15,5 TWh godišnje, što je približno 61% manje u odnosu na scenario bez fleksibilnosti.[32]

Za Srbiju to znači nekoliko praktičnih koristi odjednom:

EKOLOŠKE KORISTI ZA SRBIJU

01

VIŠE OIE SE ZALISTA INTEGRIŠE I KORISTI, PA SE SMANJUJE POTREBA ZA ENERGIJOM VEZANOM ZA UVOZ UGLJA I GASA



Ovo je posebno važno jer Srbija i dalje značajan deo energetske potrebe pokriva uvozom fosilnih goriva, pa je osetljiva na skokove cena i političke rizike. Zbog niske kalorijske vrednosti domaćeg lignita, uglj boljeg kvaliteta se uvozi: od sredine 2022. do kraja 2024. ugovoreno je preko 8 miliona tona uvoza, uz prosečnu cenu isporučenog uglja u 2024. od oko 90 EUR/t. Kod gasa je slika još jasnija: domaća proizvodnja pokriva tek oko 11% potreba, a ostatak dolazi iz uvoza. Zbog toga povećanje domaće proizvodnje iz OIE nije samo "zeleno" pitanje, već i pitanje energetske sigurnosti.

02

SMANJUJE SE RAD NAJZAGADUJUĆIH JEDINICA U KRITIČNIM SATIMA, PA SE SMANJUJU EMISIJE I CO₂ I LOKALNIH ZAGAĐIVAČA



Termoelektrane na uglj emituju zagađivače poput sumpor-dioksida (SO₂), azotnih oksida (NO_x) i sitnih čestica (PM₁₀ i PM_{2.5}), koji su povezani sa bolestima disajnog sistema, astmom i povećanim rizikom od srčanih bolesti. Prema izveštaju Udruženja za zdravlje i životnu sredinu (Health and Environment Alliance - HEAL), eksterni troškovi zdravstvenog sistema po proizvedenom MWh energije iz termoelektrana u Srbiji procenjuju se na 35 do 65 evra. Ovi troškovi uključuju troškove lečenja zdravstvenih posledica poput respiratornih i kardiovaskularnih oboljenja, kao i ekonomske gubitke usled smanjene produktivnosti.

03

ČISTIJI ENERGETSKI MIKS SMANJUJE RIZIK OD BUDUĆIH TROŠKOVA CO₂



Čistiji miks smanjuje izloženost budućim troškovima CO₂ (kroz takse, ETS ili slične mehanizme), a u međunarodnom kontekstu smanjuje i „ugrađeni CO₂“ u električnoj energiji i proizvodima, što je važno za konkurentnost privrede u kontekstu CBAM-a i šireg usklađivanja sa pravilima EU



Slika 16 - Ekološke koristi agregacije za Srbiju [33-35]

Na ovaj način, agregatori fleksibilnosti stvaraju „win-win-win“ situaciju: potrošači ostvaruju direktne novčane uštede i dodatne prihode, OPS i ODS značajno smanjuju operative i investicione troškove, a društvo u celini dobija brži i jeftiniji put ka dekarbonizaciji. Sve navedeno potvrđuje da agregacija fleksibilnosti nije „jedna usluga“, već paket ko-benefita koji istovremeno smanjuje troškove potrošačima, rasterećuje OPS i ODS, i ubrzava integraciju OIE uz niže emisije i veću energetske sigurnost.

KOME AGREGACIJA DONOSI VREDNOST?



Slika 17 - Tehničke, ekonomske i ekološke koristi agregacije

POGLAVLJE 6

6 PRIMERI IZ PRAKSE

U nastavku su predstavljeni primeri iz energetske sisteme sa visokim učešćem OIE, gde su VPP i agregatori već integralni deo tržišta fleksibilnosti.

6.1 VPP u Južnoj Australiji

VPP predstavljaju važan mehanizam za integraciju OIE i unapređenje stabilnosti EES, što je posebno uočljivo na primeru Južne Australije. U Južnoj Australiji 2023. godine udeo proizvodnje SE i VE u godišnjoj proizvodnji električne energije iznosio je oko 65%. Tesla je u ovom regionu pokrenula projekat izgradnje VPP ukupne snage 250 MW, sa ciljem jačanja energetske infrastrukture i povećanja pouzdanosti snabdevanja u okruženju u kome gotovo polovina električne energije potiče iz vetroelektrana. Projekat je najpre realizovan kao pilot-program u saradnji sa Vladom Južne Australije i obuhvatio je 1.100 stambenih jedinica 16, dok u trenutku pisanja ove studije preko 5.500 domaćinstava ima koristi od toga što su deo VPP [37].

Koncept VPP u Južnoj Australiji zasnovan je na četiri ključne komponente.

3. **Prvu čini pametno brojilo ugrađeno u svako domaćinstvo**, koje omogućava nadzor i upravljanje solarnim i baterijskim sistemima, kao i precizno merenje potrošnje i proizvodnje.
4. **Drugom komponentu predstavlja instalirana mreža krovnih solarnih elektrana** snage 5 kW na javnim objektima, koja obezbeđuje lokalnu proizvodnju iz OIE.
5. **Treći element je baterijsko skladištenje zasnovano na Tesla Powerwall 2 sistemima** (5 kW/ 13,5 kWh), koji omogućavaju akumulaciju proizvedene energije.
6. **Četvrti i najvažniji deo sistema čini centralizovana platforma za upravljanje**, koja koordinira proizvodnju, skladištenje i razmenu energije između pojedinačnih domaćinstava i EES, optimizujući iskorišćenost OIE i doprinos stabilnom radu EES [16].

Početne procene su pokazale da bi ovaj pristup mogao da obezbedi dodatnih 130 MW solarnog kapaciteta i 130 MW/330 GWh distribuiranog upravljivog skladišta energije, čime bi se značajno povećala fleksibilnost i otpornost EES. Ukoliko bi se projekat proširio i na privatna domaćinstva, ukupni efekti bili bi znatno veći: uključivanje oko 50.000 domaćinstava moglo bi da obezbedi još 250 MW vršne snage ili da za isti iznos smanji opterećenje EES. Na ovaj način VPP ne samo da povećava stepen integracije OIE, već i unapređuje stabilnost, fleksibilnost i ekonomičnost kompletnog EES 16.

U pogledu ekonomskih efekata, analize pokazuju da bi svakih dodatnih 50 MW kapaciteta, koji putem VPP postaje raspoloživ EES, moglo da obori veleprodajnu cenu električne energije za oko 3 USD/MWh za sve kupce u Južnoj Australiji. Ako bi u projektu učestvovao samo javni sektor, inicijativa bi mogla da dovede do smanjenja cene za oko 6 USD/MWh, što na godišnjem nivou predstavlja približnu uštedu od 65 miliona dolara. U slučaju dostizanja kompletne snage od 250 MW, efekti bi bili približno dvostruko veći. Vlada takođe ukazuje da bi domaćinstva uključena u projekat mogla da ostvare i do 30% niže račune za električnu energiju, što potvrđuje značajne ekonomske koristi ovog modela 16.

6.2 VPP u Nemačkoj

Jedan od najpoznatijih primera uspešne integracije agregatora i VPP modela potiče iz Nemačke, gde se beleži razvijeno tržište pomoćnih usluga i visok nivo uključivanja distribuiranih izvora energije. Nemačka je uspostavila regulatorni i tehnički okvir koji omogućava da male SE, VE i druga distribuirana postrojenja postanu aktivni učesnici kroz

agregiranje [16, 38, 39]. U Nemačkoj 2023. godine udeo proizvodnje SE i VE u godišnjoj proizvodnji električne energije iznosio je oko 40%.

Jedan od vodećih aktera na ovom tržištu je Next Kraftwerke, koji upravlja jednom od najvećih VPP u Evropi. Prema podacima iz 2025. godine, sistem integriše preko 14.000 energetskih resursa: malih i srednjih proizvođača, skladišta energije, kao i industrijskih i komercijalnih potrošača električne energije. Next Kraftwerke je u 2024. godini ukupno agregirao više od 13.500 MW i ostvaruje 15,1 TWh godišnje proizvodnje električne energije [38]. Kompanija je aktivna u devet evropskih regulacionih oblasti i na evropskim berzama električne energije.

Njen digitalni sistem *NEMOCS (Next Kraftwerke Energy Management and Optimization Control System)* omogućava prognoziranje, tržišno upravljanje, optimizaciju i automatizovano upravljanje DER resursima u realnom vremenu. Platformu mogu da koriste i druge organizacije, proizvođači, distributeri i industrijski potrošači, za formiranje sopstvenih VPP, čime se povećava konkurentnost i unapređuje efikasnost u sektoru [16, 38, 39].

Next Kraftwerke nudi različite proizvode i usluge za trgovinu električnom energijom. Pored direktnog plasmana na tržište proizvedene električne energije iz OIE, još jedan važan proizvod je obezbeđivanje balansne rezerve iz decentralizovanih postrojenja i skladišta električne energije. Next Kraftwerke agregira postrojenja na biogas, hidroelektrane, kogenerativna postrojenja, baterije i elektrolizere. U asortiman proizvoda Next Kraftwerke-a ubrajaju se i usluge u okviru programa *Redispatch 2.0*, koji se bavi upravljanjem zagušenjima u mreži. Pored toga, kompanija nudi ugovore o otkupu struje PPA (*Power Purchase Agreements*) i energetske usluge kao što su upravljanje portfoliom i pristup tržištu.

Na sajtu kompanije Next Kraftwerke se ističe da automatizacija i optimizacija upravljanja dovode do smanjenja gubitaka i veće efikasnosti EES, a istovremeno smanjuju troškove za korisnike EES. Inteligentno upravljanje potrošnjom, uz upotrebu pametnih brojlara, omogućava domaćinstvima da prilagode potrošnju u skladu sa dinamičkim tarifama, dok agregatori objedinjavanjem fleksibilnih potrošača i malih proizvođača doprinose održavanju stabilnosti EES i optimizaciji troškova čak i za male industrijske potrošače [16, 38, 39]. Next Kraftwerke je dobitnik više nagrada kao kompanija koja doprinosi dekarbonizovanoj, digitalizovanoj i resursno efikasnijoj budućnosti.

6.3 Octopus Energy Group u Velikoj Britaniji

Octopus Energy Group je multinacionalna kompanija osnovana 2015. u Velikoj Britaniji, sa poslovanjem u 32 zemlje [40]. Kompanija je među najvećim evropskim investitorima u OIE, sa portfolijom vrednim oko 7 milijardi funti. Do 2019. kompanija se nije bavila proizvodnjom električne energije, ali nakon toga razvija sopstvene projekte proizvodnje iz OIE kroz ogranak Octopus Generation. Prema izveštaju iz oktobra 2025, Octopus ima oko 10 miliona korisnika globalno, a u UK je najveći snabdevač sa 12,9 miliona brojila i oko 7,3 miliona domaćinstava. Kompanija planira da do 2030. investira oko 2 milijarde funti u OIE projekte u UK, uključujući četiri solarne elektrane ukupne snage 222 MW [41]. Portfolio obnovljivih kapaciteta ukupne snage oko 4,4 GW obuhvata velike i krovne solarne elektrane, vetroelektrane, biogasna i biomasa postrojenja, kao i manje hidroenergetske objekte. U oblasti elektromobilnosti Octopus podržava pametno kućno punjenje i upravlja globalnom mrežom Electaverse sa više od 1 miliona javnih punionica. Octopus razvija V2G programe u kojima se električna vozila koriste kao fleksibilna potrošnja i mobilno skladište energije. Agregiraju fleksibilne resurse industrijskih i komercijalnih potrošača, EV flota i baterijskih sistema [40].

Octopus je široko prepoznat po svojoj sposobnosti da omogući fleksibilnost EES -a kombinovanjem digitalnih platformi, naprednih (smart) maloprodajnih ponuda i agregacije DER. Ovaj pristup je izgrađen oko dve komplementarne platforme: Kraken, koja podržava

napredno merenje (pametna brojila), interakciju sa kupcima i brzu primenu inovativnih tarifa, i KrakenFlex, koja omogućava agregaciju, optimizaciju i dispečiranje fleksibilnih resursa. Zajedno, ove platforme obezbeđuju podatke, mogućnost upravljanja i komercijalni interfejs neophodan za prevođenje resursa iza mesta primopredaje (behind-the-meter) u merljivu i dispečabilnu fleksibilnost.

Centralni element Octopus-ovog modela jeste aktiviranje fleksibilnosti putem dinamičkih i vremenski promenljivih cenovnih signala. Nudeći tarife koje bolje odražavaju stvarne troškove električne energije u različitim vremenskim periodima, Octopus podstiče pomeranje potrošnje van vršnih perioda sistema ka vremenima kada je električna energija jeftinija i tipično „zelenija“, odnosno sa većim udelom obnovljivih izvora u sistemu.

Drugi element omogućavanja fleksibilnosti jeste automatizacija. Octopus je pomerio fleksibilnost izvan okvira manuelnih promena u ponašanju korisnika, posebno kroz pametno punjenje EV, gde kupci mogu definisati osnovne preferencije (npr. do kada automobil mora biti spreman), dok se optimizacija i raspored potrošnje određuju automatski. Prebacivanjem akcija sa kupaca na algoritme, odziv fleksibilnosti može biti konzistentniji, predvidljiviji i bolje usklađen sa potrebama sistema. To je važno jer uklanja faktor vremenske kritičnosti iz potrošnje i pretvara konzum u vredan resurs za EES.

Treći element podrazumeva objedinjavanje pasivne potrošnje u virtuelnu elektranu (VPP). Octopus koristi svoje platforme Kraken i KrakenFlex kako bi integrisao fleksibilne resurse, kao što su toplotne pumpe, električna vozila i baterije, u portfolija koja se mogu nadgledati i dispečirati. Ovde nije reč samo o reagovanju na cenovne signale sa veleprodajnog tržišta. U praksi, ovaj primer pokazuje kako se fleksibilnost takođe može koristiti za rešavanje lokacijski specifičnih ograničenja (uskih grla u mreži), gde vršna opterećenja i zagušenja često nameću potrebu za pojačanjem mrežnih kapaciteta.

Uzimajući u obzir sve navedeno, Octopus pruža praktičan primer kako se fleksibilnost može obezbediti kombinacijom naprednih maloprodajnih ponuda, automatizacije i agregacije vođene platformama, čineći fleksibilnost merljivom, upravljivom i investiciono atraktivnom u velikom obimu.



Slika 18 - Primeri iz prakse

7 LITERATURA

1. IEA (2025), World Energy Outlook 2025, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)
2. IRENA (2025), Renewable energy statistics 2025, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_DAT_RE_Statistics_2025.pdf
3. EMBER (2025) Global Electricity Review 2025 <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/04/Report-Global-Electricity-Review-2025.pdf>
4. Cochran, Jaquelin, et al. Flexibility in 21st century power systems. No. NREL/TP-6A20-61721. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2014
5. IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
6. European Grids Package proposal [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/774695/EPRS_BRI\(2025\)774695_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/774695/EPRS_BRI(2025)774695_EN.pdf)
7. IEA (2025), Grid congestion is posing challenges for energy security and transitions, IEA, Paris <https://www.iea.org/commentaries/grid-congestion-is-posing-challenges-for-energy-security-and-transitions>, Licence: CC BY 4.0
8. RTE Annual Electricity Review 2024 – Key findings <https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2025-11/RTE%20-%20Annual%20electricity%20review%202024%20-%20Key%20findings.pdf>
9. Recent Facts about Photovoltaics in Germany, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download from <https://www.pv-fakten.de/>, Version update 18.08.2025.
10. <https://montelnews.com/news/0b0e7ebc-b7f3-4cc3-9b4a-3c6c22ee9b39/eu-power-grid-congestion-to-double-by-2030-analyst>
11. Bundesnetzagentur (BNetzA), SMARD – Electricity market data for Germany (DE-LU), Annual evaluation 2024, <https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/215704/evaluation-of-last-year>
12. EPEX Spot – Basics of the Power Market <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#negative-prices-q-a>
13. ENTSO-E – “System Flexibility Needs for the Energy Transition” 2024, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/System_Needs/entso-e_System_Needs_Energy_Transition_v10.pdf
14. Koolen, D., De Felice, M. and Busch, S., Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, EUR 31239 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, ISBN 978-92-76-57363-0, doi:10.2760/384443, JRC130519. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130519>
15. IEA (2024), Integrating Solar and Wind, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>, Licence: CC BY 4.0
16. IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Aggregators*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Aggregators_2019.pdf
17. IRENA (2019), *Demand-side flexibility for power sector transformation*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Dec/IRENA_Demand-side_flexibility_2019.pdf
18. IRENA (2025), *Digitalisation and AI for power system transformation: Perspectives for the G7* https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Oct/IRENA_INN_Digitalisation_AI_for_power-systems_2025.pdf

19. Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine sa projekcijama do 2050. godine.
20. Integrirani nacionalni energetska i klimatski plan republike Srbije za period do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine.
21. Izveštaj o radu agencije za energetiku za 2024. godinu
<https://www.aers.rs/media/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202024.pdf>
22. Eurostat,
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tran_r_elvehst/default/bar?lang=en
23. IRENA (2024), *World energy transitions outlook 2024, 1.5°C Pathway*
24. Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije: 40/2021-23, 35/2023-79, 94/2024-204 (dr. zakon) <https://pravno-informacioni-sistem.rs/eli/rep/sgrs/skupstina/zakon/2021/40/2/reg>
25. EMS, Pravila za priključenje objekata na prenosni sistem, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/11/Pravila-za-prikljucenje-objekata-na-prenosni-sistem-07.11.2023.pdf>
26. Spisak svih podnetih zahteva u postupku priključenja (ažuriran 15.12.2025. godine)
<https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/20251215-proizvodjaci-Spisak-prikljucenja1.pdf>
27. <https://seepex-spot.rs/sr-latn/download-reports-2/>
28. Zakon o energetici, Sl. glasnik RS, br. 145/2014, 95/2018 (dr. zakon), , 40/2021, 35/2023 (dr. zakon), , 62/2023 i 94/2024,, 109/2025-159 (dr. zakon), 109/2025-171 (dr. zakon), 109/2025-199 (dr. zakon)
29. A. Brajko , N. Šijaković, Ž. Đurišić, „Mogućnosti i efekti unapređenja fleksibilnosti i koordinacije prenosnog i distributivnih sistema električne energije,“ y 17th International Symposium INFOTEH, Jahorina, 2018.
30. D. Grujić, M. Kuzman, „Uloga agregatora u razvoju tržišta električne energije,“ Elektroprivreda , t. 1, pp. 15-29, 2023
31. Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, dostupno na: <https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MOC11>
32. DNV & smartEn (2022), *Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030*.
33. Izveštaj o realizaciji 3PP EPS AD za period I-IX 2024.g [link](#).
34. World Health Organization. (2006). Air quality guidelines: Global update 2005, [link](#).
35. Hronično zagađenje ugljem - Akcija EU na Zapadnom Balkanu će unaprediti zdravlje i ekonomije širom Evrope. HEAL, CAN Europe, Sandbag, CEE Bankwatch Network i Europe Beyond Coal. 2019, [link](#).
36. IRENA , „Innovation landscape brief: Aggregators,“ 2019.
37. South Australia's Virtual Power Plant, 2025,
<https://www.energymining.sa.gov.au/consumers/solar-and-batteries/south-australias-virtual-power-plant>
38. <https://www.next-kraftwerke.com/vpp>
39. J. Lazin, K. Bibić, M. Stanković, I. Vasiljević, „Uloga agregatora u elektroenergetskom sistemu,“ energija, ekonomija, ekologija, pp. 10-14, 2024
40. <https://octopus.energy/>
41. <https://www.powersystemsuk.co.uk/octopus-energy-generation-to-invest-2bn-in-uk-renewables/>

STUDIJA

Agregatori u Srbiji

Radni paket 2

DEO II - SPREMNOST SRBIJE ZA RAZVOJ AGREGATORA



SAŽETAK

ŠTA DONOSI RP2

Strateški okvir Srbije - Prikaz načina na koji su agregatori prepoznati u ključnim strateškim dokumentima energetskega sektora.

Regulatorni okvir - Pregled važećih propisa koji stvaraju osnov za rad agregatora u Srbiji.

Nedostajući propisi - Identifikacija pravnih akata koje je potrebno dopuniti kako bi agregatori mogli nesmetano da počnu sa radom.

Tržišne mogućnosti - Pregled tržišta i usluga kroz koje agregatori mogu ostvarivati svoju ulogu.

Tehnički preduslovi - Analiza potrebne merne, komunikacione i digitalne infrastrukture.

Ključni izazovi - Pregled glavnih prepreka za praktičan razvoj agregacije u Srbiji.

Ovo poglavlje se nadovezuje na prvo poglavlje koje je definisalo konceptualni okvir i neka međunarodna iskustva u oblasti agregatora. U okviru ovog poglavlja analiziran je položaj agregatora u relevantnim strateškim dokumentima Republike Srbije uključujući Integrirani nacionalni energetskega i klimatskega plan (INEKP), Strategiju razvoja energetike, Plan razvoja prenosnog sistema, Plan razvoja distributivnog sistema i Akcioni plan pravedne tranzicije, kao i u važećim propisima iz oblasti energetike, među kojima su i Zakon o energetici (ZOE), Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije (ZKOIE), Pravila o radu tržišta i Pravila o radu prenosnog sistema.

Analiza je pokazala da strateški dokumenti poseban fokus stavljaju na povećanje fleksibilnosti elektroenergetskog sistema (EES), čime se ističe i značaj uloge agregatora. Iako u Republici Srbiji trenutno postoji zakonski okvir koji omogućava rad agregatora, istraživanjem u okviru ovog poglavlja zaključeno je da su neophodne dodatne izmene i dopune propisa, s obzirom na to da pojedina ključna pitanja, poput načina sticanja licence za agregatore, još uvek nisu definisana, iako predstavljaju osnovni preduslov za njihovo funkcionisanje.

U nastavku su razmotrene mogućnosti i tehnički preduslovi za rad agregatora, kao i stepen spremnosti tržišta, operatora distributivnog (ODS) i prenosnog EES (OPS) i ostalih tržišnih učesnika za pojavu prvih agregatora. Zaključeno je da, iako postoji odgovarajući zakonski osnov, dalji razvoj tržišta i veći broj aktivnih učesnika predstavljaju ključni uslov za punu primenu tržišnih principa, kao i za rad agregatora. Takođe, naglašena je, između ostalog, potreba za intenzivnijom implementacijom naprednih mernih sistema, kao i razvojem savremenih komunikacionih sistema između OPS/ODS i agregatora, kao i između agregatora i članova agregatorskih grupa.

Pored toga, analizirani su i potencijalni članovi agregatorskih grupa. Utvrđeno je da u Republici Srbiji postoje fleksibilni resursi koji mogu biti uključeni u agregaciju, pri čemu se u narednom periodu očekuje dalje povećanje njihovih kapaciteta, kao i pojava novih vrsta fleksibilnih resursa (npr. skladišta električne energije).

Na kraju je dat pregled ključnih izazova sa kojima se suočavaju kompanije zainteresovane za obavljanje agregatorske delatnosti u Republici Srbiji. Takođe, intervjuisani su neki od ključnih učesnika na tržištu, te su prikazana i njihova viđenja razvoja agregatora.

ŠTA DONOSI RP2



Slika 19 - Pregled radnog paketa 2

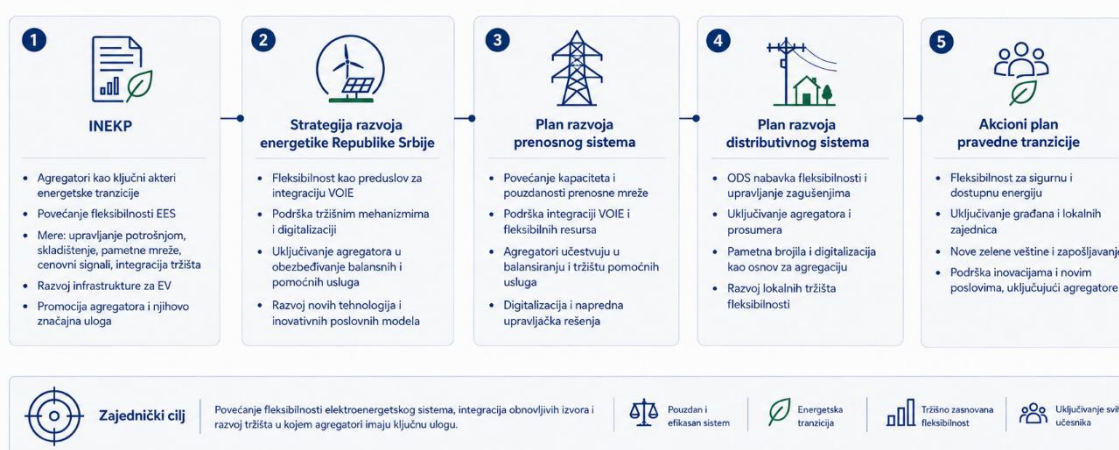
POGLAVLJE 1

8 STRATEGIJA SRBIJE U VEZI AGREGATORA I FLEKSIBILNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA

Više ključnih strateških dokumenata Republike Srbije prepoznaje da će u narednim godinama fleksibilnost postati jedan od presudnih preduslova za pouzdanu i ekonomičnu integraciju varijabilnih obnovljivih izvora energije (VOIE). Ta orijentacija se jasno vidi i kroz tretman agregatora najpre u INEKP [1], a zatim i u širem strateškom okviru energetske sektora, npr. kroz Strategiju razvoja energetike Republike Srbije [2], Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije [3] i Plan razvoja distributivnog sistema Republike Srbije [4].

Strateški okvir za agregatore u Srbiji

Ključni strateški dokumenti koji prepoznaju ulogu agregatora i fleksibilnosti u elektroenergetskom sistemu



Slika 20 - Strateški okvir za agregatore u Srbiji

INEKP je prepoznao agregatora kao jednog od ključnih aktera energetske tranzicije, kao i jednu od alternativnih opcija za ispunjenje obaveze balansne odgovornosti. Kao neke od bitnih mera INEKP definiše povećanje fleksibilnosti EES, kao i kvaliteta snabdevanja električnom energijom. Predviđeno je da se navedeno sprovede primenom politika i mera koje se odnose na pametne mreže, agregaciju, upravljanje potrošnjom, skladištenje i distribuiranu proizvodnju. Pored toga, planirano je da se primene mere koje bi podstakle formiranje cena električne energije zasnovanih na tržištu, kao i cenovne signale u realnom vremenu. Takođe, cilj je i integracija i spajanje tržišta s ciljem da se povećaju kapaciteti za trgovanje postojećih interkonektora, kao i razvoj mehanizama za dispečing, redispečing i ograničavanje proizvodnje radi povećanja fleksibilnosti EES. Planiran je i razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila, kao i različiti podsticaji za upotrebu električnih vozila, što posredno može biti značajna mera i za unapređenje fleksibilnosti EES i veću upotrebu obnovljivih izvora energije (OIE). U cilju ostvarenja ovih ciljeva INEKP definiše mere koje su prikazane u tabeli 1 kroz koje je predviđena i promocija agregatora i njihova značajna uloga u sprovođenju mera.

Investicione mere koje je definisao INEKP će doprineti ostvarivanju najvažnijih preduslova za razvoj agregatora i sprovođenje energetske tranzicije. Pre svega kroz digitalizaciju EES, ali i implementaciju naprednih mernih sistema što podrazumeva nabavku i zamenu klasičnih mernih uređaja savremenim elektronskim mernim uređajima koji imaju mogućnost komunikacije, kao i nabavku i uspostavljanje sistema (softvera i hardvera) za njihovo očitavanje, upravljanje i prikupljanje podataka. Pored upravljanja potrošnjom, praćenja

maksimalnog opterećenja i mogućnosti fleksibilnog tarifiranja, prednosti naprednih mernih sistema su i poboljšanje integracije postrojenja koja koriste OIE, veća energetska efikasnost i bolji kvalitet snabdevanja električnom energijom. Procenjeni resursi upravljive potrošnje u rezidencijalnom sektoru u Srbiji iznose oko 25% [2] ukupne potrošnje sektora, što je značajan potencijal za balansiranje dnevnih varijacija proizvodnje iz OIE. Podatak je utoliko značajniji imajući u vidu da je broj mernih mesta domaćinstava u 2024. godini bio 3.373.023 sa potrošnjom električne energije od 13,225 TWh [5]. U budućnosti će se pokazati koliko je građana spremno da učestvuje u upravljanju potrošnjom – bilo eksplicitnom, bilo implicitnom.

Tabela 1 - Pregled mera u vezi sa agregatorima definisanih INEKP [1]

REFORME		VREMENSKI OKVIR IMPLEMENTACIJE	POTREBNA SREDSTVA (miliona evra)	IZVOR(I) FINANSIRANJA
MP_UE13	Izrada i implementacija modela upravljanja tržišnim i mrežnim podacima	2024–2030.	0,4	EU
MP_UE14	Promovisanje odziva potrošnje za krajnje kupce korišćenjem dinamičkog tarifnog sistema	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE17	Razvoj regulatornog okvira za rad "kupca-proizvođača" (prozjuma)	do 2028.	0,2	EU
MP_UE18	Razvoj regulatornog okvira za rad "skladišta električne energije"	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE19	Razvoj regulatornog okvira za rad "agregatora"	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE19	Razvoj regulatornog okvira za rad Zajednica obnovljivih izvora energije i energetskih zajednica građana	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE21	Sprovođenje mrežnih pravila i smernica EU za električnu energiju putem odgovarajućih izmena i dopuna regulative	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE30	Spajanje tržišta sa tržištem dan-unapred	2024–2030.	0,2	EU
MP_UE31	Spajanje tržišta sa jedinstvenim unutardnevnim tržištem	2024–2030.	0,2	EU
MP_D35 ¹	Pružanje fiskalnih i ekonomskih podsticaja za podršku dodatnoj upotrebi električnih vozila ¹	2025–2030.	1740	EU
INVESTICIJE				
MP_UE9	Ulaganja u digitalizaciju EES s ciljem da se poveća integracija OIE i unapredi kvalitet snabdevanja	2028–2030.	10	EU
MP_UE11	Uvođenje naprednih mernih uređaja za električnu energiju	2024–2030.	32,2	EU
INVESTICIJE I REGULATORNA				
MP_D20	Razvoj neophodne infrastrukture za punjenje električnih vozila	2025–2030.	85	EU
REGULATORNA				
MP_D30	Izrada propisa za učešće proizvođača iz OIE na tržištu električne energije	2024–2028.	0,2	EU

¹ Predviđeno je širok skup mera – od subvencija za kupovinu električnih vozila, olakšavanja ugradnje, olakšica za registraciju putarina, do elektrifikacije javnog prevoza u većim vozila i drugih mera.

LEGENDA

Regulatorna

Reforme

Investicije

Investicije i regulatorna

IZVORI FINANSIRANJA

EU i drugi fondovi, budžetska sredstva

Sopstvena sredstva

Sprovođenje investicionih mera, uz razvoj samog EES, kao i OPS i ODS, neophodan su uslov za sprovođenje svih reformskih mera koje definiše INEKP. Pored navedenog neophodno je voditi računa i o edukacijama kako OPS i ODS, tako i privrede i građana.

Strategija [2] takođe prepoznaje povećanje fleksibilnosti EES kao jedan od ključnih zadataka za budućnost. Unapređenje fleksibilnosti i mogućnosti za veću upotrebu OIE prepoznaje kroz dalji razvoj prenosnog i distributivnog EES u cilju povećan

ja kapaciteta, povezivanje sa interkonekcijom, razvoj tržišta, upravljivu potrošnju, ekspanziju kupaca-proizvođača, skladištenje energije u baterijama, kao i hemijskoj energiji vodonika, ali i izgradnji RHE Bistrica i RHE Đerdap 3, kao i u potencijalnoj izgradnji nuklearne elektrane do 2050. godine. U svemu navedenom agregator može imati jednu od ključnih uloga.

Pored navedenog, i kroz predlog Akcionog plana pravedne tranzicije [6] svi navedeni ciljevi i mere su potvrđeni kao važni u sprovođenju tranzicije.

POGLAVLJE 2

9 REGULATIVA SRBIJE U VEZI SA AGREGATORIMA

Nakon prethodnog poglavlja, u kojem je razmotrena strategija Republike Srbije u oblasti energetske tranzicije, korišćenja OIE, fleksibilnosti EES i uloge agregatora, u narednim poglavljima razmatraju se načini i mogućnosti realizacije postavljenih strateških ciljeva.

Kao prvi korak ka njihovom ostvarivanju, u ovom poglavlju analizira se regulatorni okvir Republike Srbije kojim su definisani pojam, uloga i način rada agregatora. Oblast agregacije uređena je većim brojem pravnih akata iz energetskog sektora, kako zakonskih - među kojima su ZOE [7], ZKOIE [8] i Zakon o energetskej efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije (ZEKE) [9] - tako i podzakonskih, kao što su Pravila o radu tržišta [10] i Pravila o radu prenosnog sistema [11].

S obzirom na to da su relevantne odredbe rasute kroz različite propise, poglavlje je organizovano u više tematskih celina u kojima se razmatraju ključna pitanja od značaja za rad agregatora, uključujući licenciranje, uslove za obavljanje delatnosti, kao i strukturu agregatorske grupe. Na kraju poglavlja, na osnovu sprovedene analize, ukazuje se na pravna akta koja trenutno nedostaju u Republici Srbiji, a čije je donošenje neophodno kako bi se obezbedili jasni i stabilni uslovi za nesmetano funkcionisanje agregatora.

9.1 Definicija agregatora

ZOE [7] definiše agregatora kao pravno ili fizičko lice koje se bavi agregiranjem. Agregiranje podrazumeva objedinjavanje potrošnje i/ili proizvodnje električne energije većeg broja korisnika EES radi kupovine, prodaje ili aukcija na tržištima električne energije.

Takođe i ZEKE [9] prepoznaje agregatora na način koji odgovara ZOE pri čemu daje pravo i na podsticaje agregatorima.

9.2 Licenciranje agregatora

ZOE [7] definiše agregiranje kao jednu od energetske delatnosti za koju je potrebna licenca. Licence za energetske delatnosti izdaje Agencija za energetiku Republike Srbije (AERS) u skladu sa Pravilnikom o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji [12]. Međutim, predmetnim Pravilnikom uslovi za licenciranje agregatora nisu definisani u vreme pisanja ovog dokumenta. Pre donošenja izmena i dopuna Pravilnika neće biti početak rada prvih agregatora.

Ipak, kroz koncept balansne odgovornosti moguće je organizovati zajedničko tržišno nastupanje više subjekata na veleprodajnom tržištu električne energije, tj. na bilateralnom i na organizovanom tržištu, ali se ono ne smatra agregatorom u smislu važećih propisa sa formalnim regulatornim priznanjem uloge agregatora.

9.3 Članovi agregatorske grupe

Na osnovu definicije agregatora [7,9] može se zaključiti da svaki korisnik EES može biti član agregatorske grupe što između ostalog podrazumeva i proizvođača električne energije, krajnjeg kupca čiji je objekat priključen na EES, uključujući kupca-proizvođača, aktivnog kupca i punionice električnih vozila, kao i skladištara. Takođe, i energetske zajednice građana, kao i zajednice OIE mogu biti članovi agregatorske grupe. Grafički prikaz dat je na slici 3.

U skladu sa ZOE [7] svi korisnici EES su ujedno i učesnici na tržištu električne energije. Takođe, i sam agregator je korisnik EES i učesnik na tržištu. Kao jedna od obaveza propisana ZOE za korisnike EES je uređenje pristupa EES, a za učesnike na tržištu

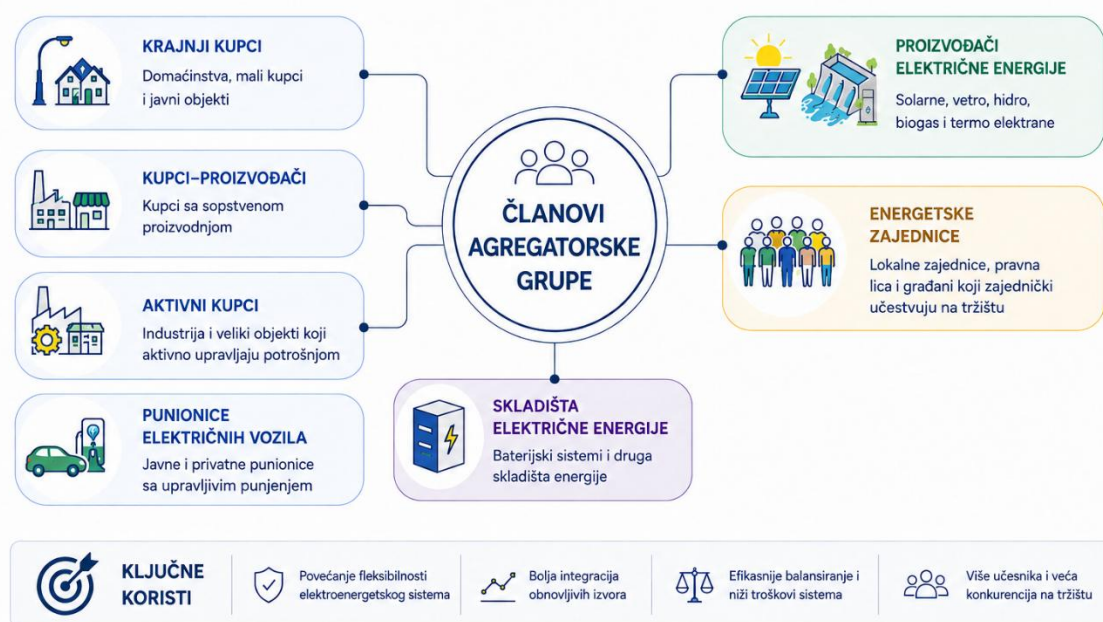
uređenje balansne odgovornosti, te ih i svi članovi agregatorske grupe moraju ispuniti u skladu sa svojim obavezama prema ZOE.

ZOE [7] naglašava da je agregator finansijski odgovoran za odstupanje koji prouzrokuje u EES. Balansna odgovornost može se urediti ili zaključenjem ugovora sa OPS pri čemu učesnik na tržištu postaje balansno odgovorna strana (BOS) ili prenosom balansne odgovornosti na drugu BOS koja aktivno posluje [7, 10]. Osnovni uslov za dobijanje statusa BOS za agregatora jeste potpisivanje ugovora o balansnoj odgovornosti sa OPS i dostavljanje instrumenta obezbeđenja plaćanja. Vrednost instrumenta obezbeđenja plaćanja određuje OPS u zavisnosti od vrednosti rizika agregatora koja zavisi od uloga agregatora na tržištu, sastava balansne grupe, količine resursa unutar agregatorske grupe u slučaju učešća na balansnom tržištu i cena na fjučers tržištu i kreće se od minimalne vrednosti od 100.000 evra u slučaju učešća samo na balansnom tržištu preko minimalnih 1.000.000 evra do maksimalnih 5.000.000 evra u slučaju učešća na veleprodajnom tržištu (organizovanom i bilateralnom) uz mogućnost i veće vrednosti u slučaju postojanja velikih debalansa na tržištu u Srbiji [10].

Agregator, kao korisnik EES, dužan je da sa OPS ili ODS (u zavisnosti na koji naponski nivo EES su priključeni članovi agregatorske grupe) zaključi ugovor o pristupu EES, najverovatnije bez plaćanja pristupa EES. Način i uslovi za zaključenje ugovora trebalo bi da budu definisani Pravilima o radu distributivnog [13] i prenosnog sistema [11], međutim do početka 2026. godine predmetno pitanje nije obrađeno u ovim pravilima zbog neprepoznavanja agregatora u metodologijama za određivanje cena pristupa prenosnom i distributivnom EES [14, 15].

Članovi agregatorske grupe i ekosistem fleksibilnih resursa

Agregatori povezuju različite učesnike i resurse i omogućavaju njihovo učešće na tržištima električne energije



Slika 21 - Prikaz mogućih članova agregatorske grupe

9.4 Ugovor o agregiranju

Kako bi uredili svoje međusobne odnose agregator i član agregatorske grupe zaključuju ugovor o agregiranju. Sadržaj ugovora o agregiranju i svi detalji u vezi sa njim trebalo bi da budu definisani izmenama i dopunama Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja električne energije [16] koje nisu usvojene do početka 2026. godine.

Agregator može biti i snabdevač i BOS za korisnika EES koji je član agregatorske grupe, a može delovati i potpuno nezavisno od snabdevača i BOS kao nezavisni agregator [7].

Korisnik EES može zaključiti ugovor o agregiranju sa izabranim agregatorom nezavisno od ugovora o snabdevanju električnom energijom. Ukoliko se ugovor o agregiranju zaključuje sa nezavisnim agregatorom, korisniku EES nije potrebna saglasnost snabdevača. Snabdevač korisniku EES sa kojim ima zaključen ugovor o snabdevanju ne može nametnuti diskriminatorne tehničke i administrativne zahteve, procedure ili naknade zbog toga što je zaključio ugovor o agregiranju sa nezavisnim agregatorom. Pre zaključenja ugovora o agregiranju agregator je dužan da informiše korisnika EES o uslovima ugovora.

ZOE [7] definiše da agregator može naplatiti krajnjem kupcu naknadu za raskid ugovora o agregiranju kada krajnji kupac jednostrano raskine ugovor na određeno vreme i sa fiksnim cenama pre isteka važnosti ugovora, pod uslovom da su takve naknade deo ugovora koji je krajnji kupac dobrovoljno zaključio. Takođe, uslov je i da je kupac upoznat sa tim naknadama pre zaključenja ugovora, kao i da zahtev za raskid ugovora nije nastupio kao posledica neizvršavanja ili značajnijeg umanjenja kvaliteta i obima isporučene električne energije. Naknada je proporcionalna i ne može da bude veća od gubitka koji snosi agregator, zbog raskida ugovora od strane krajnjeg kupca, uključujući troškove investicije ili usluge koja je već pružena kupcu kao deo ugovora. U slučaju spora oko visine potraživanja od strane snabdevača ili agregatora, AERS pruža korisnicima EES i agregatoru stručnu pomoć i sve podatke kojima raspolaže u cilju pripreme dokumentacije potrebne za postupak posredovanja.

9.5 Promena i kolektivna promena snabdevača i agregatora

Svaki korisnik EES ima pravo na promenu snabdevača i agregatora.

AERS u skladu sa ZOE [7], donosi Pravila o promeni snabdevača i agregatora [17], kojima se uređuju uslovi i postupak promene i kolektivne promene snabdevača i agregatora, u slučaju kada krajnji kupac ima zaključen ugovor o potpunom snabdevanju. Pravila [17] bi trebalo da sadrže naročito uslove za promenu i postupak promene agregatora, prava i obaveze agregatora čiji ugovor prestaje, novog agregatora, OPS i ODS, kupca i snabdevača, kao i rokove za postupanje učesnika u postupku i druga pitanja od značaja za promenu snabdevača i agregatora. AERS može izreći novčanu kaznu snabdevaču i agregatoru ako ne poštuju Pravila o promeni snabdevača i agregatora.

Pored toga, rok za promenu snabdevača je 21 dan, ali u skladu sa evropskim direktivama rok ne bi trebalo da bude duži od 24h što je i transponovano u ZOE [7] sa početkom važenja od 2026. godine. Prethodno navedeno bi takođe trebalo da bude precizirano Pravilima o promeni snabdevača i agregatora [17]. Međutim, do početka 2026. godine, AERS nije donela izmene i dopune predmetnih pravila kojima bi obuhvatila agregatore, kolektivne promene, kao i rok za promenu od 24h.

9.6 Razmena podataka OPS i ODS sa korisnicima EES

OPS i ODS su dužni da razmenjuju podatke sa korisnicima EES - to se, između ostalog, odnosi na informacije o očitanim stanjima sa mernih uređaja, najavama prekida u isporuci električne energije, promenama snabdevača, agregatora, različitim vrstama upozorenja i slično. S obzirom na veliki broj korisnika EES i količinu podataka koje je potrebno čuvati i primati, odnosno slati, za ove potrebe neophodna su kompleksna softverska rešenja kojima bi OPS i ODS trebalo da raspolažu. Neophodnost ovakvog rešenja je očigledna imajući u vidu regulatorne obaveze opisane u produžetku.

OPS i ODS dužni su da održavaju ažurne baze podataka o krajnjim kupcima i njihovim snabdevačima i agregatorima za sva mesta isporuke sa svog EES, kao i da AERS dostavlja podatke o promeni snabdevača i agregatora i stepenu otvorenosti tržišta [7].

OPS i ODS očitavaju merne uređaje korisnika EES i podatke dostavljaju njihovim snabdevačima, BOS i agregatorima, kao i OPS za potrebe balansnog tržišta i obračuna balansne odgovornosti [7]. Agregatori, OPS i ODS su dužni besplatno, najmanje jednom u obračunskom periodu, ako to korisnik EES zahteva, da omoguće pristup relevantnim podacima i informacijama o isporučenoj, odnosno preuzetoj električnoj energiji na mernom mestu [7].

Pravila i procedure za razmenu podataka između učesnika na tržištu koji se bave agregiranjem i drugih energetske subjekata u oblasti električne energije moraju biti nediskriminatorni i transparentni i obezbeđivati lak pristup podacima uz zaštitu komercijalno osetljivih informacija i ličnih podataka krajnjih kupaca.

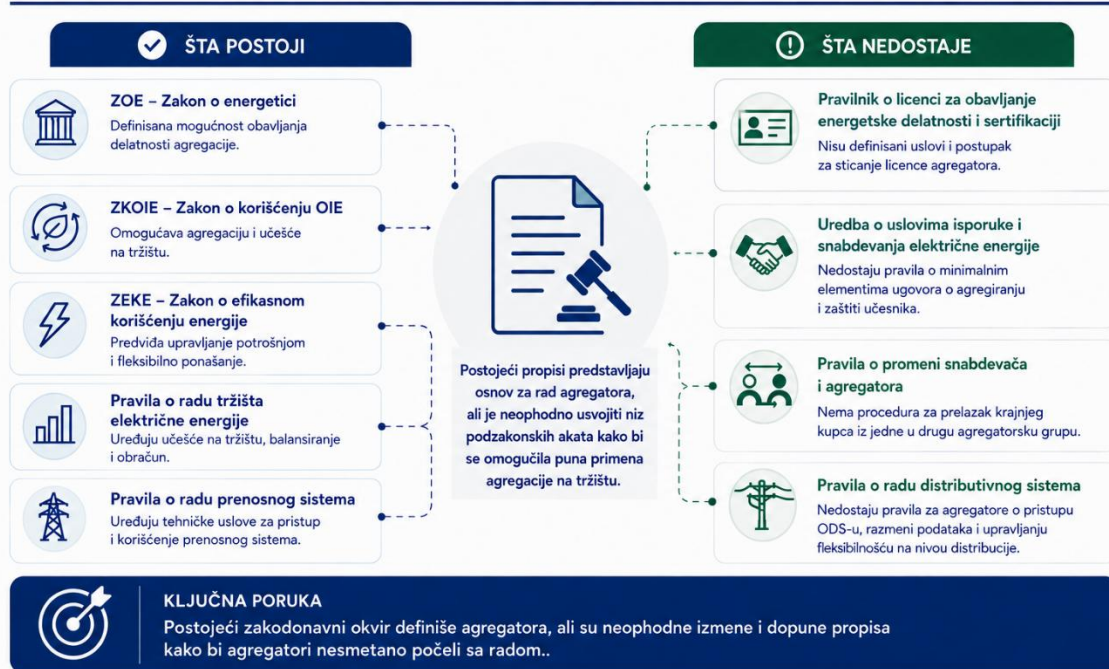
9.7 Nedostajuća pravna akta za funkcionisanje agregatora u Srbiji

Kako je ranije navedeno u Republici Srbiji nedostaje pre svega izmena i dopuna Pravilnika o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji [12]. Bez poznatog načina izdavanja licenci nije moguć početak rada prvih agregatora. Pored toga nedostaju i izmene i dopune Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja električne energije [16] i Pravila o promeni snabdevača i agregatora [17] kako bi se definisali odnosi između agregatora i članova agregatorske grupe. Takođe, neophodno je doneti i izmene i dopune Pravila o radu distributivnog sistema [13], kako bi se, između ostalog, tačno znali uslovi za rad agregatora na distributivnom EES.

Na slici 4 dat je pregled svih neophodnih izmena i dopuna propisa kako bi agregatori nesmetano počeli sa radom.

Regulatorni okvir za rad agregatora u Srbiji

Šta postoji, a šta nedostaje za potpuno funkcionisanje tržišta agregacije



Slika 22 - Lista propisa koje je potrebno izmeniti i dopuniti kako bi agregatori mogli nesmetano da rade u Srbiji

POGLAVLJE 3

10 UČEŠĆE AGREGATORA NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Nakon analize strateških ciljeva Republike Srbije i važeće regulative u vezi agregatora, u okviru ovog poglavlja analiziraće se mogućnosti i uslovi za njihovo učešće i rad na tržištu električne energije, kao i načini ostvarivanja prihoda.

Agregator, kao učesnik na tržištu, ima pristup svim tržištima električne energije. U Republici Srbiji su definisana sledeća tržišta električne energije: bilateralno, balansno i organizovano tržište električne energije, kao i tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja i tržište pomoćnih usluga [7]. Prema vremenu trgovanja električnom energijom tržište električne energije može biti terminsko, tržište za dan unapred i unutardnevno tržište [7].

OPS uređuje i administrira balansno tržište, tržište pomoćnih usluga i tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja. Energetski subjekt koji obavlja delatnost upravljanja organizovanim tržištem električne energije, uređuje i administrira organizovano tržište uz poštovanje principa javnosti i nediskriminacije u Republici Srbiji je SEEPEX [18].

Pored zakonskog okvira [7-9], koji predstavlja osnov za uređenje učešća agregatora na tržištu električne energije, Pravila o radu tržišta [10] i Pravila o radu prenosnog sistema [11] imaju ključnu ulogu u praktičnoj primeni tog okvira. Ova pravila na operativnom nivou razrađuju način pristupa tržištu, prava i obaveze tržišnih učesnika, kao i tehničke i tržišne uslove pod kojima se mogu pružati usluge fleksibilnosti. Time se uspostavlja funkcionalan regulatorni okvir koji omogućava učešće agregatora na tržištu, uz očuvanje sigurnosti rada EES i integriteta tržišta.

Očekuje se razvoj tržišta fleksibilnosti na potpuno tržišnoj osnovi u skorijoj budućnosti. Kako bi se stvorili preduslovi za njegov razvoj potrebno je, između ostalog, da postoji dovoljno učesnika na tržištu koji bi bili u mogućnosti da pruže usluge OPS i ODS, kao i da se ispune tehnički uslovi za pružanje usluga fleksibilnosti opisani u narednom poglavlju i da se organizuje nabavka usluga od strane OPS i ODS.

U okviru ovog poglavlja analiziraće se mogućnosti u trenutnim i budućim uslovima tržišta električne energije za rad agregatora kao učesnika na tržištu i ujedinitelja drugih učesnika na tržištu.

10.1 Mogućnosti za rad agregatora

Agregatori mogu bez ograničenja, i bez saglasnosti drugih učesnika na tržištu, učestvovati na svim tržištima električne energije što obuhvata: bilateralno, balansno i organizovano tržište električne energije, kao i tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja i tržište pomoćnih usluga. Takođe, agregatori mogu trgovati i u svim vremenskim oblicima tržišta što obuhvata terminsko, tržište za dan unapred i unutar dnevno tržište [7]. Mogućnosti za rad agregatora prikazane su na slici 5.



Slika 23 - Pregled mogućnosti rada agregatora

ZOE [7] naglašava da je neophodno da tržišta obezbede svim učesnicima na tržištu da učestvuju, kako individualno, tako i preko agregatora. ZOE naročito prepoznaje potrebu da se omogući učešće krajnjih kupaca i malih preduzeća na tržištima električne energije kroz agregiranje njihove proizvodnje električne energije iz različitih proizvodnih jedinica, odnosno objekata upravljive potrošnje. Na taj način im se obezbeđuje da na osnovu agregiranja formiraju zajedničku ponudu na tržištu, kao i da zajednički deluju na EES.

Evropske direktive [19-21] i sa aspekta energetske efikasnosti prepoznaju agregatora, skladištenje i upravljanje potrošnjom kao važno i to naročito u cilju premeštanja opterećenja sa perioda vršnog opterećenja na periode van vršnog opterećenja od strane krajnjih kupaca, uzimajući u obzir dostupnost energije iz OIE, kogeneracija i distribuirane proizvodnje. Pored toga, prepoznate su i uštede energije koje proizlaze iz upravljanja potrošnjom kod krajnjih kupaca i zbog unapređenja energetske efikasnosti, kao i usled skladištenja energije. Značajan doprinos nosi i rad nezavisnih agregatora, kao i priključenje i dispečing izvora proizvodnje na nižim naponskim nivoima i bliže mestu potrošnje.

EU Direktiva 2018/2001 [21] prepoznaje značajnu ulogu agregatora i u peer to peer (P2P) modelu snabdevanja [22] gde zapravo agregator može optimizovati prodaju i kupovinu električne energije, a pored toga može doprineti i višim prodajnim odnosno nižim kupovnim cenama električne energije za korisnike P2P snabdevanja.

Dakle, agregatori mogu kupovati i prodavati električnu energiju članova svojih agregatorskih grupa u cilju ostvarenja bolje kupovne, odnosno prodajne cene. Pored toga, mogu upravljati proizvodnjom, potrošnjom ili skladištenjem električne energije članova svoje agregatorske grupe na osnovu čega mogu npr. smanjivati trošak debalansa balansne grupe BOS ili pružati usluge fleksibilnosti OPS ili ODS.

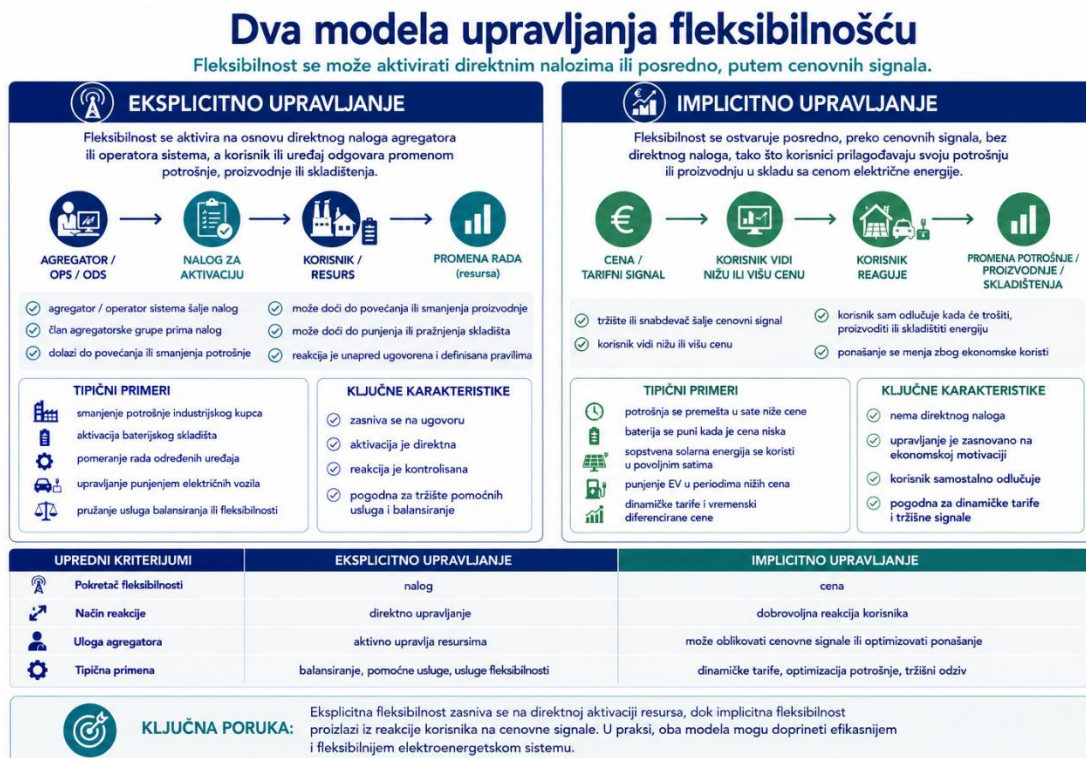
Osnovu za delovanje agregatora čini upravljanje potrošnjom, odnosno proizvodnjom i skladištenjem električne energije članova agregatorske grupe.

10.2 Upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije putem agregiranja

Osnovni alat agregatora za rad na tržištima koja su prethodno opisana je upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije članova agregatorske grupe. U slučaju upravljanja putem agregatora članovi agregatorske grupe dobijaju nalog od agregatora da povećaju ili smanje svoje preuzimanje odnosno injektiranje električne energije u EES. Upravljanje se može vršiti automatski tako što će se kod člana agregatorske grupe instalirati posebni uređaji kojima se može daljinski upravljati i kojima će komande slati agregator. Pored toga, upravljanje se može vršiti i slanjem obaveštenja agregatora članovima agregatorske grupe (npr. mailom, pozivom, kroz aplikaciju) po kojima su oni dužni da sami promene svoju potrošnju, odnosno proizvodnju. Krajnji kupci, proizvođači i skladišta na osnovu naloga agregatora menjaju svoj inicijalno planirani način rada za šta članovi agregatorske grupe dobijaju finansijsku nadoknadu. Svi uslovi upravljanja potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem moraju biti definisani ugovorom o agregiranju.

Primeri automatskog upravljanja potrošnjom već postoje u Srbiji kroz modele domaćinstava sa daljinskim upravljanjem potrošnjom [15] gde daljinski iz dispečerskog centra ODS upravlja sistemima za grejanje prostora i protočnim bojlerima u domaćinstvima koja su izabrala ovu opciju. Njihovim sistemima se daljinski upravlja (dakle, ne mogu ih kupci samoinicijativno koristiti), ali je dispečerski centar u obavezi da kupcima uključi ove sisteme u trajanju od 10 časova dnevno, od čega osam časova neprekidno. ODS određuje kada je tih osam sati i dodatna dva optimalno za distributivni EES i tada uključuje predmetne sisteme kupcima. Pored toga u slučaju da je ambijentalna temperatura niža od minus 10 stepeni, električna energija se isporučuje još dva dodatna sata u periodu od 12h do 22h. Slične modele mogu primenjivati i agregatori uz naravno finansijske pogodnosti za korisnike koji izaberu predmetne modele.

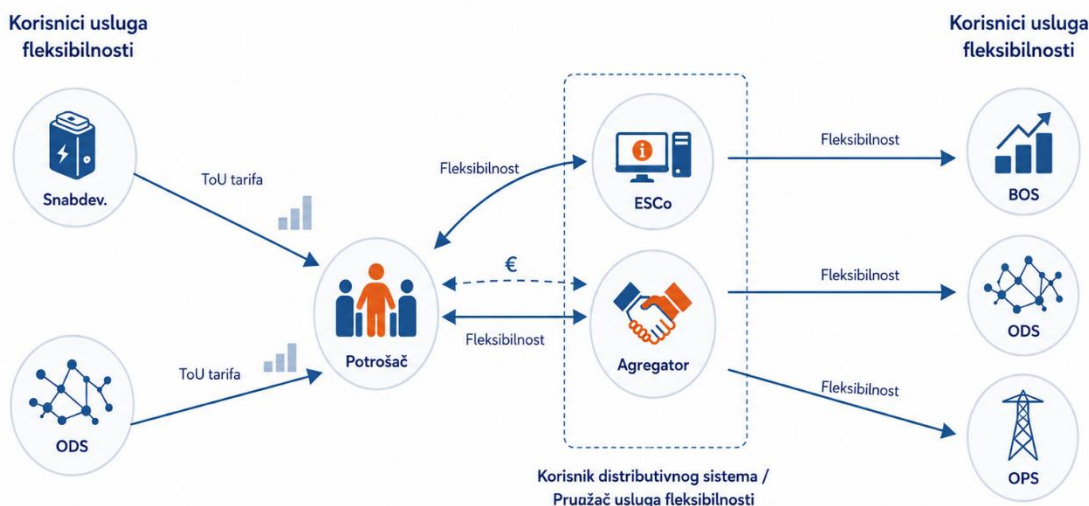
Pored opisanih direktnih, eksplicitnih načina upravljanja potrošnjom i proizvodnjom, upravljanje se može vršiti i implicitno tako što će se cenovnim signalima upravljati potrošnjom, odnosno proizvodnjom. Ukoliko je ponuda veća, odnosno ima dovoljno energije u EES, opterećenje EES je manje, pa će kupovna cena biti niža, a prodajna viša. I obrnuto, ukoliko je ponuda manja, odnosno manje je energije u EES, opterećenje je veće pa će cena biti viša. Prirodno, značajan broj kupaca će zbog finansijskih ušteda planirati potrošnju električne energije u periodima nižih cena. ZOE [7] definiše i upotrebu dinamičkih tarifa [23,24] koje mogu doprineti ovakvom načinu upravljanja potrošnje. Navedeni postupak predstavlja primer implicitne fleksibilnosti. Ovakav model implicitnog upravljanja može koristiti i agregator, naročito ukoliko je i snabdevač članovima agregatorske grupe, pri čemu može nuditi niže cene u periodima kada u okviru agregatorske grupe postoji značajna količina električne energije (npr. ukoliko u agregatorskoj grupi ima dosta solarnih elektrana cena za kupce može biti niža u periodima kada one proizvode električnu energiju) i obrnuto. Takođe, i agregator može eksplicitno upravljati članovima agregatorske grupe na osnovu cenovnih signala sa tržišta (implicitnog upravljanja) u cilju optimizacije sopstvenog poslovanja i većih prihoda/ušteda kako za sebe tako i za članove svoje agregatorske grupe.



Slika 24 - Eksplicitna i implicitna fleksibilnost

Prilikom upravljanja potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem (i eksplicitnih i implicitnih) potrebno je imati u vidu i lokalno stanje EES pre svega u smislu zagušenja u mreži, varijacija napona i kvaliteta isporuke električne energije. Više o ovoj temi biće opisano u narednom delu u kom će biti obrazloženi tehnički uslovi za sisteme komunikacije između ODS/OPS i agregatora.

Moguća je primena i oba modela fleksibilnosti kako je prikazano na slici 7.



Slika 25 - Kombinovana fleksibilnost

10.3 Finansijsko obeštećenje u slučaju eksplicitnog upravljanja članovima agregatorske grupe

S obzirom na to da članovi agregatorske grupe u slučaju eksplicitnog upravljanja potrošnjom/ proizvodnjom na osnovu naloga agregatora menjaju svoj inicijalno planirani

način rada oni mogu prouzrokovati negativne finansijske posledice po druge učesnike na tržištu, npr. debalans za BOS, ili drugačiju potrošnju energije od one koju je snabdevač kupio za krajnjeg kupca prema inicijalnom planu.

Zbog navedenog, propisano je da je krajnji kupac koji samostalno ili preko nezavisnog agregatora učestvuje u upravljanju potrošnjom dužan da izvrši finansijsko poravnanje sa svojim snabdevačem ili BOS koji su direktno pogođeni aktiviranjem upravljanja potrošnjom [7]. Nadoknada ne može biti prepreka za ulazak na tržište agregatora niti remetiti fleksibilnost i ograničena je na pokrivanje troškova koje su pretrpeli snabdevači krajnjih kupaca ili BOS tokom aktiviranja upravljanja potrošnjom. Nadoknada uzima u obzir dobit koju nezavisni agregatori donose drugim učesnicima na tržištu i u tom slučaju se od agregatora ili kupaca može zahtevati da doprinesu takvoj nadoknadi, ali samo onda i u meri u kojoj dobit za sve snabdevače, kupce i njihove BOS ne prevazilaze nastale direktne troškove.

Pravila o radu tržišta [10] predviđaju način finansijskog poravnanja po osnovu inicijalnih cena snabdevanja odnosno balansiranja da bi se izbeglo štetno delovanje po snabdevača u slučaju smanjenja potrošnje i po krajnjeg kupca u drugom slučaju kada kupac povećava potrošnju. Navedeni proces predstavlja primer eksplicitne fleksibilnosti.

Finansijsko poravnanje u slučaju aktivacije upravljanja potrošnjom zasniva se na osnovnoj liniji potrošnje¹ i sprovodi se za svaki obračunski interval u kojem je krajnji kupac dobio nalog za aktivaciju. Način poravnanja zavisi od vrste ugovora koji je zaključen sa kupcem.

Kod krajnjih kupaca sa ugovorom sa:

- potpunim snabdevanjem, poravnanje između snabdevača i kupca vrši se tako da naknada za snabdevanje odražava vrednost koju bi kupac platio da je električnu energiju trošio u skladu sa osnovnom linijom, po inicijalno ugovorenoj ceni. Na taj način se eliminiše uticaj aktivacije fleksibilnosti na komercijalne odnose između snabdevača i kupca,
- sa unapred određenim količinama električne energije, finansijsko poravnanje se sprovodi između kupca i njegovog BOS. Naknada za balansiranje utvrđuje se na osnovu cene za balansiranje i odstupanja između očitane energije, ugovorenih količina i ostvarenja naloga, pri čemu se i u ovom slučaju kao referentna vrednost koristi osnovna linija potrošnje.

Povratni efekat na potrošnju (eng. Rebound efekat) koji predstavlja pojavu pri kojoj se potrošnja električne energije koja je bila planirana, ali nije ostvarena usled upravljanja potrošnjom, vremenski pomera u druge sate, odnosno energija koja je potrošena u jednom satu neće biti potrošena u nekom od narednih sati u kojima je prvobitno bila planirana, u Srbiji još uvek nije obrađen. Takođe efekti koji se javljaju u trenucima aktivacije u kojima se postiže željena snaga upravljanja (efekat rampe), još uvek padaju na teret snabdevača odnosno BOS.

10.4 Kupovina i prodaja električne energije za članove agregatorske grupe i kolektivne šeme snabdevanja

Agregator može ujediniti nabavku odnosno prodaju električne energije za veći broj krajnjih kupaca (uključujući i kupce-proizvođače, aktivne kupce i punionice električnih vozila), odnosno proizvođača i/ili skladišta kako bi mogao da traži ili ponudi veće količine električne energije na tržištu u cilju ostvarivanja povoljnije cene i konkurentnosti.

Ovo je naročito važno u slučaju krajnjih kupaca koji imaju proizvodne objekte za sopstvene potrebe, a višak isporučuju u EES. U tom slučaju agregator može ponuditi viškove većeg

¹ Osnovna linija potrošnje - Osnovna linija za slučaj aktivacije resursa za pružanje usluge balansiranja predstavlja poslednji plan planskog preuzimanja odnosno injektiranja energije u/iz EES koji je dostavio pružalac usluge balansiranja pre početka aktivacije, odnosno pre davanja naloga. Za administraciju podataka o osnovnoj liniji zadužen je OPS.

broja ovakvih krajnjih kupaca i tako im omogućiti izlaz na tržište sa količinom koja može biti konkurentna i za koju se može dobiti odgovarajuća povoljna cena koja je svakako značajno viša od one koju samostalno takav jedan krajnji kupac može ostvariti. Često se ovakvi modeli poslovanja posmatraju kao virtualna elektrana (VPP).

Sličnu ulogu agregator može imati i u kolektivnim šemama snabdevanja kao što su energetske zajednice [25] i P2P snabdevanje [22] gde agregator ne samo da može praviti najbolje kombinacije proizvođača i potrošača, već može i upravljanjem potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem doprineti dodatnim uštedama odnosno prihodima članova agregatorske grupe.

Značajnu ulogu agregator [26] može imati i u slučaju organizovanja punionica električnih automobila gde može upravljati punionicama tako da po najnižim cenama pune, a u slučaju da korisnik zaista želi da koristi punionicu u nekom drugom periodu cena bude značajno viša.

Takođe, agregator može upravljati i potrošnjom tako da se npr. potrošnja povećava u periodu nižih cena, a smanjuje u periodu viših cena.

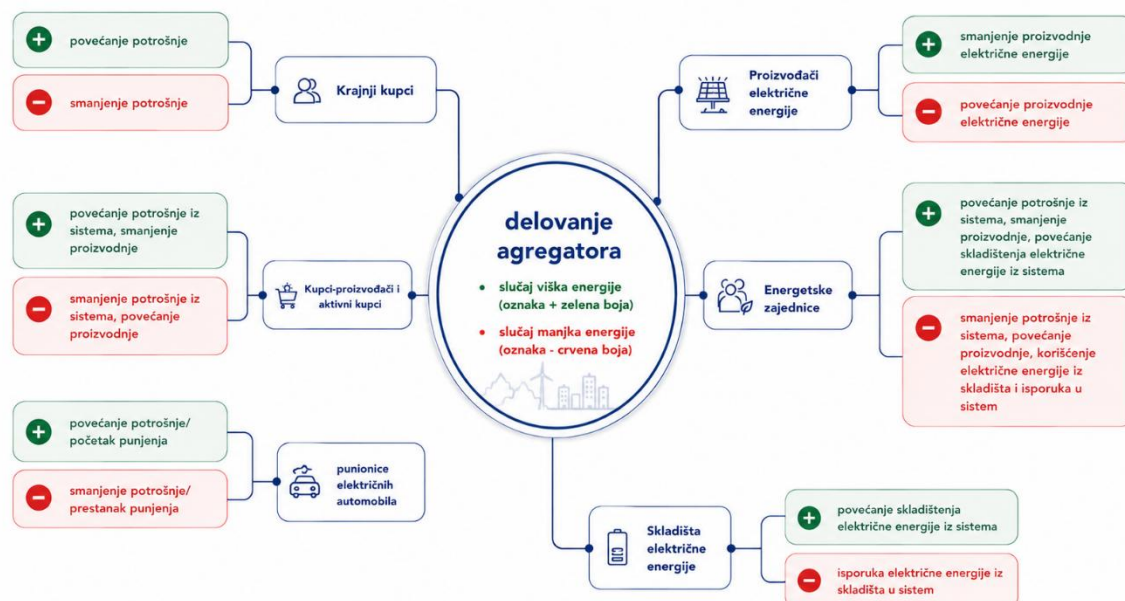
10.5 Smanjenje troškova debalansa BOS

U slučaju da se desi poremećaj u radu balansne grupe koji bi doveo do odstupanja od inicijalnog plana rada koji je prijavljen OPS za balansno tržište, agregator upravljanjem potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem drugih članova agregatorske grupe može ublažiti negativne posledice odstupanja [26].

Ukoliko je na raspolaganju manje električne energije nego što je planirano, npr. ukoliko je planiran rad solarne elektrane punim kapacitetom, ali je iz bilo kog razloga ona delimično smanjila svoju proizvodnju ili prestala da radi (kvar, promena vremenskih uslova i slično) agregator može izdati nalog krajnjim kupcima da smanje svoju potrošnju, drugim proizvođačima da povećaju svoju proizvodnju ili skladištima da isporučuju električnu energiju u EES kako bi balansna grupa bila ponovo u balansu.

Ukoliko je na raspolaganju više električne energije nego što je planirano, npr. ukoliko je planiran rad nekog industrijskog krajnjeg kupca punim kapacitetom, ali je usled kvara on prestao da radi na par sati, agregator može izdati nalog drugim krajnjim kupcima da povećaju svoju potrošnju, proizvođačima da smanje svoju proizvodnju ili skladištima da preuzimaju električnu energiju iz EES kako bi balansna grupa bila ponovo u balansu.

Delovanje agregatora u situacijama manjka, odnosno viška električne energije u okviru balansne grupe, ili EES, grafički je prikazano na slici 8.



Slika 26 - Delovanje agregatora na različite članove agregatorskih grupa u slučaju manjka, odnosno viška električne energije u EES

10.6 Pružanje usluga fleksibilnosti OPS i ODS

Pored navedenog, agregator putem upravljanja potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije članova agregatorske grupe može pružati i usluge fleksibilnosti OPS i ODS kroz frekventne i nefrekventne pomoćne usluge, kao i kroz redispečing i usluge fleksibilnosti na distributivnom EES. Mehanizmi koji su na raspolaganju agregatoru za pružanje pomoćnih usluga prikazani su na slici 5.

OPS i ODS su dužni da usluge fleksibilnosti nabavljaju u skladu sa transparentnim, nediskriminatornim i tržišnim principima, od učesnika na tržištu, što uključuje učesnike na tržištu koji nude energiju iz OIE, one koji se bave upravljanjem potrošnjom, odnosno proizvodnjom, kao i one koji se bave skladištenjem energije, proizvođače, agregatore, kao i aktivne kupce. Može se zaključiti da je najjednostavnije usluge nabavljati od agregatora koji mogu objediniti sve navedene učesnike na tržištu čime mogu pružiti optimalnu uslugu OPS i ODS. Takođe, agregator objedinjavanjem više različitih učesnika na tržištu može adekvatnije odgovoriti na potrebe OPS i ODS nego učesnik na tržištu sa pojedinačnim objektom, na korist EES, ali i agregatora i članova agregatorske grupe koji su učestvovali u pružanju usluga agregatoru i OPS i ODS.

U slučaju da OPS ili ODS proceni da pružanje usluga fleksibilnosti zasnovano na tržišnim principima nije ekonomski opravdano, da ne postoji relevantan broj potencijalnih pružaoca usluga ili da se u delu EES može narušiti siguran i pouzdan rad EES ili izazvati veće zagušenje dužan je da o tome obavesti AERS koja daje mišljenje o načinu nabavke usluga fleksibilnosti. U slučaju da AERS oceni da usluge nije moguće nabaviti na tržišnim principima one se nabavljaju po regulisanoj ceni koja se određuje u skladu sa Metodologijom koju donosi AERS [7,27]. U slučaju da ne postoji razvijeno tržište, usluge se nabavljaju po netržišnim principima. Procenu ekonomskih i tehničkih efekata nabavke usluga fleksibilnosti na tržišnim principima može vršiti i AERS [7].

Cene pružanja zakupa rezerve, odnosno balansnog kapaciteta, je do 2026. godine bila regulisana i određena od strane AERS [7,28]. Od 01.01.2026. cena se određuje na tržišnim principima uz zahtevana izuzeća OPS zarad ograničavanja maksimalne cene za balansni kapacitet [7,10].

ODS je dužan da sarađuje sa OPS prilikom nabavke i aktivacije usluga fleksibilnosti u distributivnom EES kako bi se osigurala optimalna upotreba resursa za pružanje usluga fleksibilnosti, siguran i efikasan rad EES i omogućio razvoj usluga fleksibilnosti, kako na distributivnom, tako i na prenosnom EES [7]. Pokretanje tržišta fleksibilnosti na distributivnom nivou uslovljeno je donošenjem izmena i dopuna Pravila o radu distributivnog sistema [13].

Agregatori mogu OPS i ODS pružati frekventne i nefrekventne pomoćne usluge, kao i usluge fleksibilnosti ODS i učestvovati u redispečingu. Svaka stavka posebno opisana je u produžetku.

10.6.1 Frekventne pomoćne usluge

Frekventne pomoćne usluge su usluge koje OPS pružaju korisnici EES koji ispunjavaju tehničke uslove i to kroz rezervu za održavanje frekvencije (FCR), automatsku (aFRR) i manuelnu rezervu za ponovno uspostavljanje frekvencije (mFRR). FCR i aFRR se pokreću automatski, a mFRR nalogom iz dispečerskog centra. Agregator može učestvovati u pružanju ovih usluga tako što će imati članove koji mogu učestvovati i upravljati njima u cilju što efikasnijeg delovanja.

10.6.2 Nefrekventne pomoćne usluge

Nefrekventne pomoćne usluge su usluge koje koristi OPS i ODS za regulaciju napona u stacionarnom stanju, mogućnost beznaponskog pokretanja i mogućnost ostrvskog rada dela EES. OPS i ODS su odgovorni za nabavku nefrekventnih pomoćnih usluga potrebnih za rad EES u skladu sa transparentnim, nediskriminatornim i tržišno zasnovanim procedurama.

10.6.3 Redispečing

Redispečing je mera, uključujući ograničavanje isporuke električne energije, koju aktivira OPS ili ODS promenom proizvodnog obrasca, obrasca potrošnje, ili oboje, kako bi se promenili fizički tokovi u EES i smanjilo fizičko zagušenje ili na neki drugi način garantovala sigurnost EES.

OPS i ODS su dužni, da u granicama zahteva koji se odnose na održavanje pouzdanog i sigurnog rada EES garantuju sposobnost prenosne i distributivne EES da prenese i distribuiraju proizvedenu električnu energiju iz elektrana koje koriste OIE i elektrana sa visokoeфикаsnom kogeneracijom, uz minimalnu upotrebu redispečinga kojim se ograničava proizvodnja električne energije iz OIE i visokoeфикаsnih kogeneracija. Upravo zbog toga neophodno je unapređivati fleksibilnost EES.

10.6.4 Usluge fleksibilnosti u distributivnom EES

Troškovi povezani s nabavkom usluga fleksibilnosti, uključujući troškove potrebne infrastrukture, kao i informacionih i komunikacionih tehnologija, priznaju se ODS u skladu s metodologijom za određivanje cena pristupa distributivnom EES. Tržište fleksibilnosti na distributivnom EES trenutno ne postoji, ali se očekuje njegov razvoj u skoroj budućnosti.

10.7 Pružanje usluga fleksibilnosti OPS

Za učešće na balansnom tržištu agregator mora potpisati Ugovor o učešću u balansnom mehanizmu sa OPS, a ako želi da učestvuje i na tržištu pomoćnih usluga, tj. na tržištu nabavke balansnog kapaciteta, agregator potpisuje i Okvirni ugovor o pružanju balansnog kapaciteta sa OPS [10]. Ukoliko agregator učestvuje isključivo na balansnom, odnosno tržištu pomoćnih usluga, finansijski uslovi su olakšani u odnosu na druge tipove učešća na tržištu. Instrument za obezbeđenje plaćanja u tom slučaju određen je minimalnom vrednošću od 100.000 evra, pri čemu konačan iznos zavisi od sastava agregatorske grupe.

Za učešće na balansnom tržištu i tržištu pomoćnih usluga agregator formira svoju agregatorsku grupu koja se sastoji od resursa za pružanje usluga balansiranja, ali ne od mesta primopredaje, već od naloga ovim resursima za učešće na balansnom tržištu.

Ako agregator želi da pruža pomoćne usluge balansnog kapaciteta, on mora učestvovati na aukcijama za nabavku balansnog kapaciteta. Obaveza učešća agregatora na ovom tržištu je data za slučaj da u svojoj agregatorskoj grupi ima proizvođače koji po propisima moraju da pružaju pomoćne usluge OPS. Nakon završetka tržišta pomoćnih usluga, agregator učestvuje na balansnom tržištu nudeći ponude za aktivaciju balansne energije iz agregatorske grupe i agregator nudi jednu cenu za sav kapacitet svoje agregatorske grupe.

U slučaju aktivacije agregatora tj. agregatorske grupe, agregator dostavlja OPS informaciju koji resurs iz njegove agregatorske grupe je dobio prosleđeni nalog za aktivaciju. Pre otpočinjanja aktivacije agregator za svaki resurs za koji planira da učestvuje na balansnom tržištu dostavlja osnovnu liniju, koja predstavlja najbolju moguću estimaciju potrošnje ili proizvodnje resursa iz svoje agregatorske grupe koja bi se ostvarila da nije bilo naloga za aktivaciju resursa.

Prilikom slanja naloga za aktivaciju agregatorske grupe na balansnom tržištu, agregator samostalno određuje koji će resurs iz svoje agregatorske grupe aktivirati kao odgovor na nalog OPS. Raspoređene aktivacije iz naloga agregatorske grupe i ostvarenje u aktivaciji naloga, OPS koristi za prilagođenje odstupanja balansnih grupa u kojima se nalaze odgovarajući resursi za pružanje usluge balansiranja koji su članovi agregatorske grupe na osnovu osnovne linije, naloga i ostvarenja naloga. Tržišni model u Srbiji je uređen na taj način da BOS ne odgovara za odstupanja naloga od željene vrednosti jer za to odgovara agregator odnosno agregatorov BOS, a BOS odgovara samo za odstupanja njegovog plana od osnovne linije. Ovo u praksi predstavlja Model energetske korekcije za određivanje iznosa za odstupanje BOS. Svi modeli implementacije agregatora će biti objašnjeni u odeljku koji se bavi iskustvima drugih zemalja.

10.8 Stepen razvoja tržišta i uticaj na poslovanje agregatora

Na osnovu svega prethodno navedenog u okviru ovog poglavlja može se zaključiti da postoje bogate mogućnosti za rad agregatora u Republici Srbiji.

U Srbiji tržište pomoćnih usluga i generalno fleksibilnosti, koje je jedno od ključnih za delovanje agregatora, detaljno je definisano tek izmenama i dopunama Pravila o radu tržišta [10] i Pravila o radu prenosnog sistema [11] krajem 2025. godine. Od 01.01.2026. godine organizovano je na tržišnim osnovama, međutim biće potrebno izvesno vreme kako bi ono počelo da funkcioniše u praksi, u smislu dovoljnog broja učesnika, transparentnosti, otvorenosti i adekvatne ponude i potražnje. S obzirom na to tek kada tržište fleksibilnosti bude potpuno aktivno agregatori mogu postići svoju glavnu svrhu - unapređenje fleksibilnosti EES na korist kako EES, ODS, OPS i svih korisnika EES, kao i svoj glavni cilj – finansijske prihode, kako za sebe tako i za članove agregatorske grupe.

Pružanje pomoćnih usluga ODS-u od strane agregatora, kao ni drugih učesnika na tržištu, neće biti moguće u narednom periodu sve do donošenja izmena i dopuna Pravila o radu distributivnog sistema [13] koja bi ovu temu definisala i razvoja tržišta pomoćnih usluga i generalno fleksibilnosti na distributivnom nivou.

Međutim, trenutno su na tržišnom principu potpuno funkcionalni bilateralno, balansno i organizovano tržište. S obzirom na to, na ovim tržištima agregatori mogu učestvovati u smislu kolektivnih šema snabdevanja, kao i zajedničke kupovine, odnosno prodaje električne energije za više učesnika na tržištu koji su članovi agregatorske grupe (organizovano i bilateralno tržište). Očekivane su i aktivnosti agregatora u smislu smanjenja troškova debalansa BOS (balansno tržište). Takođe, mogu upravljati potrošnjom krajnjih kupaca u cilju smanjenja njihovih troškova za električnu energiju. Upravo navedeno mogu biti prve delatnosti kojima se agregatori mogu baviti u Republici Srbiji. Tek po razvoju tržišta pomoćnih usluga mogu učestvovati i na ovom tržištu i to se očekuje u budućnosti.

POGLAVLJE 4**11 TEHNIČKI USLOVI ZA RAD AGREGATORA**

Nakon sagledavanja strateških opredeljenja Republike Srbije, relevantnog regulatornog okvira u oblasti agregacije i mogućnosti za poslovanje agregatora, u ovom poglavlju razmatraju se tehnički uslovi za rad agregatora. Iako su strateški ciljevi u oblasti fleksibilnosti EES i energetske tranzicije jasno definisani, njihova realizacija u velikoj meri zavisi od tehničkih mogućnosti kako agregatora i članova agregatorske grupe, tako i OPS, ODS i samog EES i njegove spremnosti da integriše nove učesnike, poput proizvodnih objekata iz OIE ili agregatora.

U okviru ovog poglavlja, biće detaljnije razmatrani tehnički uslovi za EES, ODS, OPS, agregatore i članove agregatorskih grupa u kontekstu mogućnosti i uslova rada agregatora. Poglavlje je organizovano kroz više potpoglavlja, kako bi svaka grupa tehničkih zahteva bila sagledana na odgovarajući način.

11.1 Tehnički uslovi za priključenje proizvođača iz VOIE i fleksibilnost EES

Funkcionisanje agregatora u velikoj meri zavisi od stanja EES, kao i od uloge OPS i ODS. Stabilan i dovoljno fleksibilan EES, uz visok nivo digitalizacije, napredne merne sisteme i mogućnosti daljinskog nadzora i upravljanja u realnom vremenu, predstavlja osnovni tehnički preduslov za efikasno angažovanje agregatora. Bez ovakvog nivoa tehničke opremljenosti, OPS i ODS ne mogu pravovremeno identifikovati zagušenja, proceniti potrebu za angažovanjem fleksibilnih resursa niti ih optimalno koristiti.

Kako bi se ostvarili tehnički uslovi za EES, ključni preduslov je i adekvatno finansiranje razvoja EES, digitalizacije i pružanja usluga fleksibilnosti. OPS i ODS ostvaruju prihod kroz naknadu za pristup EES. Cene pristupa EES moraju biti transparentne i pravedno određene, pri čemu omogućavaju održavanje sigurnosti snabdevanja i podršku energetske tranziciji. Potrebno je napomenuti da je ova cena u Republici Srbiji među najnižima u Evropi [5] te je i to jedna od bitnih prepreka za ostvarenje tehničkih preduslova koji zavise od OPS i ODS.

Prethodno navedeno će naročito biti izazov u narednom periodu jer strategija Republike Srbije predviđa značajno povećanje kapaciteta proizvodnje iz OIE. To povećava opterećenje EES, dovodi do složenijeg planiranja i balansiranja, kao i do potrebe za dodatnim ulaganjima u EES. Dinamičnost EES može, ukoliko nedostaju adekvatni fleksibilni resursi, negativno uticati i na kvalitet snabdevanja električnom energijom.

Posebno je potrebno napomenuti da zbog tehničkih mogućnosti EES uslovi OPS i ODS za priključenje proizvodnih objekata iz VOIE mogu biti sve složeniji u budućnosti. OPS i ODS planiraju razvoj EES u dvogodišnjim ciklusima, sagledavajući potrebe za priključenje novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta, kao i srednjoročne i dugoročne potrebe za uslugama fleksibilnosti. Pored ulaganja u mrežnu infrastrukturu, razmatraju se i alternativni resursi, uključujući upravljanje potrošnjom, unapređenje energetske efikasnosti i skladištenje energije [7]. Rezultati ovih analiza [3,29] koriste se za definisanje uslova priključenja novih proizvođača, uključujući obavezu izgradnje dodatne balansne rezerve za proizvodnju iz VOIE [8].

Upravo agregatori i drugi fleksibilni resursi (skladištenje energije, upravljanje potrošnjom) mogu doprineti povećanju fleksibilnosti i pouzdanosti EES i dovesti do jednostavnijih uslova za priključenje novih korisnika EES, uključujući proizvođače iz VOIE.

11.2 Napredni merni sistemi

Kako bi agregatori mogli da funkcionišu potrebna je implementacija naprednih mernih sistema, jer je potrebno na 15min nivou pratiti preuzimanje i isporuku električne energije od strane članova agregatorske grupe. Navedeno je bitno za samog agregatora kako bi pratio članove i realizaciju naloga koje im upućuje. Istovremeno, to je važno i za OPS i ODS, radi praćenja rada agregatora i njegovih članova, kao i izdavanja naloga u okviru usluga fleksibilnosti i za potrebe balansnog tržišta, koje je od 2025. godine sa satnog nivoa prešlo na 15-minutni nivo [7, 10].

Na prenosnom EES napredni merni sistemi su implementirani kod svih korisnika EES [5]. Na distributivnom EES na kraju 2024. godine ukupno 15,93% mernih uređaja su bili napredni [5]. Naprednim merenjima pokriveni su svi proizvođači i kupci-proizvođači, kao i preko 90% krajnjih kupaca kod kojih se merenja vrše mernim grupama. Kod ostalih korisnika EES procenat je značajno niži [5], ali ODS nastavlja intenzivnu implementaciju naprednih mernih sistema, pri čemu se najavljuje da će do kraja 2026. godine milion mernih uređaja kod korisnika EES biti napredni merni sistemi što je više od 25% [30]. Pored toga, ODS ima obavezu izrade plana implementacije naprednih mernih sistema [7] pri čemu je obaveza da planom bude obuhvaćeno minimalno 80% mesta primopredaje u kategoriji krajnjih kupaca električne energije za koju je utvrđena ekonomska opravdanost implementacije naprednih mernih sistema - međutim ne postoje informacije da je plan izrađen [30].

Pored toga, ODS je dužan da na zahtev krajnjeg kupca obezbedi i ugradi napredno brojilo o trošku podnosioca zahteva [7]. Ovim je obezbeđeno da svi članovi agregatorske grupe imaju mogućnost za ugradnju naprednih mernih sistema što je važno za funkcionisanje agregatora, kao i činjenica da je uslov za napredna merenja da imaju mogućnost daljinskog upravljanja.

11.3 Sistemi za upravljanje EES

Potrebno je razviti i kompleksne sisteme za upravljanje EES, kako distributivnim tako i prenosnim EES, kako bi se znali tačni tokovi snaga i opterećenje EES, i kako bi mogle da se detektuju tačke u EES u kojima npr. postoji zagušenje ili problemi sa naponom / frekvencijom čak i na niskom naponu. Dakle, neophodno je automatizovati i digitalizovati i prenosni i distributivni EES, pri čemu je prenosni EES u velikoj meri već unapređen u tom pogledu. Na distributivnom EES aktivnosti su u toku, ali je potrebno intenzivirati ih.

U tabeli 2 je prikazan broj daljinski upravljanih transformatorskih stanica (TS) na distributivnom nivou. Može se primetiti da je većina TS 110/x kV daljinski upravljana, kao i gotovo 80% TS 35/x kV. Međutim manje od 5% TS 20/0,4 i 10/0,4 kV ima daljinsko upravljanje [30] što uz nizak procenat implementacije naprednih mernih sistema [5] i nedovoljno razvijen daljinski nadzor niskonaponske mreže [30], implicira da je razvoj usluga fleksibilnosti na niskom naponu veoma ograničen, kao i delovanje agregatora. Ovo je jedna od važnijih tehničkih prepreka za dalji razvoj agregatora.

Tabela 2 - Broj TS na distributivnom nivou sa daljinskim upravljanjem

TS	Ukupan broj TS	Daljinski upravljane TS	% daljinski upravljanih TS u odnosu na ukupan broj TS
110/x kV	202	199	98,51
35/x kV	581	453	77,97
20/0,4 kV i 10/0,4 kV	36151	803	2,22

11.4 Sistemi za razmenu podataka i informacija

Na osnovu uočenih tačaka u EES u kojima postoji zagušenje ili problem sa naponima/frekvencijom, OPS i ODS šalju naloge za reakciju korisnicima EES – između ostalog i agregatorima, te je neophodno razviti efikasne vidove komunikacije kao i daljinskih komandi za automatske naloge.

Pravila [11] daju specifičnosti povezivanja centra upravljanja agregatora na telekomunikacioni sistem OPS. Centar upravljanja agregatora mora biti tehnički i organizaciono prilagođen načinu priključenja i vrsti pomoćne usluge za koju se agregator kvalifikuje. Takođe, mora ispuniti uslove OPS za telekomunikacionom topologijom i načinom priključenja na tehnički sistem upravljanja OPS.

Pored uslova za povezivanje, Centar upravljanja agregatora mora biti opremljen i kadrovski organizovan tako da bude u neprekidnoj funkciji. To podrazumeva stalnu operativnu spremnost za komunikaciju sa centrima upravljanja OPS, kao i sposobnost blagovremenog reagovanja na zahteve u vezi sa pružanjem usluga balansiranja.

Pored toga, neophodno je da u realnom vremenu razmenjuje signale i podatke sa OPS, pri čemu mora imati infrastrukturu za razmenu podataka u realnom vremenu i koristiti protokole za razmenu podataka i signala u realnom vremenu (od strane OPS zahteva se Ethernet mrežna tehnologija i IEC 60870-5-104 protokol). Takođe, mora imati dve nezavisne govorne veze za komunikaciju, kao i email.

Naročito je važno da centar upravljanja agregatora ispuni uslove sajber bezbednosti koje postavi OPS kako bi od hakerskih napada bili zaštićeni kako agregator i članovi agregatorske grupe, tako i OPS.

Sistem upravljanja mora omogućiti nadzor relevantnih signala i podataka, uključujući sumarna merenja za celu agregatorsku grupu, kao i pojedinačna merenja za sve objekte instalisane snage veće od 1 MW [11]. Na taj način se obezbeđuje transparentan uvid u raspoloživost i performanse resursa uključenih u pružanje pomoćnih usluga, što je preduslov za pouzdano učešće agregatora na balansnom tržištu.

Pored toga, i agregator treba da razvije upravljački centar iz kog će upravljati članovima svoje agregatorske grupe, kao i sistem za izdavanje naloga članovima. Pored toga, potrebno je razviti i sistem za članove agregatorskih grupa koji će im omogućiti prijem naloga od agregatora. Takođe, potrebno je razviti i implementirati i sisteme za daljinsko upravljanje članovima agregatorske grupe. Ovi sistemi su uglavnom komercijalne prirode.

Nakon navedenih uslova komunikacije OPS/ODS i agregatora neophodno je naglasiti da je potrebno razviti i mehanizme koordinacije OPS/ODS i agregatora kako delovanje agregatora ne bi narušilo rad EES, naročito u smislu zagušenja i varijacija napona. Potrebno je omogućiti razmenu informacija o raspoloživom kapacitetu EES, kao i signala za stanje EES u lokalnoj tački u kojoj agregator želi da angažuje resurs člana agregatorske grupe. U praksi se mogu pronaći i jednostavni primeri obaveštavanja agregatora - crveni uslovi lokalno u EES najviše ograničenja za aktivaciju resursa od strane agregatora, zeleni uslovi - najmanje ograničenja. Navedeno je od izuzetnog značaja za održanje stabilnosti EES i sigurnosti snabdevanja, ali pre opsežne digitalizacije i automatizacije EES teško ostvarivo jer se teško mogu odrediti lokalni uslovi u EES, naročito na niskom naponu.

11.5 Pretkvalifikacioni postupak

Pravilima o radu prenosnog sistema [11] uređuju se između ostalog i obaveze korisnika i OPS u funkcionalnom ispitivanju za potrebe pružanja pomoćnih usluga kao i vrste i obim pomoćnih usluga. Nabavkom pomoćnih usluga u predviđenom iznosu OPS obezbeđuje mehanizme za planiranje rada i upravljanje prenosnim EES.

Ispunjenost tehničkih i drugih uslova za člana agregatorske grupe za učešće na tržištu pomoćnih usluga potvrđuje operator EES na koji je član priključen (ODS ili OPS) [7] kroz pretkvalifikacioni postupak definisan Pravilima o radu prenosnog sistema [11]. Ovaj

postupak prolaze isključivo članovi agregatorske grupe koji učestvuju na tržištu pomoćnih usluga. Tehnički uslovi se propisuju za svakog člana agregatorske grupe posebno, a ne za kompletnu agregatorsku grupu. Za učešće na ostalim tržištima ne postoji obaveza ispunjenja specijalnih tehničkih uslova.

Osnovno mesto od kojeg agregator otpočinje rad na tržištu pomoćnih usluga je prolazak pretkvalifikacionog kriterijuma za pružanje usluge balansnog kapaciteta. Pretkvalifikacioni postupak potencijalnih pružalaca pomoćnih usluga za balansiranje podrazumeva proveru usaglašenosti objekata potencijalnih pružalaca pomoćnih usluga sa tehničkim zahtevima za pružanje automatske (aFRR) i manuelne rezerve za ponovno uspostavljanje frekvencije (mFRR).

Za svaku pojedinačnu pomoćnu uslugu, OPS definiše i na svojoj internet stranici objavljuje protokol za pretkvalifikaciju, koji sadrži procedure i tehničke uslove koje je neophodno ispuniti.

Pretkvalifikacioni postupak, po pravilu, obuhvata više faza: podnošenje i obradu zahteva za pretkvalifikaciona ispitivanja, usaglašavanje protokola, utvrđivanje plana i termina ispitivanja, izvođenje samih ispitivanja, kao i izradu izveštaja o rezultatima. Plan, način i vreme ispitivanja za svaki pojedinačni resurs usaglašavaju se između OPS i potencijalnog pružaoca pomoćnih usluga, čime se omogućava prilagođavanje postupka tehničkim karakteristikama konkretnog objekta ili grupe objekata koji čine agregatorsku grupu. U slučaju objekata priključenih na distributivni EES, pretkvalifikacija se sprovodi u saradnji sa ODS.

U slučaju da objekat ne ispuni propisane uslove tokom pretkvalifikacionog postupka, on ne može pružati predmetnu pomoćnu uslugu sve dok ne otkloni uočene nedostatke i to ne potvrdi u ponovljenom postupku.

Ispunjenost tehničkih sposobnosti i kvaliteta pružene usluge podleže i periodičnoj proveru, najmanje jednom u pet godina, kao i vanredno u slučaju promene tehničkih zahteva.

OPS postavlja specifične uslove za početak pretkvalifikacije, a najznačajnija karakteristika je postavljanje specifičnih brojila koja služe za precizno i konstantno beleženje podataka o injektiranoj odnosno preuzetoj energiji iz EES na osnovu kojih može da se izvrši obračun aktivacije i odziv pojedinog resursa za pružanje usluge balansiranja, bilo da učestvuje nezavisno kao proizvođač, aktivni kupac ili skladištar ili kao deo neke agregatorske grupe. Brojila moraju da budu povezana na telekomunikacioni sistem OPS.

Posle uspešnog završetka pretkvalifikacionog ispitivanja članova agregatorske grupe stižu se uslovi za otpočinjanje dostavljanja ponuda na tržištu pomoćnih usluga i na balansnom tržištu, dok za učešće na veleprodajnom bilateralnom ili organizovanom tržištu pretkvalifikaciona provera se ne izvršava. Učešće na bilateralnom i organizovanom tržištu se sprovodi kao i kod bilo kojeg drugog učesnika na tržištu električne energije.

11.6 Modeli za predikciju i optimizaciju

Kako bi agregatori mogli lakše da funkcionišu potrebno je razviti modele za predikciju preuzimanja i isporuke električne energije od strane članova agregatorske grupe kako bi se planirao rad, optimizovali debalansi BOS, ali i znalo šta može da se uradi u planiranom radu grupe kako bi se optimizovao njen rad ili izvršio nalog OPS ili ODS tj. kako bi se znalo koji je resurs agregatorske grupe na raspolaganju agregatoru. Takođe, neophodno je znati opseg fleksibilnosti svakog pojedinačnog člana agregatorske grupe kako bi se znalo s čim agregator raspolaže i kolikom fleksibilnošću u kojoj tački u EES. Ovo je naročito značajno za lokalno rešavanje problema fleksibilnosti u EES.

Bolji modeli za predikciju su korisni kako agregatoru, tako i OPS i ODS, ali i članovima agregatorske grupe. Predmetnim modelima mogu se preciznije odrediti raspoloživi resursi fleksibilnosti u EES čime će se lakše obezbediti stabilnost EES. Navedeno može doneti i veće prihode agregatoru, ali i veće uštede i prihode članovima agregatorskih grupa.

TEHNIČKI PREDUSLOVI ZA RAD AGREGATORA



Slika 27 - Tehnički preduslovi za rad agregatora

POGLAVLJE 5

12 ANALIZA POTENCIJALNIH IZVORA FLEKSIBILNOSTI U EES

U prethodnim delovima ovog poglavlja detaljno su sagledani strategija Republike Srbije u vezi sa agregatorima, važeća regulativa, tehnički uslovi za rad agregatora i mogućnosti za rad i ostvarivanje prihoda. Nakon toga, nameće se logično pitanje - ko to može biti član agregatorske grupe? Tema je otvorena u prethodnom poglavlju studije a u okviru ovog poglavlja detaljno će biti analizirani svi fleksibilni resursi u Republici Srbiji, kao i potencijalni članovi agregatorskih grupa.

Najnovijim izmenama propisa svakom korisniku EES koji je priključen na EES data je mogućnost, a i obaveza, pružanja pomoćnih usluga. Svaki korisnik EES, makar i najmanje snage, raspolaže određenom fleksibilnošću i može biti član agregatorske grupe. Postoje primeri velikih agregatorskih grupa u kojima su članovi samo domaćinstva (<https://deltagreen.energy/>) ili samo punionice električnih vozila (<https://www.flexecharge.com/products/aggregate>). Nasuprot tome postoje agregatori koji objedinjavaju proizvođače (neki od njih samo male, neki samo velike) (<https://www.next-kraftwerke.com/vpp>) ili velike industrijske potrošače. Ipak, najčešći su primeri da agregatori objedinjavaju različite vrste učesnika na tržištu - kako domaćinstva, tako i komercijalni sektor, industriju, proizvođače, skladišta itd.

U okviru ovog poglavlja dat je kratak pregled korisnika EES čija se fleksibilnost trenutno koristi, a potom je prikazana je struktura svih proizvođača električne energije, i krajnjih kupaca u Republici Srbiji uključujući kupce-proizvođače, aktivne kupce i punionice električnih vozila kao posebne vrste krajnjih kupaca. Takođe, dat je pregled i budućih planova za povećanje kapaciteta proizvođača i skladišta električne energije kao i planske potrošnje kako na prenosnom tako i na distributivnom EES na osnovu Plana razvoja prenosnog sistema [3]. Pomoćne usluge OPS trenutno pružaju samo određeni korisnici EES. Za balansni kapacitet i balansnu energiju iz FCR i mFRR koriste se sve hidroelektrane i termoelektrane priključene na prenosni EES. Posebnom opremom koja je potrebna za aktivaciju energije iz aFRR opremljene su samo pojedine elektrane: HE Đerdap 1, HE Bajina Bašta, HE Bistrica, RHE Bajina Bašta, TENT A3, TENT A4, TENT A5 i TENT A6 i samo oni učestvuju u aFRR [31].

12.1 Proizvođači električne energije

Određenu fleksibilnost imaju proizvodni objekti. Fleksibilnost velikih proizvodnih objekata hidro i termoelektrana koji su priključeni na prenosni EES se već koristi [31], kako je prethodno navedeno. Broj mernih mesta proizvođača na kraju 2024. godine i količina električne energije koju su isporučili u EES u 2024. godini prikazani su u tabeli 3 [5].

Elektrane su raspoređene po celoj Srbiji, ali u gušće naseljenim delovima nema prostora za veće elektrane. Termoelektrane su skoncentrisane u području centralne Srbije (Obrenovac, Lazarevac), hidroelektrane Đerdap 1 i Đerdap 2 u istočnoj Srbiji i jedina reverzibilna hidroelektrana u okolini Bajine Bašte i to su ključni proizvodni objekti. Vetroelektrane su skoncentrisane u košavskim područjima (Vojvodina - naročito oko Vršca i istočna Srbija).

Neretko se na distributivnom EES proizvodni objekti priključuju u predelima gde ne postoji dovoljno veliki konzum koji bi potrošio proizvedenu električnu energiju. Tada energija dugo putuje kroz EES, opterećuje ga, te povećava gubitke. Dešava se čak i da ide iz distributivnog u prenosni EES [5] pri čemu dovodi do značajnih finansijskih troškova za ODS. U gušće naseljenim gradskim zonama od proizvodnih objekata uglavnom se mogu videti samo kupci-proizvođači i za očekivati je u skorijoj budućnosti pojavu aktivnih kupaca i energetske zajednice.

U narednim godinama očekuje se priključenje značajnih proizvodnih kapaciteta i to: 0,68 GW hidroelektrana, gotovo 7 GW vetroelektrana, više od 4,5 GW solarnih elektrana [3]. Pored toga, planirana je i izgradnja tri energetska parka sa ukupno 380 MW solarnih elektrana i 347 MW vetroelektrana [3]. Navedene podatke treba uzeti uslovno jer su dati na osnovu zahteva za priključenje koje su investitori podnosili OPS. I pored navedene činjenice, indikativno je da je interesovanje za ulaganje u VOIE veliko. Kako bi se ovi projekti sprovedi, između ostalog potrebna su značajna ulaganja u EES kako bi bilo dovoljno kapaciteta za priključenje [3].

Za agregatore kao naročito interesantni kandidati za članove agregatorske grupe mogu biti solarne i vetroelektrane. Poželjno je da u okviru agregatorske grupe odnos kapaciteta solarnih i vetroelektrana bude optimalan kako bi se međusobno dopunjavali. Takođe, elektrane koje su po ranijim propisima imale status povlašćenih proizvođača, nakon isteka perioda od 12 godina povlašćenih cena, mogu naći interes od pridruživanja agregatorskim grupama.

Tabela 3 - Elektrane i proizvedena električna energija u 2024. godini [5]

	Prenosni EES			Distributivni EES			Ukupno		
	broj	snaga [MW]	El. en. [TWh]	broj	snaga [MW]	El. en. [TWh]	broj	snaga [MW]	El.en. [TWh]
Hidroelektrane	14	2.948	10.173	163	132	287	177	3.080	10.460
Termoelektrane	6	4.051	21.274	/	/	/	6	4.051	21.274
Termoelektrane-toplane	4	513	1.457	15	39	215	19	552	1.672
Vetroelektrane	6	574	1.243	5	34	92	11	608	1.335
Solarne elektrane	/	/	/	181	95	89	181	95	89
Elektrane na biomasu	/	/	/	1	2	21	1	2	21
Elektrane na biogas	/	/	/	46	48	281	46	48	281
Elektrane na prirodni gas	/	/	/	2	3	7	2	3	7
Ukupno	30	8.086	34.148	413	354	991	443	8.440	35.139

12.2 Krajnji kupci

Pored proizvođača, fleksibilnost imaju i krajnji kupci. Njihova fleksibilnost se ogleda u promeni potrošnje u odnosu na inicijalni plan potrošnje kroz upravljanje potrošnjom. Broj mernih mesta krajnjih kupaca (uključujući i kupce-proizvođače) na kraju 2024. godine i količina električne energije koju su potrošili u 2024. godini prikazani su u tabeli 4 [5]. Do decembra 2025. godine na EES Republike Srbije nijedan aktivan kupac ni energetska zajednica nisu bili priključeni.

Tabela 4 - Krajnji kupci i utrošena električna energija u 2024. godini [5]

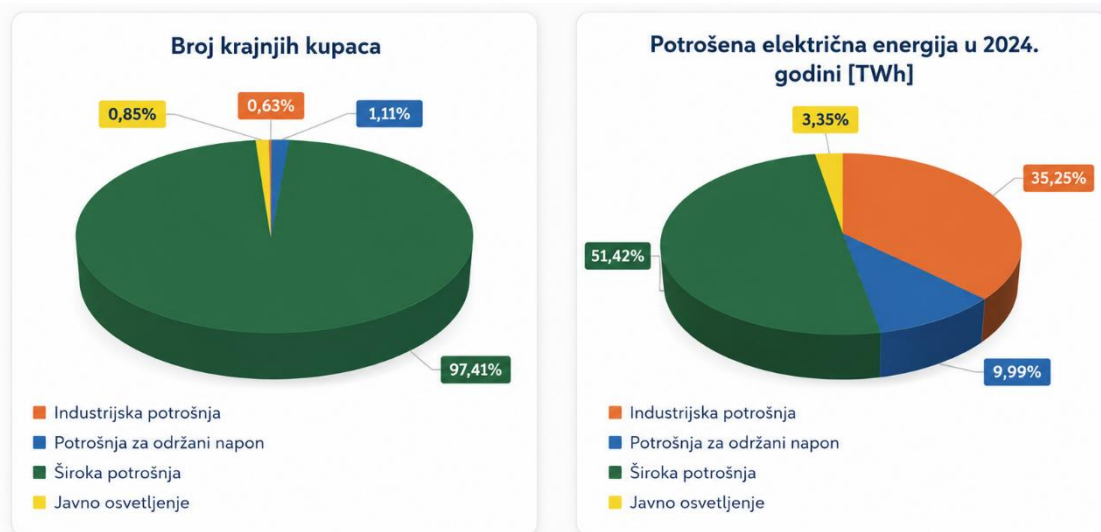
Naponski nivo	Nadležni operator EES	Kategorija i grupa korisnika EES	Broj mernih mesta	Potrošena električna energija iz EES [TWh]
Visoki napon	OPS	Potrošnja na visokom naponu	52	3.573

Srednji napon	ODS	Potrošnja na srednjem naponu	6.036	8.095
Niski napon	ODS	Potrošnja na niskom naponu	42.440	3.022
Niski napon	ODS	Široka potrošnja - domaćinstva	3.373.023	13.225
Niski napon	ODS	Široka potrošnja - ostala komercijalna potrošnja i javna i zajednička potrošnja	382.880	2.223
Niski napon	ODS	Javno osvetljenje	24.032	382
Ukupno			3.828.463	30.520

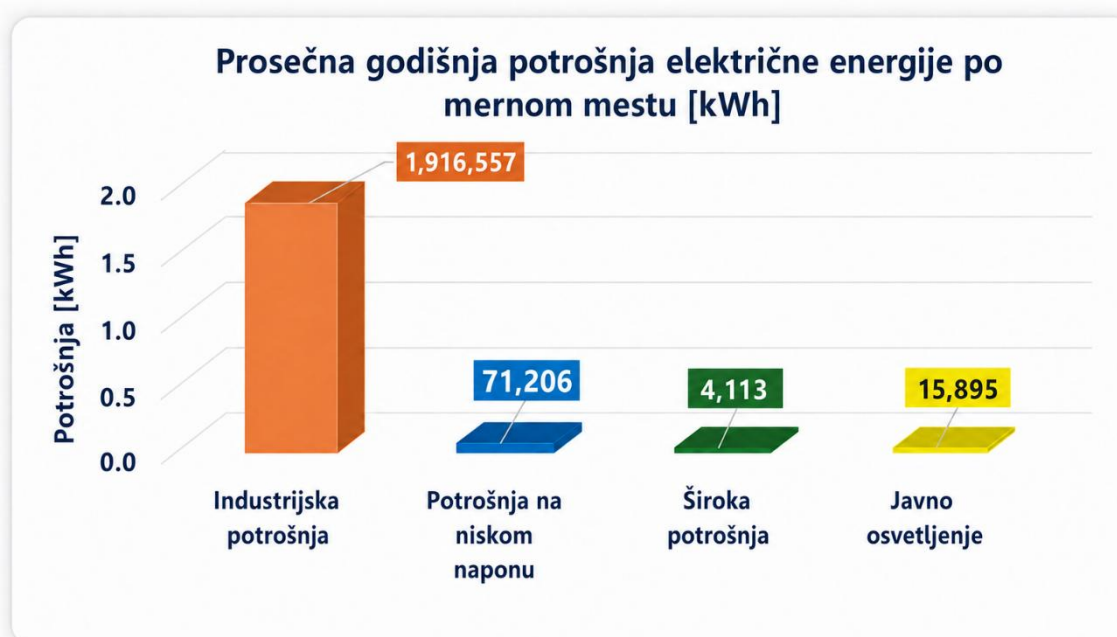
Na slici 10. prikazan je ukupan broj krajnjih kupaca (a) i utrošena električna energija (b) po kategorijama korisnika EES u 2024. godini [5,15], dok je na slici 11. prikazana prosečna potrošnja električne energije po kupcu u 2024. godini [5,15].

Može se primetiti da je najbrojnija kategorija korisnika EES široka potrošnja sa 98% ukupnog broja krajnjih kupaca. Ova kategorija potrošila je ukupno 50,6% ukupne utrošene električne energije u Republici Srbiji u 2024. godini. Fleksibilnost korisnika EES iz ove kategorije se ostvaruje kroz upravljanje potrošnjom pre svega sistema za grejanje i hlađenje prostora, grejanje vode, kao i blagim menjanjem temperature u frižiderima i zamrzivačima. Tu su takođe i različiti upravljivi aparati kao što su vešmašine i mašine za pranje posuđa, kao i punionice električnih automobila.

Iz prethodno navedenog se vidi da upravljanje potrošnjom predstavlja jedan izuzetno disperzovan i veliki rezervoar fleksibilnosti. Izazov za upravljanje širokom potrošnjom je veliki broj mernih mesta koja se nalaze u čitavom EES, uz malu potrošnju električne energije po mernom mestu. S obzirom na to, teško je upravljati ovakvim krajnjim kupcima, između ostalog jer je potrebno da veliki broj krajnjih kupaca učestvuje u upravljanju potrošnjom, da se instaliraju uređaji za upravljanje potrošnjom kod svakog krajnjeg kupca ili da se razviju sistemi za efikasno obaveštavanje krajnjih kupaca da treba da promene svoju potrošnju za sve krajnje kupce koji žele da učestvuju. Pored toga, treba imati u vidu da se upravljanjem potrošnjom u širokoj potrošnji direktno utiče na komfor krajnjih kupaca (npr. grejanje se ne može uključiti u svakom trenutku, ili će to koštati značajno više) te je potrebno pre svega pronaći kupce koji su spremni da se odreknu dela svog komfora.



Slika 28 - Ukupan broj mernih mesta i potrošnja električne energije po kategorijama korisnika EES u 2024. godini [5]



Slika 29 - Prosečna potrošnja električne energije po mernom mestu po kategorijama potrošnje [5]

Nasuprot tome, može se primetiti da 0,16% ukupnog broja krajnjih kupaca predstavljaju industrijski krajnji kupci (potrošnja na visokom naponu i potrošnja na srednjem naponu), ali da njihova potrošnja čini 38% ukupne potrošnje u Srbiji [5]. Dakle, s obzirom na njihov mnogo manji broj i značajno veću potrošnju u odnosu na široku potrošnju upravljanje potrošnjom je itekako olakšano. Takođe, to su često industrijski kompleksi gde su mogućnosti za upravljanje značajno šire u odnosu na široku potrošnju. Može se upravljati pojedinačnim mašinama ili delovima pogona tako što će se oni puštati u rad i isključivati po potrebi.

Slično važi i za krajnje kupce iz kategorije Potrošnja na niskom naponu kojoj pripada 1,1% ukupnog broja krajnjih kupaca pri čemu oni potroše 10% ukupno potrošene električne energije [5]. Za njih važi sve što i za industrijske kupce s tim što su mogućnosti za upravljanje manje, između ostalog, manja je i prosečna potrošnja.

Kategoriji javnog osvetljenja pripada 0,6% krajnjih kupaca, koji troše 1,25% ukupne električne energije [5]. Ovom kategorijom se može delimično upravljati ali nije pogodna za agregaciju. Navedeno je posledica činjenice da se javno osvetljenje uglavnom odnosi na javno osvetljenje ulica i puteva te je zbog bezbednosti imovine i ljudi, a naročito u saobraćaju, bitan njen rad. Takođe, javno osvetljenje uglavnom i radi samo noću i vrlo je predvidivo (čak se često uključuje i iz dispečerskog centra ODS) tako da ne predstavlja značajno opterećenje za EES, a od vitalnog je značaja za život ljudi.

Sa masovnijom upotrebom električnih vozila može se takođe dobiti dodatna fleksibilnost gde bi punjenje na punionicama bilo značajno jeftinije u periodima kada ima dovoljno električne energije, a isto tako mogli bi da se razvijaju sistemi pametnog punjenja gde bi automobil bio priključen na punjač uz zahtev da bude napunjen do određenog vremena, a da se punjenje izvrši u trenucima kada je to optimalno za EES. Agregatori i ovde mogu imati ključnu ulogu u lakšem organizovanju ovog procesa i optimizaciji kako vremena, tako i potrošnje, ali i troškova.

Na osnovu klimatskih, demografskih, ekonomskih i političkih faktora, u okviru Plana razvoja prenosnog sistema [3] izvršena je prognoza potrošnje električne energije u narednom periodu. Rezultati analize pokazuju da će potrošnja krajnjih kupaca priključenih na prenosni EES porasti za više od 30% u narednih pet godina. Na distributivnom EES ne očekuje se značajnija promena u potrošnji električne energije. Naime, očekuje se pad broja stanovnika, samim tim i manja potrošnja električne energije u domaćinstvima, ali i porast broja

industrijskih objekata koji se priključuju na distributivni EES. Pored toga, očekuje se bitan porast broja i potrošnje električne energije od strane električnih vozila: u 2030. godini prognozirana potrošnja električne energije ovih potrošača je oko 90 GWh, dok u 2040. godini predviđena vrednost ove potrošnje premašuje čak i granicu od 1 TWh [3].

Na osnovu rezultata analiza iz Plana razvoja prenosnog sistema [3] može se primetiti značajan potencijal za prikupljanje članova agregatorske grupe među krajnjim kupcima. Naročito su od interesa oni krajnji kupci koji imaju određene fleksibilne kapacitete, kako industrijski krajnji kupci, tako i električna vozila, ali i domaćinstva.

12.3 Budući izvori fleksibilnosti u EES

U skoroj budućnosti očekuje se priključenje prvih samostalnih skladišta električne, kao i skladišta koja će biti balansna rezerva proizvođačima iz OIE. Takođe, očekuje se i priključenje prvih aktivnih kupaca, kao i energetske zajednice. Pored toga, planirana je i izgradnja nove reverzibilne hidroelektrane Bistrica [3] što će značajno doprineti fleksibilnosti.

Prema Planu razvoja prenosnog sistema [3] do 2029. godine očekuje se gotovo 2 GWh skladišnih kapaciteta, dok je planirani kapacitet nove reverzibilne hidroelektrane Bistrica 656 MW u proizvodnom režimu i 754 MW u pumpnom režimu.

Pored navedenog, aparati i proizvodni pogoni, kao i navike u životu i radu se menjaju tako da je za očekivati da će u budućnosti krajnji kupci biti značajno fleksibilniji, naročito imajući u vidu rastuću cenu električne energije.

12.4 Učešće OPS i ODS u povećanju fleksibilnosti EES

Pored svega navedenog i OPS i ODS mogu doprineti većoj fleksibilnosti tako što će, između ostalog, raditi rekonfiguraciju mreže, birati optimalne pravce napajanja za korisnike EES spram stanja u EES, održavati optimalno opterećenje TS i simetrično opterećenje faza.

Na osnovu svega iznetog u okviru ovog poglavlja može se zaključiti da i trenutno u Republici Srbiji postoje resursi koji mogu biti članovi agregatorskih grupa, a da će u narednih par godina biti još raznovrsniji. Neophodno je uzeti u obzir fleksibilnost potrošnje i proizvodnje, kao i kapacitete skladišta i punionica električnih vozila, uključujući napredne modele korišćenja baterija električnih vozila (V2V, V2G...).

Daljim razvojem tarifnog sistema, tržišta električne energije i cena električne energije [32-34] očekuje se da će različiti korisnici EES izuzetno biti zainteresovani za učešće u agregatorskim grupama jer će od toga imati višestruke, pre svega finansijske koristi. Takođe, OPS i ODS će imati značajne efekte u smislu stabilnosti EES i lakšeg poslovanja, ali i odlaganja investicija u EES. Takođe, fleksibilnost EES će biti veća, omogućiće se priključenje većeg kapaciteta VOIE kao i sprovođenje energetske tranzicije na korist svih članova društva. S obzirom na sve navedeno, očekuje se da će u narednom periodu uslovi i mogućnosti za rad agregatora biti znatno povoljniji.

POGLAVLJE 6

13INTERVJUI

Mišljenje intervjuisanih potencijalnih agregatora, BOS i snabdevača je da pojam agregatora u Republici Srbiji nije dovoljno promovisan. I dalje većina učesnika na tržištu ne prepoznaje agregatora, ili ga poistovećuje sa BOS ili snabdevačem koji prenosi balansnu odgovornost na drugog BOS.

Pored toga, napominju da je neophodno da se regulatornim okvirom i različitim procedurama definiše precizno mogućnost i uslovi rada agregatora. Takođe, smatraju da je svest krajnjih kupaca i proizvođača o potrebi za fleksibilnošću EES niska, kao i mogućnosti upravljanja potrošnjom i proizvodnjom, naročito automatskim upravljanjem. Pretpostavljaju da je realan termin za pojavu prvih agregatora u Republici Srbiji kraj 2026, početak 2027. godine.

Napominju da u Republici Srbiji trenutno funkcionišu neformalni vidovi agregacije koju su na niskom nivou razvoja, a koji se ogledaju kroz različite vidove udruživanja sa motivom većih finansijskih ušteda, odnosno prihoda. U istom cilju, u okviru neformalnih agregacija, vrši se i manuelno upravljanje potrošnjom i proizvodnjom putem usmenih naloga. Na ovaj način članovi ovakvih neformalnih agregacija obezbeđuju bolje cene za sebe uz obavezu da kad ih snabdevač ili BOS pozove da manuelno promene potrošnju i proizvodnju u odnosu na plansku.

POGLAVLJE 7

14 IZAZOVI

Izazovi za razvoj agregatora dele se na regulatorne, tehničke, ekonomske i društvene. U Tabeli 5 rangirani su prema prioritetu, uz navođenje nadležnih aktera.



Slika 30 - Izazovi za razvoj agregatora



Slika 31 - Spremnost Srbije za agregatore

Tabela 5 - Pregled izazova za postojanje i rad agregator

Prioritet izazova	Vrsta izazova	Izazov	Posledica	Nadležnost
 kritičan	 regulatorni	Nisu donete izmene i dopune Pravilnika o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji koje bi obuhvatile pitanje agregatora	Nemogućnost licenciranja agregatora a samim tim ni njihovog rada	MRE
 kritičan	 regulatorni	Nisu donete izmene i dopune Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom koje bi obuhvatile pitanje agregatora	Nisu definisani uslovi za zaključenje i sadržina ugovora o agregiranju što je od ključne važnosti za funkcionisanje agregatora	MRE
 kritičan	 regulatorni	Nisu doneta Pravila za pomenu snabdevača i agregatora	Postupak i uslovi za promenu agregatora nisu definisani	AERS
 kritičan	 tehnički  regulatorni	Nedovoljna potreba za povećanjem fleksibilnosti EES, a samim tim i za agregatorima Relativno nizak stepen integracije VOIE sve teži uslovi za priključenje proizvodnih objekata iz OIE nerazvijeni modeli aktivnih kupaca i energetskih zajednica (kako građana tako i OIE) smanjenje dozvoljene snage proizvodnih objekata kupaca-proizvođača (10,8 kW za domaćinstva i 150 kW za ostale krajnje kupce)	Usled neminovnosti energetske tranzicije neophodno je priključivati veći broj proizvodnih objekata iz OIE kako na prenosni tako i na distributivni EES. Navedeno može otežati upravljanje EES, stabilnost EES, povećati gubitke i neretko su potrebne značajne dodatne investicije naročito u distributivni EES. Usled niske upotrebe fleksibilnosti EES uslovi za priključenje novih proizvodnih objekata iz OIE su sve stroži. Kako bi se ovaj bitan izazov za energetska tranziciju delimično prevazišao potrebno je stimulisati rad agregatora koji svojim dejstvom mogu nadomestiti nedostajuću balansnu rezervu u EES. U svemu navedenom agregator može značajno pozitivno uticati gde kao VPP može pomoći radu EES u smislu dodatnog opterećenja, odnosno rasterećenja EES. Trenutni kapacitet proizvodnih objekata iz OIE u Srbiji nije toliki da je neophodno dejstvo agregatora, ali se očekuje da će rasti te će i dejstvo agregatora postati neophodno u narednom periodu.	MRE AERS EMS EDS
 kritičan	 društveni	Niska svest o neophodnosti energetske tranzicije i racionalne upotrebe energije, nepoverenje ka novim tehnologijama	Nedovoljno edukacije kako za OPS, ODS, agregatore, BOS, snabdevače, tako i ostale učenike na tržištu pa i domaćinstva.	MRE, AERS, EMS, EDS, NGO, mediji
 kritičan	 tehnički  ekonomski	Nerazvijeno tržište pomoćnih usluga	Regulatorno je uređeno ali u praksi slabo razvijeno a izuzetno je bitno za rad agregatora.	EMS
 kritičan	 tehnički  regulatorni	Kompleksni regulatorni uslovi i administracija za sticanje statusa agregatora i priključenje proizvodnih objekata iz OIE	Potrebno je pojednostaviti uslove i olakšati administrativne procedure	MRE, AERS, EMS, EDS
 visok	 tehnički  ekonomski	Nedovoljno digitalizovan i automatizovan EES i nedovoljno razvijeni sistemi za nadzor i upravljanje EES	Nemogućnost adekvatnog prepoznavanja zagušenja u EES i potrebama za angažovanje fleksibilnih resursa na adekvatan način.	EMS EDS

Prioritet izazova	Vrsta izazova	Izazov	Posledica	Nadležnost
 visok	 tehnički  ekonomski	Nizak procenat upotrebe naprednih mernih sistema	Nemogućnost praćenja EES i članova agregatorskih grupa u realnom vremenu.	EDS, Agregatori
 visok	 tehnički  ekonomski	Niske cene pristupa EES	Nedovoljno sredstava za održavanje EES i investicije, između ostalog, u cilju povećanja kapaciteta za priključenje VOIE, fleksibilnosti EES, digitalizacije i automatizacije EES. Trenutno se cene pristupa EES sporo menjaju i ne prilagođavaju realnim potrebama OPS i ODS.	AERS, EMS, EDS
 visok	 tehnički  ekonomski	Neophodan je razvoj: - sistema komunikacije između OPS, ODS i agregatora, kao i agregatora i članova agregatorske grupe, - sistema za upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije članova agregatorske grupe, - modela za planiranje i optimizaciju rada članova agregatorske grupe, i grupe kao celine.	Navedeni razvoji su neophodni u cilju što boljeg iskorišćenja kapaciteta članova agregatorske grupe u smislu pružanja usluga OPS i ODS ali i najvećih mogućih ušteda i prihoda kako agregatoru i članovima agregatorskih grupa, tako i snabdevačima i BOS. Modeli za planiranje i grupisanje članova agregatorske grupe su potrebni kako bi agregatori mogli na optimalan način da deluju u cilju ispunjavanja ciljeva agregatora na lokalnom ali i globalnom nivou.	Agregatori
 visok	 tehnički  ekonomski	Ne postoji mehanizam za koordinaciju agregatora sa ODS u pogledu raspoloživog kapaciteta mreže pre aktivacije članova agregatorske grupe	Zagušenja, varijacije napona	AERS, MRE EMS, EDS, agregatori
 srednji	 tehnički	Nepostojanje mape: - dostupnih kapaciteta za priključenje na EES (naročito važno za VOIE), - opterećenja EES kako bi se znalo u kojim tačkama u EES hronično postoje problemi sa npr. zagušenjima ili varijacijama napona, - lokacija u EES na kojima bi bilo optimalno instalirati skladišta kako bi investitori to imali kao putokaz gde treba usmeriti investicije u skladišta.	Predmetne mape bi značajno olakšale planiranje budućih investicija u VOIE i skladišta, ali i praćenje rada EES i povećanja njegove fleksibilnosti.	EMS, EDS
 srednji	 tehnički  ekonomski  društveni	Potrebno je: - unapređenje energetske efikasnosti članova agregatorske grupe, - koristiti savremenu opremu/uređaje kojima je moguće upravljati.	Doprinelo bi većoj fleksibilnosti i optimalnijem korišćenju električne energije, a samim tim i većim uštedama odnosno prihodima agregatoru i članovima agregatorske grupe.	Članovi agregatorske grupe (ČAG)
 srednji	 ekonomski	- Relativno niske cene električne energije - naročito za domaćinstva. - Slabo razvijen sistem dinamičkog tarifiranja. - Slaba upotreba PPA ugovora. - Modeli snabdevanja za kupce-proizvođače koji ih ne motivišu da samostalno troše proizvedenu električnu energiju.	Cena električne energije je i dalje niska u odnosu na evropske zemlje te se investicije kako u OIE tako i druge tržišne mehanizme za domaćinstva sa prosečnom potrošnjom slabo isplate. Dinamičko tarifiranje i PPA ugovori se slabo koriste samim tim i njihov potencijal za povećanje fleksibilnosti EES.	MRE AERS Snabdevači Agregatori

Prioritet izazova	Vrsta izazova	Izazov	Posledica	Nadležnost
 srednji	 regulatorni  tehnički  ekonomski	Potrebno je dodatno objasniti: - tehničke uslove za rad agregatora, - mogućnosti za rad agregatora, - uslove za različite korisnike EES da postanu članovi agregatorske grupe, - način određivanja cena pružanja usluga agregatorima od strane članova agregatorske grupe, - način određivanja troškova agregatora ka OPS, ODS, BOS i snabdevačima članova agregatorske grupe, - pokrivanje troškova usled redispečinga, - način regulisanja pristupa EES i balansne odgovornosti, kao i troškova agregatora u vezi sa pristupom EES i balansnom odgovornosti, - način obezbeđivanja i postupak nabavke pomoćnih usluga, - obaveze korisnika i OPS u funkcionalnom ispitivanju za potrebe pružanja pomoćnih usluga; - međusobne odnose agregatora i OPS i ODS, i - načine komunikacije i razmene podataka između OPS, ODS, agregatora i članova agregatorske grupe.	Sve teme su regulatorno obrađene ali je potrebno dodatno približiti učesnicima na tržištu kroz procedure, edukacije i slično.	MRE, AERS, EMS, EDS, NGO
 srednji	 društveni  tehnički  ekonomski	Postoji otpor ka: - gubitku komoditeta kog nosi članstvo u agregatorskoj grupi i odgovor na naloge agregatora, - drugačijoj organizaciji rada u slučaju industrijskih kompleksa i slično, - opsežnijem planiranju potrošnje, proizvodnje i skladištenja električne energije, - potrebi da se pojedinac, kao član agregatorske grupe, prilagodi čitavoj agregatorskoj grupi zarad ostvarivanja sopstvenih većih ušteda/prihoda, ali i cele agregatorske grupe i samog agregatora.	Neki od primera: - klima uređaj će biti uključen u periodima kada to odgovara agregatoru po ceni koja je niža od planirane. Naravno, klima uređaj se može uključiti bilo kada ali će cena biti značajno viša u tom slučaju, - organizacija treće smene koja ranije nije postojala (jer je za agregatora dobro da postoji opterećenje u noćnim satima).	ČAG
 srednji	 tehnički  ekonomski	Neadekvatno planiranje potrošnje i proizvodnje električne energije potencijalnih članova agregatorske grupe.	Između ostalog zbog nepostojanja naprednih mernih sistema i mrežnih analizatora, nedovoljne analize istorijske potrošnje, neadekvatnog praćenja potrošnje električne energije i planiranja potrošnje i proizvodnje.	Agregator, ČAG
 srednji	 regulatorni	Nisu donete izmene i dopune Pravila o radu distributivnog sistema kojima bi se definisalo delovanje agregatora.	Bez ovog akta nije moguće pružanje pomoćnih usluga ODS itd.	EDS, AERS
 nizak	 tehnički	Nepostojanje adekvatnih dijagrama potrošnje za krajnje kupce: trenutno se koriste zastareli profili potrošnje koji ne odražavaju realnu situaciju u EES.		EDS, AERS

Prioritet izazova	Vrsta izazova	Izazov	Posledica	Nadležnost
 nizak	 tehnički	Slabo razvijeni modeli za optimizaciju rada prenosnog i distributivnog EES.		EMS, EDS
	 ekonomski			
 nizak	 tehnički	Potencijalni finansijski gubici, kao i rizik od bržeg habanja opreme.	Mogu se javiti usled smanjenog ili povećanog obima rada članova agregatorske grupe kako bi se odstupilo od planiranog radnog režima po nalogu agregatora.	ČAG
	 ekonomski			

LITERATURA

1. Integrisani nacionalni energetske i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine, dostupno na: https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/1138/INEKP_pre%C4%8Di%C5%A1%C4%87en_tekst_1.8.24.pdf, pristupljeno: 09.01.2026.
2. Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine sa projekcijama do 2050. godine, dostupno na: <https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/8472/STRATEGIJA%20RAZVOJA%20ENERGETIKE%20RS%20DO%202040%20SA%20PROJEKCIJAMA%20DO%202050%20USVOJENO%2027%2011%202024.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
3. Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period od 2025. do 2034. godine, dostupno na: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/Plan-razvoja-prenosnog-sistema-2025-2034.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
4. Plan razvoja distributivnog sistema Republike Srbije za period od 2023. do 2032. godine, dostupno na: <https://www.aers.rs/media/FILES/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/Plan%20razvoja%20distributivnog%20sistema%20za%20period%202023-2032.godine.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
5. AERS godišnji izveštaj 2024. godine, dostupno na: <https://www.aers.rs/media/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202024.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
6. Plan pravedne energetske tranzicije Republike Srbije do 2030. godine, dostupno na: <https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/11676/PLAN%20PRAVEDNE%20TRANZICIJE%2022%2007%202025%20USVOJENO.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
7. Zakon o energetici ('Sl. glasnik RS', br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62/2023, 94/2024 i 109/2025 - dr. zakoni)
8. Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ('Sl. glasnik RS', br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
9. Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije "Službeni glasnik RS", broj 40 od 22. aprila 2021.
10. Pravila o radu tržišta električne energije, dostupno na: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/Pravila-o-radu-trzista-elektricne-energije.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
11. Pravila o radu prenosnog sistema, dostupno na: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/2025-12-25-Pravila-o-radu-prenosnog-sistema-FINALNO.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
12. Pravilnik o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji (Sl. glasnik RS br. 87/15, 44/18 - dr. zakon, 83/21)
13. Pravila o radu distributivnog sistema, dostupno na: <https://www.aers.rs/pravila-o-radu-distributivnog-sistema>, pristupljeno: 09.01.2026.
14. Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za prenos električne energije, dostupno na: <https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MO C11>, pristupljeno: 09.01.2026.
15. Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, dostupno na: <https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MO C11>, pristupljeno: 09.01.2026.
16. Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023, 58/2025 i 67/2025)

17. Pravila o promeni snabdevača, dostupno na: https://www.aers.rs/media/FILES/Pravila/2017-02-14_Interno%20preciscen%20tekst%20Pravila%20o%20promeni%20snabdevaca.pdf, pristupljeno: 09.01.2026.
18. Internet stranica SEEPEX, dostupno na: <https://seepeex-spot.rs/>, pristupljeno: 09.01.2026.
19. 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
20. Directive (EU) 2016/943 of the European Parliament and of the Council of 8 June 2016 on the protection of undisclosed know-how and business information (trade secrets) against their unlawful acquisition, use and disclosure
21. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources
22. Grujić, Dunja & Kuzman, Miloš. (2025). ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF P2P (PEER-TO-PEER) SUPPLY IN THE REPUBLIC OF SERBIA. 1784-1797. 10.46793/CIGRE37.C5.07.
23. D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, Upotreba cenovnih signala u cilju ubrzanja energetske tranzicije, Energija, ekonomija, ekologija, 2024, god. XXVI, br. 4, doi: 10.46793/EEE24-4.11G
24. D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, Unapređivanje načina obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije / Improving the Way of Calculating Access to the Electricity Distribution System, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 4, doi: 10.46793/EEE23-4.28G
25. M. Kuzman, D. Grujić, ULOGA ZAJEDNICA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U ENERGETSKOJ TRANZICIJI, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 1, doi: 10.46793/EEE23-1.40K
26. D. Grujić, M. Kuzman, Uloga agregatora u razvoju tržišta električne energije, Elektroprivreda Godina 1, Broj 1, 2023
27. Metodologija za određivanje cena pomoćnih usluga i cena zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije, dostupno na: https://aers.rs/media/FILES/Metodologije/2022-01-27_Metodologije%20za%20pomocne%20usluge-Odluka.pdf, pristupljeno: 09.01.2026.
28. Odluka o cenama pomoćnih usluga, cenama zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije za 2025. godinu, dostupno na: [2024-12-06 Odluka Cene-Pom Sist 2025 Usvojena.pdf](#), pristupljeno: 09.01.2026.
29. Large-Scale RES Integration in Serbia: Impacts and Implications, USAID, dostupno na: https://usea.org/sites/default/files/RES%20Integration%20in%20Serbia%20and%20Recommendations%20for%20Action%20-%20USEA%20Final%20Report%20-%20July%202022_0.pdf, pristupljeno: 09.01.2026.
30. Internet stranica Elektrodistribucije Srbije, dostupno na: <https://elektrodistribucija.rs/>, pristupljeno: 09.01.2026.
31. EMS godišnji izveštaj za 2024. godinu, dostupno na: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/06/GTI-za-2024.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.
32. Cene pristupa distributivnom sistemu, dostupno na: <https://aers.rs/media/FILES/Odluke/OCenama/2025-10-01%20Cenovnik%20EDS.pdf>, pristupljeno: 09.01.2026.

-
- | | | |
|---|----------|-----|
| 33. Cene pristupa prenosnom sistemu,
https://aers.rs/media/FILES/Odluke/OCenama/2025-10-01%20Cenovnik%20EMS.pdf , pristupljeno: 09.01.2026. | dostupno | na: |
| 34. Cene garantovano snabdevanje,
https://aers.rs/media/FILES/Odluke/OCenama/2025-10-01%20Cenovnik%20GS.pdf , pristupljeno: 09.01.2026. | dostupno | na: |

STUDIJA

Agregatori u Srbiji

Radni paket 3

DEO III - ISKUSTVA IZ MEĐUNARODNE PRAKSE



SAŽETAK

ŠTA DONOSI RP3

EU regulatorni okvir - Pregled pravila koja prepoznaju agregatore, nezavisne agregatore i nediskriminatoran pristup tržištu.

Modeli agregacije - Pregled odnosa agregatora, snabdevača, BOS-a i operatora sistema kroz različite modele poravnanja.

Kritični faktori uspeha - Licenciranje, pretkvalifikacija, baseline, IT standardi, transparentnost i uključivanje malih resursa.

Međunarodna praksa - Iskustva Nemačke, Velike Britanije, Poljske, Francuske i Hrvatske kao uporedni okvir za Srbiju.

Prenosive lekcije - Identifikacija elemenata koji su primenljivi u srpskom regulatornom, tehničkom i tržišnom kontekstu.

Ovo poglavlje se nadovezuje na prva dva poglavlja u kojima je prikazan konceptualni okvir i regulatorna, tehnička i tržišna spremnost za uključenje agregatora na tržište električne energije u Srbiji. U okviru RP3 analiziraju se primeri zona trgovanja u kojima je agregacija već implementirana, regulatorni okviri Evropske unije i praktična rešenja iz odabranih evropskih država (Nemačka, Velika Britanija, Poljska, Francuska, Hrvatska), sa ciljem definisanja prenosivih lekcija za Srbiju.

Regulatorni okvir EU jasno prepoznaje agregatore kroz direktive i uredbe Paketa „Čista energija za sve Evropljane“ i obavezuje države članice i članice Energetske zajednice da obezbede njihov nediskriminatoran pristup tržištu. Nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom standardizuje procese pretkvalifikacije, uvodi tabele ekvivalencije, registre fleksibilnosti i naglašava tržišnu nabavku lokalnih usluga. Ključni elementi uključuju definisanje metodologije određivanja osnovne linije, procedure verifikacije aktivacija, uloge balansno odgovorne strane i obaveze operatora sistema u prenosu i distribuciji.

Međunarodne lekcije pokazuju različite modele razvoja:

- Nemačka primenjuje visok nivo tehničke standardizacije, transparentan centralni portal za pretkvalifikaciju i jasna pravila za učešće industrijske potrošnje, skladišta i OIE. Osnovna linija za vetar i solar određuje se pomoću „potencijalne proizvodnje“.
- Velika Britanija je omogućila široko učešće malih potrošača zahvaljujući masovnom uvođenju pametnih brojala i uvođenju uloge Virtual Lead Party (VLP) za nezavisne agregatore. Lokalne fleksibilnosti na nivou ODS-a su standardizovane i komercijalizovane kroz tržišne mehanizme.
- Poljska razvija fleksibilnost kroz specifične proizvode IRP (interventno smanjenje potrošnje) i IZP (interventno povećanje potrošnje). Tržište je u tranziciji, ali nudi jasne lekcije za zemlje u razvoju.
- Francuska, francuski model je posebno relevantan za Srbiju zbog regulatorne bliskosti i istorijske uloge centralizovanog planiranja, i predstavlja dobar primer kako se agregacija može razvijati kroz centralnu platformu za agregatore.
- Hrvatska se razvija fazno kroz pilot-projekte, omogućivši učešće nezavisnih agregatora u mFRR i aFRR.

Radni paket je obradio odnose između agregatora i snabdevača na posmatranim tržištima. Prepoznati su modeli agregacije kao što su nekorigovani model, model centralnog

poravnjanja, model energetske korekcije, model podeljene odgovornosti i ostali modeli koji se mogu pojaviti.

Kritični faktori uspeha za Srbiju uključuju:

- jasno definisanu regulativu i način licenciranja,
- jasnu pretkvalifikacionu proceduru i standardizaciju IT/komunikacionih zahteva,
- podršku malim fleksibilnim resursima (EV, baterije, prozjumeri),
- transparentnu metodu određivanja osnovne linije i jednostavne formule za kompenzaciju.

Kao zaključak navodi se da Srbija poseduje strateški i pravni temelj za razvoj agregatora, i može primenjivati iskustava iz EU koja mogu ubrzati formiranje tržišta fleksibilnosti i unaprediti pouzdanost elektroenergetskog sistema.



Slika 32 - Pregled radnog paketa 3

Napomena: U dokumentu se koriste oznake za pomoćne usluge za potrebe balansiranja – FCR, aFRR, mFRR i RR. Ovi pojmovi odgovaraju ranije korišćenim termina:

FCR (Frequency Containment Reserve) – primarna rezerva/regulacija
 aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) – sekundarna rezerva/regulacija
 mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) – tercijarna rezerva/regulacija
 RR (Replacement Reserve) – spora tercijarna rezerva/regulacija

POGLAVLJE 1

1 Uvod

1.1 Obim RP3

U ovom poglavlju biće prikazani primeri nekoliko zona trgovanja u kojima je proces implementacije agregacije već sproveden. Fokus će biti na identifikovanju ključnih praksi, regulatornih okvira i tržišnih uslova koji su omogućili razvoj usluga agregatora. Naučene lekcije iz ovih iskustava poslužiće kao osnova za oblikovanje rešenja prilagođenih srpskom tržišnom i regulatornom kontekstu. Analiza će obuhvatiti iskustva Nemačke, Velike Britanije, Poljske, Francuske i Hrvatske, kao reprezentativnih tržišta izabranih zbog njihove regulatorne zrelosti, tehničkih rešenja i sličnosti sa srpskim energetske kontekstom.

Razumevanje načina na koji se agregacija razvijala na drugim tržištima od suštinskog je značaja za Srbiju, jer pruža dragocene uvide u mogućnosti, ali i potencijalne rizike uvođenja takvih usluga. Upoređivanjem različitih pristupa u strategiji implementacije propisa i različitih tehnoloških rešenja moguće je prepoznati koje se komponente mogu uspešno prilagoditi specifičnim regulatornim i sistemskim uslovima u Srbiji. Ovaj proces međunarodnog uporednog istraživanja (benchmarking) time omogućava donošenje preporuka i doprinosi smanjenju rizika povezanih sa uvođenjem i razvojem tržišta agregatorskih usluga.

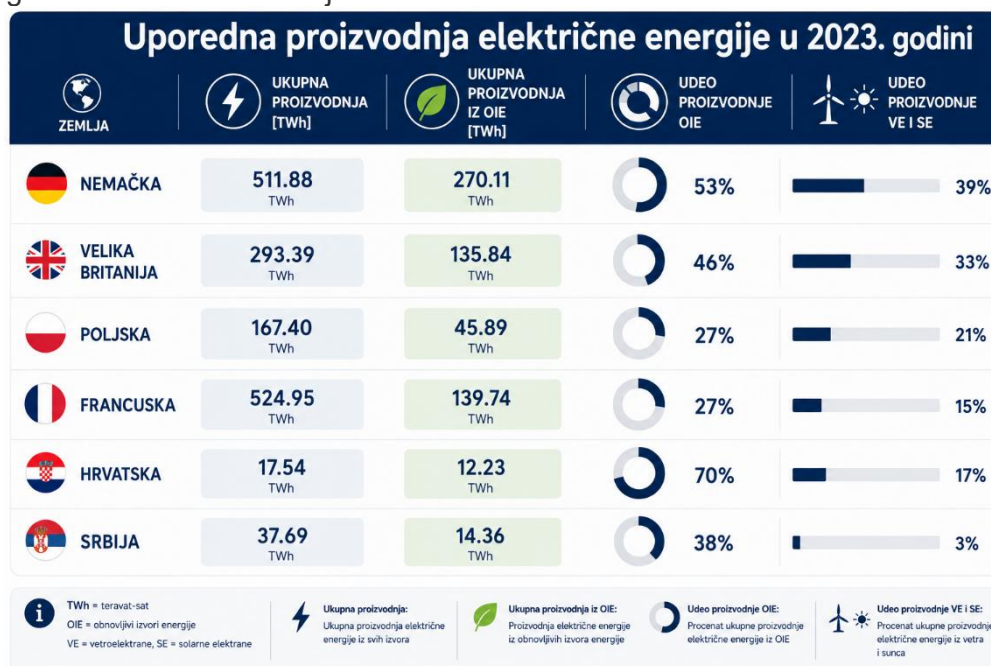
1.2 Struktura proizvodnog miksa i udeo OIE u odabranim evropskim državama

Uporedna analiza elektroenergetskih sistema u državama kao što su Nemačka, Velika Britanija, Poljska, Francuska i Hrvatska pokazuje značajne razlike u stepenu integracije OIE, strukturi proizvodnog miksa i učešću varijabilnih OIE. Posmatrani sistemi obuhvataju širok raspon modela, od sistema sa visokim udelom varijabilnih OIE (Nemačka i Velika Britanija), preko sistema sa dominantnom baznom proizvodnjom iz nuklearnih elektrana (Francuska) i elektrana na fosilna goriva (Poljska), do sistema sa dominantnom proizvodnjom iz hidroelektrana (Hrvatska). Slika 33 prikazuje strukturu proizvodnih kapaciteta u 2024. godini i procentualni udeo OIE.



Slika 33 -Struktura proizvodnih kapaciteta [1]

Error! Reference source not found. prikazuje uporedu proizvodnju električne energije u 2023. godini za odabrane zemlje.



Slika 34 - Uporedna proizvodnja električne energije u 2023. godini [1] [2]

U Nemačkoj i Velikoj Britaniji obnovljivi izvori učestvuju sa 53% odnosno 46% ukupne proizvodnje električne energije, pri čemu vetar i solar čine značajan deo ukupne proizvodnje (39% i 33%). Ovakva struktura ukazuje na visok nivo integracije VOIE i povećane zahteve za fleksibilnošću sistema. Poljska i Francuska imaju sličan udeo OIE u ukupnoj proizvodnji (oko 27%), ali sa značajno različitim proizvodnim strukturama. Poljska se i dalje u velikoj meri oslanja na konvencionalne termokapacitete, dok Francuska ima dominantnu baznu proizvodnju iz nuklearnih elektrana, koje čine osnovu stabilnosti sistema i smanjuju varijabilnost proizvodnje. Hrvatska predstavlja specifičan slučaj sa veoma visokim ukupnim udelom OIE u proizvodnji (70%), ali sa relativno manjim udelom vetra i solara (17%), što ukazuje na dominantnu ulogu hidroelektrana.

U poređenju sa navedenim zemljama, Srbija je 2023. godine imala udeo OIE od 38% u ukupnoj proizvodnji električne energije, pri čemu su vetar i solar učestvovali sa oko 3%. Iskustva odabranih zemalja, pokrivajući različite modele integracije OIE i strukture proizvodnog miksa, predstavljaju relevantnu osnovu za analizu i planiranje razvoja tržišta fleksibilnosti i uloge agregatora u Srbiji.

Srbija - elektroenergetski sistem u fazi tranzicije

Proizvodni miks Srbije ukazuje na sistem u tranziciji, sa stabilnom baznom proizvodnjom i relativno ograničenim udelom varijabilnih OIE u odnosu na zapadnoevropske sisteme sa razvijenim tržištima fleksibilnosti.

1.3 Zakonodavstvo Evropske Unije i politika podrške agregaciji

Prilikom razmatranja koncepta agregacije neophodno je pozvati se na najvažnije delove zakonodavstva Evropske unije koji definišu i regulišu ovu oblast. Evropska unija je uspostavila sveobuhvatan pravni okvir čiji je cilj omogućavanje fleksibilnosti, upravljanje potrošnjom i aktivno učešće potrošača na tržištu električne energije, a svi ovi elementi direktno su povezani sa konceptom agregacije.

Ovaj pravni okvir potrebno je sprovesti i u zemljama članicama Energetske zajednice, tj. u državama potpisnicama Ugovora o Energetskoj zajednici.

Agregacija je eksplicitno pomenuta u više ključnih zakonodavnih akata koji čine deo paketa „Čista energija za sve Evropljane” (Clean Energy for All Europeans Package), a to su:

- Direktiva (EU) 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije, koja definiše ulogu nezavisnih agregatora i njihova prava na delovanje u okviru tržišta [3];
- Uredba (EU) 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije, koja naglašava značaj tržišno zasnovane fleksibilnosti i važnost nediskriminatorskog pristupa tržištu za agregatore [4];
- Uredba (EU) 2024/1747 o izmeni uredaba (EU) 2019/942 i (EU) 2019/943 u pogledu poboljšanja modela tržišta električne energije u Uniji [5];
- Direktiva (EU) 2024/1711 o izmeni direktiva (EU) 2018/2001 i (EU) 2019/944 u pogledu poboljšanja modela tržišta električne energije u Uniji [6];
- Direktiva (EU) 2023/2413 Evropskog parlamenta i Saveta od 18. oktobra 2023. godine, kojom se menja Direktiva (EU) 2018/2001, Uredba (EU) 2018/1999 i Direktiva 98/70/EZ u pogledu podsticanja korišćenja energije iz obnovljivih izvora [7], takozvana RED III direktiva, koja podstiče učešće zajednica obnovljivih izvora energije i kupaca-proizvođača, često upravo putem agregacije.

Regulativa Evropske unije, konkretno u okviru navedenog paketa „Čista energija za sve Evropljane”, prepoznaje koncept nezavisnog agregatora (independent aggregator) pored osnovnog koncepta agregatora.

Agregator je tržišni učesnik koji prikuplja fleksibilnost resursa poput (malih) elektrana, sistema za skladištenje energije ili upravljive potrošnje i prodaje tu fleksibilnost na veleprodajnim tržištima ili tržištima pomoćnih usluga.

Ključna karakteristika nezavisnog agregatora je da taj agregator nije povezan sa snabdevačem električnom energijom kod koga kupac ima ugovor o snabdevanju i nezavisno od njega nudi njegove usluge.



Slika 35 - Regulatorni okvir za agregatore u EU

Kada se pominje Srbija, potrebno je kratko spomenuti celokupan proces u Energetskoj zajednici i prilagođavanje ključnih zakonodavnih akata Paketa čiste energije. U decembru 2022. godine, Ministarski savet Energetske zajednice usvojio je Paket za integraciju

električne energije (Electricity Integration Package), čime je kompletiran pravni okvir za njena tržišta električne energije, radi potpunog usklađivanja sa tadašnjim propisima Evropske unije. Ovaj paket, koji sadrži devet (9) zakonodavnih akata, uključuje mrežna pravila i smernice (network codes and guidelines) za stvaranje integrisanijeg i liberalizovanijeg tržišta. Ova akcija je predstavljala značajan korak ka integraciji tržišta električne energije zemalja Ugovornih strana Energetske zajednice sa unutrašnjim tržištem električne energije Evropske unije.

Trenutno, Srbija je transponovala ceo paket u svoje nacionalno zakonodavstvo (acquis), a transpoziciju trenutno proveravaju Energetska zajednica i Evropska komisija.

1.3.1 Mrežna pravila za upravljanje potrošnjom - Network Code on Demand Response

Posebno važan regulatorni osnov za razvoj agregacije i uključivanje fleksibilnih resursa predstavljaju Mrežna pravila za upravljanje potrošnjom (Network Code on Demand Response), koja propisuju zahteve u vezi sa upravljanjem potrošnjom, uključujući agregaciju, skladištenje energije, distribuiranu proizvodnju i ograničavanje potrošnje, s ciljem doprinosa integraciji tržišta, nediskriminaciji, efikasnoj konkurenciji i efikasnom funkcionisanju tržišta. Ova mrežna pravila takođe olakšavaju tržišno zasnovanu nabavku lokalnih usluga od strane operatora sistema, obezbeđujući nediskriminatoran pristup svih pružalaca usluga ovom procesu [8].

Nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom ne uvodi suštinski nova pravila za nabavku pomoćnih usluga operatora sistema. Nacrt se oslanja na koncepte već postojećeg zakonodavstva EU, definiše procese za uspostavljanje nacionalnih i na nivou EU usklađenih uslova i pravila, i precizira pitanja o kojima se odlučuje na nacionalnom nivou. Značajne odredbe koje imaju za cilj olakšavanje pretkvalifikacije i pristupa tržištu uključuju koncepte „Tabela ekvivalencija“ koje služe da se izbegnu ponovljeni i redundantni procesi pretkvalifikacije i „Registara fleksibilnosti“, nacionalnih informacionih sistema koji pružaju podatke o upravljivim jedinicama i pružaocima usluga. Pored toga, uvode se i pojednostavljeni postupci za „standardizovane resurse za pružanje usluga“ i „male upravljive jedinice“ čime se dodatno smanjuju administrativne i tehničke barijere za ulazak novih učesnika na tržište [9].



Slika 36 - Tržište fleksibilnosti u EU

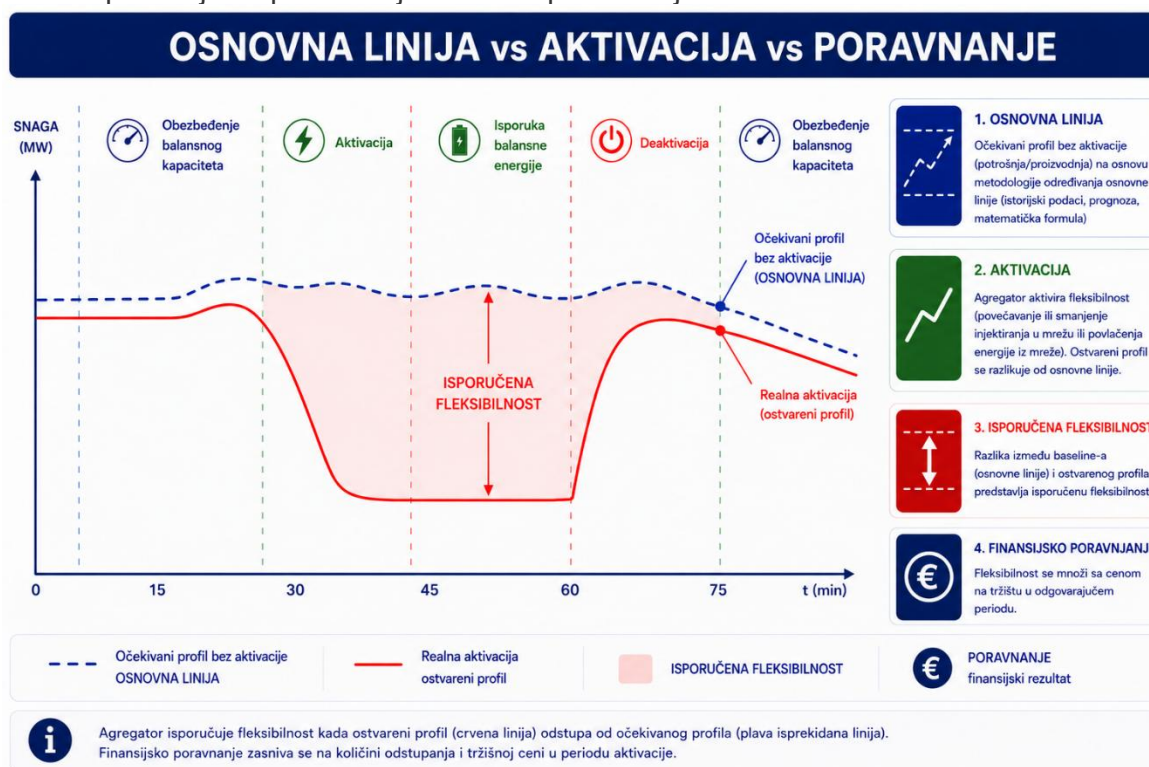
1.3.2 Osnovna linija

Mrežna pravila navode da je ključno precizirati metodologiju za definisanje, obračun i validaciju osnovne linije (baseline) za lokalne usluge i ostale usluge na veleprodajnom tržištu. Predviđeno je da metodologija bude odobrena od strane nacionalnog regulatornog tela.

Osnovna linija predstavlja osnovu za kvantifikaciju i verifikaciju isporučene fleksibilnosti. Na osnovu nje vrši se i finansijsko poravnanje za aktivaciju kao i za odstupanje koje može da nastane. Precizno definisana osnovna linija ima i važnu ulogu u obezbeđenju pravičnosti i integriteta tržišta, jer sprečava mogućnost manipulacija, poput veštačkog povećavanja očekivane potrošnje ili proizvodnje pre aktivacije radi ostvarivanja neopravdanih koristi. Osnovna linija će se u praksi proveravati kroz testove, kontinuirani monitoring i obračunske procedure.

Osnovna linija, u slučaju vetroelektrana i solarnih elektrana, određuje se metodom potencijalne proizvodnje. To je hipotetička snaga koju bi postrojenje proizvodilo da nije dobilo zahtev za aktiviranjem balansne energije. Osnovna linija treba da bude jednaka kao i ostvarenje elektrane kada nije dat nalog za aktivaciju.

Kod negativne balansne energije, isporučena balansna energija se računa kao razlika između potencijalne proizvodnje i stvarne proizvodnje elektrane.



Slika 37 - Objašnjenje određivanja osnovne linije [10]

U slučaju pozitivne balansne energije, primenjuje se sličan koncept, moguća proizvodnja elektrane je posmatrana kao opseg elektrane u odnosu na trenutnu snagu elektrane.

Što se tiče smjera preuzimanja energije iz mreže (potrošnja), situacija je slična. Osnovna linija predstavlja poslednji plan planskog preuzimanja energije iz sistema koji se dostavlja pre početka aktivacije, odnosno pre davanja naloga, i po njemu se pretpostavlja da bi se kretala potrošnja da nije bilo aktivacije fleksibilnosti.

Srbija je već implementirala postupak određivanja osnovne linije, po kojem osnovnu liniju potrošnje dostavlja pružalac usluga balansiranja. Takođe, u pravilima o radu tržišta uspostavljen je mehanizam finansijskog poravnanja kojim se obezbeđuje finansijska neutralnost za krajnjeg kupca i snabdevača odnosno balansno odgovorne strane u situacijama kada dobije nalog za aktivaciju. Polazna osnova za obračun je osnovna linija i ona se koristi kao potrošnja koja bi nastala da kupac nije bio aktiviran.

U slučaju kada kupac ima potpuno snabdevanje, pravilima je definisano da se naknada za snabdevanje u relevantnom obračunskom intervalu koriguje tako da bude ekvivalentna vrednosti koju bi kupac platio da je trošio energiju po osnovnoj liniji. Suština je da se kupcu ne obračunava potrošnja električne energije kao da je promenio ponašanje samoinicijativno, već se trošak snabdevanja modeluje kao da je potrošnja ostala na referentnom nivou osnovne linije.

U drugom slučaju, kada postoji ugovor sa unapred određenim količinama, poravnanje se vezuje za ugovor kojim se uređuje prenos balansne odgovornosti; pravila predviđaju da se naknada za balansiranje utvrđuje na osnovu cene balansiranja iz tog ugovora i veličine odstupanja koja se računa kao razlika između osnovne linije i ugovorenih unapred određenih količina. I ovde je cilj isti: naknada za balansiranje predstavlja vrednost koja bi nastala da je kupac trošio električnu energiju u skladu sa osnovnom linijom, odnosno da se finansijski efekat aktivacije ne prelije u nepredviđeni trošak kupca odnosno balansno odgovorne strane.

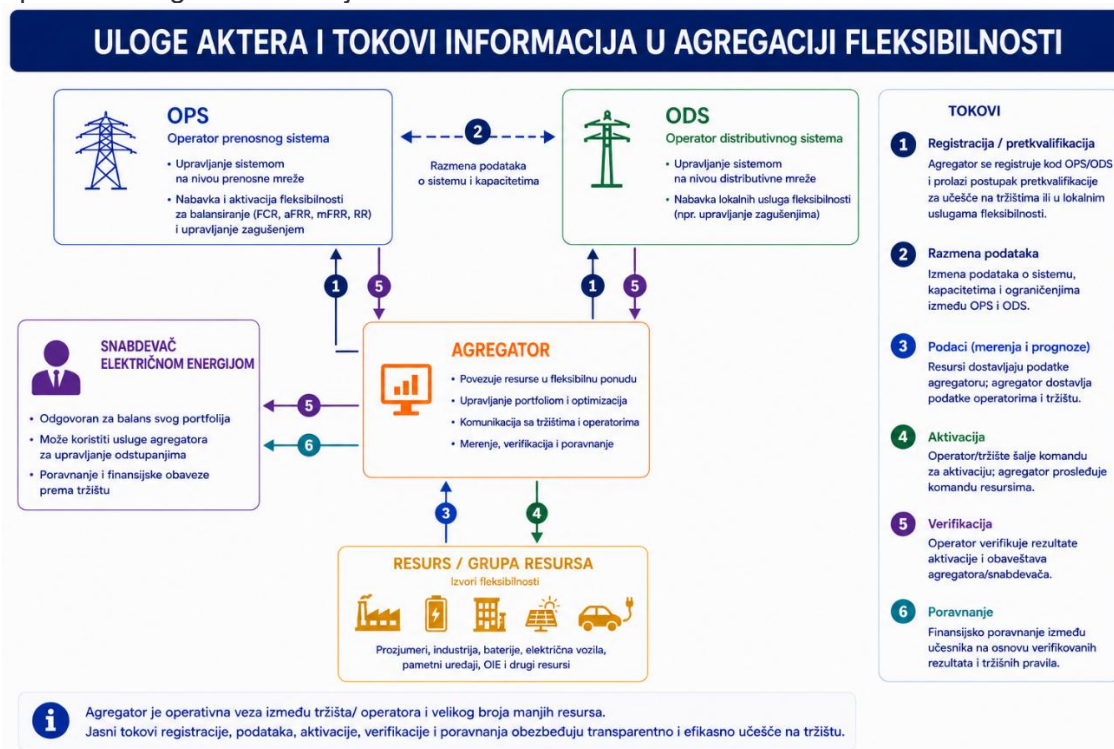
Da bi se obezbedila transparentnost, svi podaci o osnovnoj liniji se distribuiraju akterima od značaja tj. snabdevaču, balansno odgovornoj strani, resursu, a ako postoji potreba i agregatoru. [11]

Osnovna linija- osnova za kvantifikaciju i verifikaciju isporučene fleksibilnosti

Osnovna linija predstavlja vrednost potrošnje ili proizvodnje resursa za pružanje usluga koja bi se ostvarila da nije bilo aktivacije usluge fleksibilnosti. U odnosu na nju se meri ostvarenje naloga, odnosno odstupanje naloga od zadate vrednosti.

1.3.3 Usluge operatorima sistema

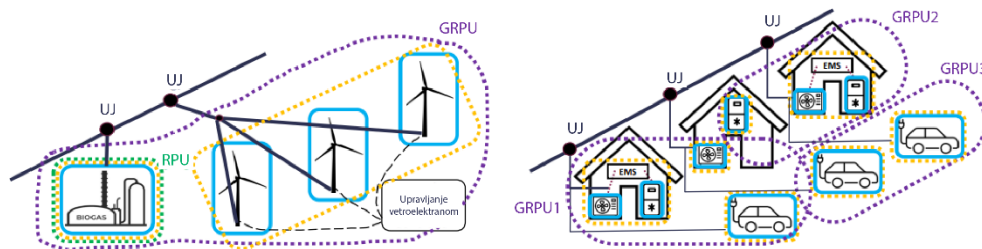
Termin „Usluge operatorima sistema“ ovde se koristi za sumiranje usluga koje su obrađene u ovim Mrežnim pravilima, a koje operatori sistema treba da nabavljaju od korisnika mreže. One obuhvataju usluge za rešavanje problema zagušenja u mreži, problema regulacije napona i usluge balansiranja.



Slika 38 - Uloge aktera i tokovi informacija u agregaciji

Predviđeni su nacionalni uslovi za registraciju i pretkvalifikaciju pružalaca usluga sa svojim resursima koji mogu biti samostalni resursi za pružanje usluga (RPU) ili grupe resursa za

pružanje usluga (GRPU) koje se sastoje od upravljive jedinice (UJ) i da ti uslovi budu zajednički za prenosni i distributivni sistem. Cilj je olakšanje i izbegavanje duplikacije procesa registracije pružalaca usluga, a među njima i agregatora koji bi predstavljali grupu resursa.



Slika 39 - Primeri situacija koje ilustruju termine „grupe resursa za pružanje usluga“ (SPG), „samostalni resursi za pružanje usluga“ (SPU), kontrolabilna jedinica; CP: mesto priključenja [12]

Svaki operator sistema koji nabavlja usluge dužan je da kvalifikuje učesnika na tržištu kao pružaoca usluge pod uslovom da su ispunjeni zahtevi za odgovarajući proizvod. To pre svega obuhvata ispunjenje finansijskih uslova, kao i obezbeđivanje adekvatnog IT sistema koji omogućava prijem, obradu i odgovor na signale potrebne za pružanje usluge, razmenu i obradu mernih podataka za obračun, utvrđivanje osnovne linije i poravnanje, kao i nadzor i razmenu podataka skoro u realnom vremenu radi verifikacije izvršenja usluge. Takođe je neophodno obezbediti razmenu planiranih podataka i podataka koji su dostupni gotovo u realnom vremenu. U postupku kvalifikacije može se zahtevati sprovođenje testa komunikacije, kao i dostavljanje opisa tehničkih sredstava i resursa, komunikacionih sistema, potencijalnih kompenzacionih i povratnog efekta potrošnje i načina njihovog upravljanja. Kada je tržišni učesnik već kvalifikovan za jedan balansni ili lokalni proizvod, operator sistema primenjuje pojednostavljen postupak kvalifikacije za učešće u dodatnim proizvodima.

Povratni efekat može izazvati debalans snabdevača

Povratni efekat potrošnje predstavlja fenomen gde se smanjenje (ili povećanje) potrošnje tokom aktivacije fleksibilnosti delimično ili u potpunosti kompenzuje van perioda aktivacije. Najčešći oblik je odložena potrošnja, gde resurs nadoknađuje rad neposredno nakon događaja.

Glavna kompleksnost leži u tome što se, ovaj efekat prelijeva u portfolio snabdevača, izazivajući potencijalni debalans.

Kako se očekuje da mrežna pravila postanu obavezujuća na nacionalnom nivou širom Evropske unije do 2027. godine ENTSO-E i EU DSO entitet će imati obavezu da zajednički razviju predlog jedinstvene metodologije na nivou Evropske unije koja će omogućiti dodatno pojednostavljenje procesa pretkvalifikacije proizvoda. Cilj ove metodologije je da se smanji administrativno i tehničko opterećenje za učesnike na tržištu, olakša prekogranično učešće pružalaca fleksibilnosti i balansnih usluga, kao i da se obezbedi dosledna i transparentna primena zahteva među državama članicama Evropske Unije, uz očuvanje pouzdanosti i bezbednosti elektroenergetskog sistema.

Na nivou Evropske unije biće uspostavljen centralizovani registar metoda određivanja osnovne linije, koji će objediniti sve nacionalno odobrene pristupe za utvrđivanje osnovne linije potrošnje i proizvodnje. Za prikupljanje, objedinjavanje i objavljivanje ovih informacija biće zaduženi ENTSO-E i EU DSO, čime se obezbeđuje transparentnost i uporedivost različitih rešenja među državama članicama Evropske Unije. Registar će omogućiti pregled primenjenih metoda po tipu resursa i vrsti proizvoda, uz redovno ažuriranje, i predstavljati važnu osnovu za dalji razvoj agregacije i fleksibilnosti na jedinstvenom evropskom tržištu električne energije.

Srbija pred obavezom usklađivanja sa EU pravilima fleksibilnosti

Direktiva 2019/944 garantuje pravo nezavisnim agregatorima da učestvuju na tržištu bez saglasnosti snabdevača.

Nacrt mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom uvodi standardizovane procese pretkvalifikacije, tabele ekvivalencije i registre fleksibilnosti.

Srbija je kao članica Energetske zajednice obavezna da transponuje odredbe Electricity Integration Package, a kasnije će doći i obaveza transponovanja Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom.

1.4 Modeli agregacije i odgovornosti učesnika u agregaciji

U skladu sa članom 17. Direktive (EU) 2019/944, države članice EU su obavezne da omoguće i podstiču učešće upravljanja potrošnjom na tržištu električne energije putem agregacije. Nacionalni regulatorni okviri takođe treba da omoguće rad nezavisnih agregatora, odnosno tržišnih učesnika koji se bave agregacijom, a koji nisu povezani sa snabdevačem krajnjeg kupca, da učestvuju na svim tržištima električne energije na nediskriminatoran način i bez saglasnosti snabdevača krajnjeg kupca. Kako bi se obezbedili održivi poslovni modeli za nezavisne agregatore i izbegli neopravdani negativni efekti po snabdevače, neophodno je jasno definisati pravila, prava i odgovornosti svih uključenih strana. Ovi aranžmani za upravljanje fleksibilnim resursima se označavaju kao „modeli agregacije“.

Modeli agregacije se karakterišu kroz tri osnovna elementa:

- način tretiranja i obračuna odstupanja (debalansa),
- način finansijske kompenzacije tržišnih učesnika pogođenih aktivnostima nezavisnih agregatora (pre svega snabdevača) i
- metod verifikacije aktivacije i kvantifikacije aktiviranih usluga, bilo putem merenja ili proračuna.

Posebno značajan aspekt Mrežnih pravila jeste jasno definisanje uloga i odgovornosti u okviru modela agregacije. Operatori sistema su odgovorni za obračun osnovnih linija, prikupljanje i obradu mernih podataka, verifikaciju aktivacija, poravnanje isporučenih usluga sa pružaocima usluga, kao i međusobnu saradnju. Operator prenosnog sistema je odgovoran za obračun i poravnanje odstupanja [9].

Pružalac usluga odgovoran je za poštovanje svih ograničenja mreže, uključujući privremena ograničenja koja saopštavaju operatori sistema, za izmirenje finansijske kompenzacije (ukoliko je predviđena nacionalnim uslovima i pravilima), kao i za plaćanje penala u slučaju neispunjenja obaveza pružanja usluge. Nacrt Mrežnih pravila dodatno predviđa da se odgovornost za utvrđivanje osnovnih linija definiše u nacionalnim uslovima i pravilima, pri čemu tu ulogu mogu imati operatori sistema, tržišni učesnici ili treća lica koja imenuje nacionalno regulatorno telo.



Slika 40 - Modeli agregacije u EU

POGLAVLJE 2

2 Upoređivanje zemalja Evrope

2.1 Važnost upoređivanja zemalja sa Srbijom

Ovaj odeljak je fokusiran na analizu iskustava odabranih zemalja Evrope u primeni agregacije električne energije. Ispitivanjem ovih primera iz prakse, moguće je identifikovati regulatorne okvire, dizajn tržišta i operativne prakse koje su omogućile agregatorima da efikasno učestvuju na tržištima električne energije ili barem otpočinu učešće na tržištu.

Upoređivanje zemalja Evrope je posebno važno za Srbiju jer pruža praktične uvide u mogućnosti i izazove povezane sa agregacijom. Razlike u strukturi tržišta, mrežnim pravilima i podršci implementaciji propisa nude dragocene pouke o tome koji bi se pristupi mogli uspešno prilagoditi srpskom kontekstu. Razumevanje ovih primera pomaže u predviđanju potencijalnih prepreka, dizajniranju efikasnih poslovnih modela i formulisanju strateških mera koje podstiču rast tržišta agregatora.

Iako je Srbija već ugradila neophodne odredbe u svoja Pravila o radu prenosnog sistema [13] i Pravila o radu tržišta [11], važno je uzeti u obzir i iskustva zemalja Evrope u kojima je koncept agregacije implementiran. Pregled međunarodnih iskustava pruža dragocene uvide u najbolje prakse, regulatorne okvire i tržišne aranžmane koji bi se mogli prilagoditi srpskom kontekstu.

Karakteristike zemalja obuhvaćenih ovom analizom zasnivaju se na kombinaciji razvijenosti tržišta električne energije, raznovrsnosti regulatornih pristupa i njihove relevantnosti za sisteme u razvoju. Nemačka je obuhvaćena kao vodeće evropsko tržište u oblasti integracije obnovljivih izvora i kao primer iz prakse koji zemlje Evrope poštuju i prate. Takođe, posmatrana je Velika Britanija kao specifičan primer izolovanog elektroenergetskog sistema sa ranim i tržišno vođenim razvojem agregatora. Poljska je uključena kao primer zemlje u energetske tranzicije sa istorijski visokim udelom proizvodnje iz uglja, što je čini uporedivom sa Srbijom. Francuska je obuhvaćena analizom zbog značajnog uticaja i saradnje sa srpskim tržištem električne energije, čiji će se konkretni aspekti dodatno razmotriti u narednim poglavljima. Hrvatska je uključena kao regionalni primer, s obzirom na to da njena regulatorna rešenja i praktična iskustva u oblasti agregacije mogu pružiti korisne smernice za primenu u Srbiji.

Iskustva Evrope u primeni agregacije električne energije
 Šta možemo naučiti za razvoj tržišta agregatora u Srbiji

ZAŠTO JE UPOREĐIVANJE ZEMALJA VAŽNO ZA SRBIJU?

 Različiti regulatorni okviri – različita rešenja i pristupi.	 Različite strukture tržišta i mrežnih pravila.	 Dragocene lekcije o tome šta se može uspešno prilagoditi srpskom kontekstu.	 Pomoć u dizajniranju efikasnih poslovnih modela i podršci implementaciji.	 Bolje predviđanje izazova i izbegavanje potencijalnih prepreka.
---	---	--	--	--

ZAŠTO SU OVE ZEMLJE ODABRANE?

 NEMAČKA Vodeće evropsko tržište u integraciji obnovljivih izvora i primer prakse koji Evropa prati.	 VELIKA BRITANIJA Specifičan primer izolovanog sistema sa ranim i tržišno vođenim razvojem agregatora.	 POLJSKA Zemlja u energetske tranzicije sa istorijski visokim udelom proizvodnje iz uglja, uporediva sa Srbijom.	 FRANCUSKA Značajan uticaj i saradnja sa srpskim tržištem električne energije.	 HRVATSKA Regionalni primer čija regulatorna rešenja i iskustva mogu pružiti korisne smernice za Srbiju.
--	--	--	--	--


KLJUČNA PORUKA
 Iskustva evropskih zemalja pružaju praktične uvide i proverene pristupe koji mogu pomoći Srbiji da izgradi funkcionalno, konkurentno i održivo tržište agregacije i fleksibilnosti.



Slika 41 - Iskustva iz međunarodne prakse

2.2 Primeri iz prakse – Nemačka

2.2.1 Uvod

Nemački prenosni sistem je podeljen na četiri kontrolne oblasti. Svaka kontrolna oblast ima operatera prenosnog sistema odgovornog za normalno funkcionisanje mreže Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH i 50Hertz Transmission GmbH [14].

Karakteristika prenosnog sistema Nemačke ogleda se u tome što omogućava da se potrebe za električnom energijom u južnim delovima zemlje zadovolje energijom proizvedenom, na primer, iz vetroparkova na severu. Istovremeno, prenosni sistem povezuje nemačku elektroenergetsku mrežu sa mrežama susednih država putem prekograničnih dalekovoda i podmorskih kablova, čime se obezbeđuje nesmetana trgovina električnom energijom na evropskom nivou.

Posmatrajući nemački primer u kontekstu njegove široke i dobro razvijene mreže interkonekcija — karakteristike koja ga čini uporedivim i sa srpskim elektroenergetskim sistemom — ključnu ulogu u oblikovanju pravnog okvira za agregatore i distribuirane energetske resurse imaju dva osnovna zakona: Zakon o energetskej industriji (EnWG) [15] i Zakon o obnovljivim izvorima energije (EEG) [16], uz dodatnu regulatornu nadležnost koju obezbeđuju Savezna kancelarija za informacionu bezbednost [17] i Savezna agencija za mreže [18].

U Nemačkoj, u skladu sa direktivama Evropske unije, učesnici na tržištu koji se bave agregacijom, uključujući i nezavisne agregatore, imaju pravo da uđu na tržište električne energije bez saglasnosti drugih učesnika. Nezavisni agregatori trenutno mogu da nude svoje usluge na tržištima balansne energije.

U Nemačkoj, domaćinstva ne učestvuju u eksplicitnom upravljanju potrošnjom, dok implicitno upravljanje potrošnjom nude samo neki snabdevači (stanje iz 2022. godine) [19]. Sporo uvođenje pametnih brojila širom Nemačke usporilo je širu primenu upravljanja potrošnjom za domaćinstva [19]. Nemačka predstavlja primer od posebnog značaja za Srbiju, jer kao jedno od najrazvijenijih evropskih tržišta sa visokim udelom obnovljivih izvora, pruža relevantan okvir za zemlje koje, poput Srbije, prolaze kroz energetske tranziciju i proces otvaranja tržišta kroz mehanizme fleksibilnosti i ulogu agregatora.

2.2.2 Balansno tržište

Nediskriminatorno učešće svih distribuiranih energetske resursa moguće je i pojedinačno i agregirano, bez obzira na snagu, na sledećim balansnim tržištima u Nemačkoj:

- FCR (rezerva za održavanje frekvencije), sa minimalnom ponudom od 1 MW
- aFRR/mFRR (automatska/ručna rezerva za ponovno uspostavljanje frekvencije), sa minimalnom ponudom od 5 MW, osim u slučaju dostavljanja samo jedne ponude

Zamenska rezerva (RR) ne koristi se u Nemačkoj.

Nemački operatori prenosnog sistema zajednički nabavljaju pomoćne usluge za balansiranje sistema (balansni kapacitet i balansnu energiju) na nivou svojih kontrolnih oblasti, a delom i u saradnji sa susednim zemljama (Austrija, Belgija, Češka, Danska, Francuska, Holandija, Slovenija i Švajcarska) [20].

2.2.3 Proces pretkvalifikacije

Potencijalni pružaoci usluga balansiranja moraju u procesu pretkvalifikacije da dostave dokaz da ispunjavaju sve uslove neophodne za obezbeđivanje jedne ili više usluga balansiranja [20].

Važno je istaći da Nemačka ima veoma dobro razvijen portal za pretkvalifikacije (Präqualifikations-Portal [21]) resursa za pružanje usluga balansiranja. Ovakav centralizovan i transparentan pristup predstavlja dobru preporuku za sve zemlje koje razvijaju tržište agregatora i distribuiranih resursa, jer olakšava pristup informacijama, pojednostavljuje procedure i podiže nivo poverenja među učesnicima tržišta. Na nemačkom

portalu za pretkvalifikacije mogu se pronaći sve ključne informacije i dokumenta potrebna za proces pretkvalifikacije resursa koji žele da učestvuju u pružanju usluga balansiranja.

Proces pretkvalifikacije

Centralizovan i veoma transparentan portal za pretkvalifikacije.

Na jednom mestu dostupni su svi uslovi, dokumenta i tehnički zahtevi za pružaoce balansnih usluga.

Ovaj pristup značajno pojednostavljuje procedure, poboljšava preglednost i podiže poverenje učesnika tržišta.

Portal obuhvata:

- Korisnička uputstva (Benutzerhandbuch) za korišćenje portala i detaljno objašnjenje koraka u procesu pretkvalifikacije.
- Dokumentaciju za pretkvalifikacioni postupak, uključujući sve potrebne obrasce, tehničke zahteve i smernice.
- Informacije o modalitetima i pravnom okviru, koje obuhvataju regulatorne zahteve, pravila i propise povezane sa pružanjem balansnih usluga.
- Primere i fajlove za testiranje, kao što su primeri operativnih testova za FCR, aFRR i mFRR, kao i druge tehničke datoteke (npr. 4h-FCR primer).
- Ažurirane liste balansnih grupa u Nemačkoj.
- Tehničke obrasce.
- Dokumente vezane za novi proizvod za inerciju tj. za stabilnost lokalnog dela mreže.

Portal predstavlja jedinstveno mesto gde su objedinjene sve informacije potrebne učesnicima koji žele da se kvalifikuju za učešće na tržištu balansnih usluga u Nemačkoj.



Slika 42 - Proces pretkvalifikacije u Nemačkoj [16]

Zahtevi koji se proveravaju u okviru procesa pretkvalifikacije obuhvataju IT, proizvodno-specifične i tehničke uslove, koji se proveravaju u okviru procesa pretkvalifikacije.

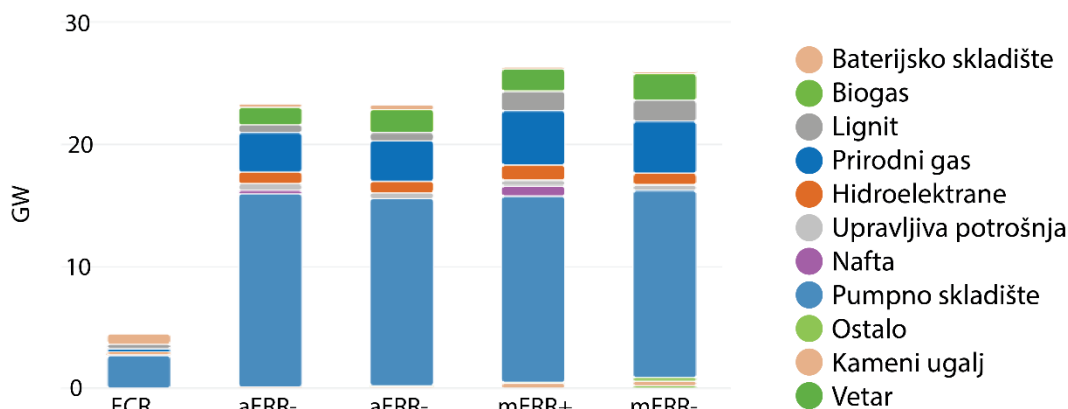
Ključni elementi pretkvalifikacije obuhvataju:

- Izradu IT i isporučnih koncepata,
- Izvođenje operativnog testa,
- Sprovođenje kontrolnog testa sistema,
- Dostavljanje sertifikata (npr. potvrda operatora mreže na koju je resurs priključen – Anschlussnetzbetreiber Bestätigung (ANB)) [20].



Slika 43 - Nemački portal za pretkvalifikaciju

Slika 13 prikazuje vrednosti pretkvalifikovanog kapaciteta za januar 2026. godine. Vrednost upravljive potrošnje je bila 600 MW za aFRR+, 760 MW za aFRR-, 500 MW za mFRR+ i 690 MW za mFRR-.



Slika 44 - Pretkvalifikovani kapacitet za svaki primarni izvor goriva po količini [20]

Ove vrednosti čine tek nekoliko procenata celokupnog balansnog kapaciteta u Nemačkoj. Pretkvalifikovani resursi su u najvećoj meri industrijski potrošači. Što se tiče baterijskih sistema 1350 MW je u FCR, ± 1200 MW je opseg u aFRR i ± 365 MW je opseg u mFRR. Iako bi se, imajući u vidu razvoj distribuiranih energetske resursa, očekivalo da na DSO nivou postoji veliki broj upravljivih izvora fleksibilnosti, u praksi taj potencijal još uvek nije u potpunosti razvijen, najviše zbog regulatornog fokusa koji je dugo bio na OPS, sporosti sa

uvođenjem pametnih brojila i nedovoljnoj slobodi ODS da deluje lokalno i koristi resurse za upravljanje na lokalnom nivou. Zbog toga najveći deo odgovornosti za obezbeđivanje potrebne fleksibilnosti i dalje ostaje na prenosnom sistemu, koji predstavlja ključni oslonac za balansiranje i sigurnost rada elektroenergetskog sistema. Trenutno se pojavljuje značajan potencijal u vidu električnih vozila (EV), koja mogu predstavljati važan upravljivi resurs u budućnosti. Nemački operatori su izdali i smernice za pretkvalifikaciju električnih vozila i drugih nestacionarnih instalacija.

2.2.4 Veleprodajno tržište

Pristup veleprodajnim tržištima u Nemačkoj je, zakonski otvoren za snabdevače, nezavisne agregatore i velike potrošače energije. Međutim, zemlja još nije implementirala okvir koji definiše pravila i odgovornosti za direktno učešće upravljanja potrošnjom putem nezavisnih agregatora na veleprodajnom tržištu [22]. To praktično znači da su agregatori limitirani samo na mogućnosti otkupa energije iz baterijskih sistema i solarnih elektrana.

Pristup veleprodajnom tržištu je dostupan samo u okviru portfolija balansno odgovorne strane (BOS).

2.2.5 Uloga agregatora sa aspekta mreže

U Nemačkoj agregatori sve više dobijaju ulogu u rešavanju mrežnih zagušenja kroz implementaciju koncepta Redispatch 2.0, koji omogućava aktivno upravljanje i proizvodnim i potrošačkim resursima na svim naponskim nivoima. Agregatori prilikom objedinjavanja fleksibilnost potrošnje, skladišta i distribuiranih OIE mogu pružiti u usluge rasterećenja mreže, uz jasnu koordinaciju između OPS-a i ODS-a. Time se agregacija pomera iz isključivo tržišnog domena ka operativnom alatu za upravljanje mrežom.

Proširenjem obuhvata redispatchinga na postrojenja na obnovljive izvore energije, kogeneraciju i skladišta, kao i spuštanjem praga uključivanja na oko 100 kW, stvoren je tehnički i operativni preduslov za objedinjavanje većeg broja manjih resursa u funkcionalne celine. Uloga agregatora omogućavaju da u ime većeg broja pojedinačnih resursa, preuzmu obaveze vezane za razmenu podataka, prognoziranje, komunikaciju sa OPS i ODS, kao i sprovođenje naloga za redispatching. Na taj način, agregatori praktično deluju kao interfejs između mrežnih operatora i distribuiranih fleksibilnih resursa.

Kompenzacija u konceptu Redispatch 2.0 zasnovana je na čistim troškovima koji se javljaju, a ne na ostvarivanju profita i to dovodi do stalnih diskusija oko primene ovakvih naknada odnosno kompenzacije za ostvarenje naloga. Svakako se troškovi prebacuju na krajnje korisnike kroz tarifu za pristup mreži.

Konačno, iako Redispatch 2.0 sam po sebi ne obezbeđuje snažne ekonomske podsticaje za aktivno učešće fleksibilnosti, iskustva iz Nemačke ukazuju da on predstavlja važan prelazni korak ka naprednijim konceptima (često označavanim kao „Redispatch 3.0“), u kojima se očekuje veće oslanjanje na agregatore, tržišne signale i digitalizovanu fleksibilnost na niskonaponskom nivou. [23]

2.2.6 Mehanizam za obezbeđenje kapaciteta

Nemačka poseduje procedure uključivanja mehanizama za obezbeđenje kapaciteta za periode velikih opterećenja tokom zime kao i za ekstremne ili neočekivane situacije. U teoriji, strateška rezerva je otvorena za učešće distribuiranih energetske resursa, ali dizajn proizvoda to praktično onemogućava. Nemački mehanizam propisuje da priključak mora biti na maksimalnom naponu prenosnog sistema, uz najviše dve transformacije napona. Po tome ovo onemogućava učešće distribuiranih energetske resursa sa distributivnog nivoa u učešću u mehanizmu za obezbeđenje kapaciteta. Nemački sistem dozvoljava samo agregaciju jedinica upravljive potrošnje minimalne ponude od 1 MW što znači da manja skladišta i manji obnovljivi izvori ne mogu učestvovati u ovom mehanizmu u Nemačkoj [19].

2.2.7 Zaključne napomene

Nemačka ima značajan potencijal za primenu fleksibilnosti industrijske potrošnje. Procene pokazuju da bi se, uz bolju koordinaciju između operatora prenosnog i distributivnog sistema (OPS i ODS), do 2030. godine mogle ostvariti uštede od približno 300 miliona evra. Iako su ovi potencijali značajni, regulatorni okvir za nezavisnu agregaciju u Nemačkoj još uvek je u fazi razvoja [24].

Ključne poruke iz Nemačke

Centralizovani portal smanjuje administrativne barijere.

Pristup zasnovan na centralnoj ulozi operatora obezbeđuje jasna pravila, ali može donekle ograničiti brzinu uvođenja novih rešenja i inovacija.

Sporo uvođenje pametnih brojala usporilo je učešće domaćinstava.

2.3 Primeri iz prakse –Velika Britanija

2.3.1 Uvod

Tržište električne energije Velike Britanije (VB), kojim upravlja operator prenosnog sistema VB (National Grid ESO – NESO [25]), predstavlja izuzetno plodno tlo za razvoj agregatora i usluga upravljanja potrošnjom. Ovo je prvenstveno posledica geografske izolovanosti britanskog prenosnog sistema, kao i strukture proizvodnog miksa sa ograničenom fleksibilnošću u hidro potencijalima.

Kao ostrvska zemlja, VB ima relativno ograničen broj interkonekcija sa kontinentalnom Evropom (u poređenju sa centralnoevropskim zemljama), što znači da se OPS ne može u velikoj meri oslanjati na uvoz ili izvoz radi brzog rešavanja debalansa sistema. U situacijama viška ili nedostatka snage, izazov balansiranja mora biti rešen unutar sopstvenih granica.

Zbog ove systemske specifičnosti, VB je morala proaktivno da razvija proces fleksibilnosti. Agregatori, koji objedinjuju disperzovanu fleksibilnost malih proizvođača, skladišta energije i industrijskih potrošača, postali su ključni stub stabilnosti. Oni omogućavaju OPS da efikasno i brzo reaguje na fluktuacije, posebno one koje su izazvane brzim rastom VOIE, čime direktno obezbeđuju sigurnost sistema i smanjuju potrebu za skupim i sporim elektranama u rezervi.

Zvanični plan vlade VB za prelazak na čistu energiju do 2030. godine navodi dvostruko do trostruko predviđanje povećanja kapaciteta čiste fleksibilnosti, na raspon od 51 GW do 66 GW do 2030. godine. Čista fleksibilnost predstavlja takvu fleksibilnost koja se koristi uz istovremeno smanjenje emisija štetnih gasova. Plan ostvarenja čistog energetskog sistema do 2030, predviđa da treba razviti fleksibilan EES koji može da prihvati i skladišti proizvodnju obnovljivih izvora u Britaniji. Fokusirajući se na potrošače u pristupu fleksibilnosti, plan razmatra donošenje koristi domaćinstvima, proizvodnim i uslužnim poslovima i životnoj sredini. On dalje navodi da pristup podršci fleksibilnosti vođenoj potrošačima omogućuje svima da vide benefite u vidu nižih računa za struju i veće kontrole nad svojim troškovima [26].

Agregatori, koji objedinjuju manje instalacije poput solarnih sistema, punjača za električna vozila i kućnih sistema za skladištenje energije ključni su jer im se olakšava proces registracije kako bi se osiguralo da tržište fleksibilnosti bude dostupno potrošačima i da im donosi koristi željenom brzinom.

Britanija: fleksibilnost kao systemska nužnost

Kao ostrvski sistem sa ograničenim interkonekcijama, Velika Britanija je bila primorana da fleksibilnost razvije brže i dublje nego većina evropskih zemalja.

Upravo ta sistemska specifičnost učinila je britansko tržište jednim od najnaprednijih za agregatore: milioni malih potrošača već učestvuju u balansiranju sistema, a fleksibilnost je postala centralni stub energetske strategije do 2030. godine.

Tokom energetske krize 2022. godine, britanski OPS je u saradnji sa regulatorom i uz podršku Vlade, uveo uslugu fleksibilnosti potrošnje. Iako je tehnički reč o pomoćnoj usluzi za balansiranje, ona predstavlja pionirski model masovnog uključivanja potrošača u pružanje fleksibilnosti. Ključna razlika je u tome što je ova usluga omogućila agregatorima da posreduju između mreže i miliona krajnjih korisnika. Agregatori su, koristeći automatizovane sisteme za upravljanje energijom, objedinjavali male promene u potrošnji 2,5 miliona domaćinstava, čime su stvorili značajan kapacitet za balansiranje sistema koji je konkurisao tradicionalnim izvorima snage [26].

Fleksibilnost će biti ugrađena u ceo sistem, od domaćinstava koja biraju solarne panele na krovovima, kućnih baterija za skladištenje energije i pametnih tarifa (dinamičkih tarifnih modela zasnovanih na vremenski promenljivim cenama električne energije), do preduzeća koja ostvaruju prihod od malih fluktuacija u potrošnji energije, kao i do skladišta većeg kapaciteta, reagujući na potrebe sistema u realnom vremenu. Učešće u fleksibilnosti biće dobrovoljno i atraktivno, osnažujući potrošače većom kontrolom nad potrošnjom energije i omogućavajući značajne uštede bez ometanja njihovog svakodnevnog života. Preduzeća i domaćinstva će imati finansijske koristi od predvidljivijeg i pristupačnijeg energetskog okruženja [26].

Fleksibilno korišćenje električne energije već donosi konkretne koristi krajnjim korisnicima, kako domaćinstvima, tako i privredi.

Domaćinstva koja koriste nisko ugljenične tehnologije, poput električnih vozila ili toplotnih pumpi, imaju dodatne mogućnosti da optimizuju potrošnju kroz pametne tarife i automatizovano upravljanje energijom, pri čemu se u Velikoj Britaniji potrošnja automatski prilagođava cenovnim i sistemskim signalima putem pametnih brojlara, kućnih energetskih sistema i platformi agregatora, bez potrebe za aktivnim učešćem korisnika. Fleksibilno korišćenje ovih tehnologija omogućava usklađivanje potrošnje sa periodima nižih cena i veće dostupnosti obnovljive energije, u meri u kojoj to dozvoljavaju tehnička ograničenja i očuvanje komfora korisnika — odnosno u okvirima u kojima se rad uređaja može kratkotrajno pomeriti bez narušavanja njihove osnovne funkcije [26].

Važno je i napomenuti da pored OPS u VB postoji i Elexon [27], nezavisni operator balansnog tržišta. On osigurava nepristrasnost tržišnih procesa i sprovodi precizne obračune, čime se garantuje da svi učesnici, uključujući i agregatore, uredno naplate svoje usluge ili snose troškove svojih odstupanja.

Zašto je Velika Britanija lider u razvoju agregacije?

Sistemske karakteristike koje su omogućile ubrzan razvoj tržišta fleksibilnosti



Ključna poruka

U Velikoj Britaniji fleksibilnost nije pomoćna usluga već sastavni deo funkcionisanja elektroenergetskog sistema. Agregatori predstavljaju ključnu vezu između operatora sistema i miliona distribuiranih energetskih resursa.

Slika 45 - Agregatori u Velikoj Britaniji

2.3.2 Osnovni uslovi za korišćenje fleksibilnosti

Kao što je i navedeno, VB je već postigla određene uspehe na polju fleksibilnosti. Jedan od preduslova za korišćenje fleksibilnosti je tehnička opremljenost naprednim brojilima. U VB je izvršeno uvođenje pametnih brojila širom zemlje, na nivou nešto manjem od 70% na kraju 2025. [28] koje je obezbedilo potrošačke podatke potrebne za kontrolu potrošnje energije i iskorišćavanje novih mogućnosti za uštedu novca uz fleksibilne tarife i proizvode koje nude operatori i agregatori, odnosno omogućavajući potrošačima da direktno monetizuju svoju proizvodnju i fleksibilnost. Ovim se izbegava rizik da proizvedena energija bude predata sistemu bez naknade. Umesto toga, potrošači postaju aktivni učesnici na tržištu koji kroz agregatore maksimizuju ekonomsku vrednost svojih resursa.

Vlada VB se obavezala da će obezbediti da domaćinstva koja injektiraju uskladištenu električnu energiju nazad u mrežu plaćaju namete samo na energiju koju stvarno potroše. Time se osigurava da potrošači ne budu nepravedno kažnjeni dvostrukim oporezovanjem [26].

2.3.3 Budućnost fleksibilnosti u VB

Budućnost energetskog sistema Velike Britanije neraskidivo je povezana sa sposobnošću sistema da dinamički prilagođava potrošnju i skladištenje energije. Prema podacima iz Akcionog plana za čistu energiju, predviđeni trenutni i indikativni kapaciteti fleksibilnosti za 2030. i 2050. godinu ukazuju na potpunu transformaciju mreže. Analizom podataka uočava se da će ukupni kapacitet fleksibilnosti porasti sa današnjih 25,2 GW na čak 204 GW do 2050. godine [26]. Ovo povećanje nije samo kvantitativno, ono označava promenu paradigme gde fleksibilnost prestaje da bude pomoćna usluga i postaje osnovni stub stabilnosti sistema.

Ključni trendovi koji će oblikovati britansko tržište uključuju dominaciju transportnog sektora, naročito kroz V2G i pametno punjenje. Težište fleksibilnosti se pomera sa industrijskih i komercijalnih potrošača ka stambenom sektoru. Stambeni uređaji i toplotne pumpe sa svojom fleksibilnošću otvaraju ogroman prostor za rad nezavisnih agregatora usmerenih na krajnje kupce. Baterije ostaju ključan faktor u srednjem roku, ali se dugoročno očekuje i viši udeo skladišta sa većim kapacitetom skladištenja i nisko-ugljenične upravljive proizvodnje.

2.3.4 Učesnici u pružanju usluga fleksibilnosti u VB

Najjednostavniji način iskorišćenja fleksibilnosti je pomeranje perioda potrošnje u periode jeftinije cene električne energije i manjeg opterećenja EES. Ovaj mehanizam koriste agregatori i snabdevači električnom energijom kroz tržišne i tarifne modele. Na strani krajnjih korisnika, fleksibilnost kod domaćinstava i malih kupaca predstavlja segmet visokog potencijala. Pruža se mogućnost implementacije pametnog punjenja EV tokom noći i takođe za potrebe grejanja i toplotnih pumpi koristi se ovaj način potrošnje. U budućnosti se očekuje da i drugi potrošači koriste ovakav tip snabdevanja. Kao primer se navodi jedna od najvećih britanskih firmi za distribuciju hrane u režimu kontrolisane temperature, koja je kroz saradnju sa svojim snabdevačem-agregatorom uspešno primenila mere fleksibilnosti potrošnje neprekidnog rada svog logističkog centra. Uspeli su da izvrše privremeno smanjenje potrošnje tokom perioda vršnog opterećenja, korišćenjem termalne inercije, bez narušavanja operativnih i kvalitativnih standarda skladištenja hrane [29].

Skladištenje energije iz velikih baterijskih sistema koji su direktno povezani na prenosnu i distributivnu mrežu omogućava da se skladišti energija za periode kada je manja proizvodnja solarne energije ili energije iz vetra ili tokom produženih perioda hladnog vremena. Ono može biti stabilni izvor energije u rasponu od nekoliko milisekundi do nekoliko sati.

Izvori fleksibilnosti koji se takođe mogu očekivati na tržištu su u Hydrogen to power (H2P) postrojenja koja predstavljaju pretvaranje vodonika u električnu energiju. Ova postrojenja mogu biti različitih veličina, od manjih do velikih proizvodnih kapaciteta, i za svoj rad se oslanjaju na dostupnost infrastrukture za proizvodnju, transport i skladištenje vodonika.

Zahvaljujući mogućnosti brzog uključivanja i isključivanja, H2P elektrane mogu pružati izuzetno upravljivu proizvodnju, čime doprinose fleksibilnosti elektroenergetskog sistema, naročito u sistemima sa visokim udelom obnovljivih izvora energije. Pored toga, tehnologija biometana se može koristiti na vrlo sličan način.

Dok opšti okvir razvoja lokalnih tržišta podrazumeva uključivanje ODS-a u tržišno upravljanje zagušenjima, model u VB se izdvaja po visokom stepenu zrelosti i standardizacije.

Pojedini operatori distributivnih sistema u VB već su preduzeli konkretne i napredne korake u razvoju lokalnih tržišta fleksibilnosti. Kroz postepeno uvođenje tržišnih mehanizama za nabavku fleksibilnosti, ovi ODS-ovi su omogućili aktivno učešće velikog broja distribuiranih resursa, uključujući skladišta energije, električna vozila, toplotne pumpe i upravljivu potrošnju u domaćinstvima i privredi. Uvedeno je dan-unapred tržište, koje je omogućilo efikasnije upravljanje zagušenjima mreže. Posebno je značajno i uključivanje mehanizama za povećanje potrošnje u periodima viška proizvodnje iz obnovljivih izvora, čime se smanjuje potreba za ograničavanjem OIE i ostvaruju direktne finansijske koristi za krajnje korisnike, uz značajne uštede u razvoju i korišćenju distributivne mreže.

Fleksibilnost i skladišta kao svakodnevni alat britanskog sistema

Velika Britanija pokazuje kako se fleksibilnost i moderna skladišta energije uklapaju u svakodnevni rad sistema: od kućnih baterija i pametnog punjenja EV do velikih baterijskih postrojenja. Uz standardizovane procese, aktivne ODS-ove i nezavisne agregatore, VB je izgradila tržište gde se fleksibilnost masovno koristi, a potrošači i skladišta postaju ravnopravni učesnici koji donose stabilnost i uštede čitavom sistemu. Budućnost donosi i nove tehnološke procese iskorišćenja vodonika za proizvodnju električne energije.

U VB je krajem 2024. godine unapređen regulatorni okvir kako bi se omogućilo direktno učešće nezavisnih agregatora fleksibilnosti na veleprodajnom tržištu električne energije [30]. Uvođenjem nove uloge, Virtualni nosilac agregacije (engl. Virtual Lead Party – VLP), uspostavljen je poseban tip učesnika na tržištu koji deluje kao nezavisni agregator. To je subjekt koji objedinjuje kapacitete više manjih korisnika, kao što su kućna skladišta energije, električna vozila ili industrijske mašine, kako bi njihovu zajedničku fleksibilnost ponudio elektroenergetskom sistemu. Kao i svaki nezavisni agregator, suština je da on funkcioniše kao posrednik koji omogućava običnim potrošačima da postanu aktivni učesnici na tržištu. Ovime je uklonjena ključna prepreka koja je do tada ograničavala potrošače da nude fleksibilnost isključivo preko svog snabdevača. Ova promena omogućava nezavisnim agregatorima da razvijaju nove proizvode i usluge za krajnje korisnike, povećava konkurenciju na tržištu i doprinosi smanjenju veleprodajnih cena električne energije, što se indirektno odražava i na račune potrošača. Prvi agregatori su već registrovani za učešće na tržištu, a očekuje se dalji rast. Ipak, neophodno je nastaviti sa unapređenjem regulatornog okvira kako bi se dodatno smanjile preostale prepreke i jasno definisale interakcije između agregatora, snabdevača i ostalih tržišnih učesnika.

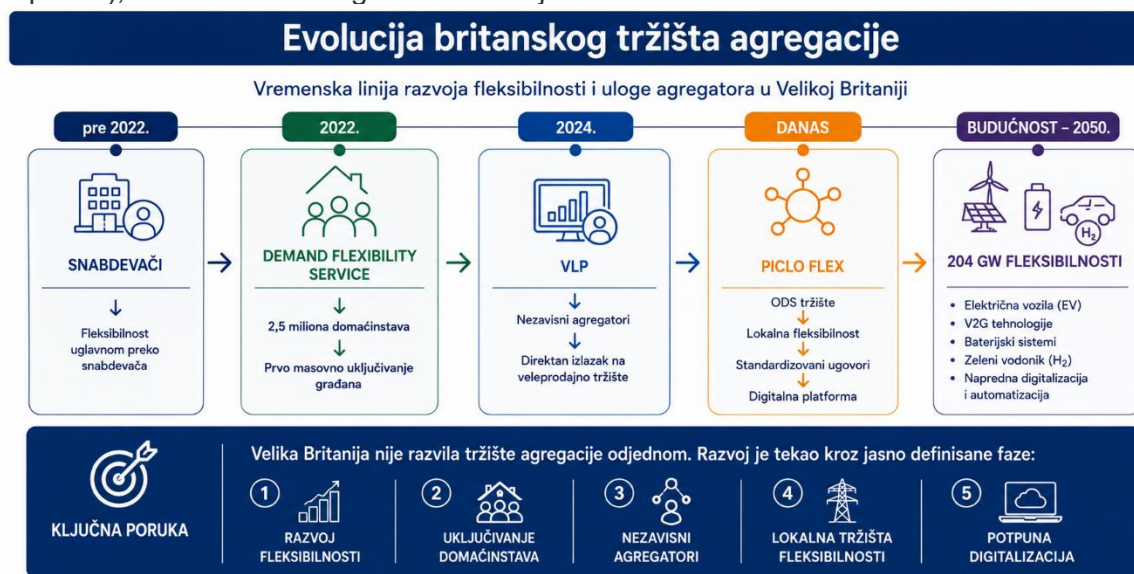
2.3.5 Pružanje usluga operatorima mreže

U Velikoj Britaniji, razvoj agregacije je snažno povezan sa lokalnim tržištima fleksibilnosti na nivou operatora distributivnog sistema, koja predstavljaju ključni alat za upravljanje mrežnim zagušenjima i odlaganje investicija u mrežnu infrastrukturu. Operatori distributivnih sistema tržišno nabavljaju fleksibilnost od agregatora i drugih pružalaca fleksibilnih resursa, umesto da se oslanjaju isključivo na klasično jačanje mreže.

Centralni element ovog modela je platforma Piclo Flex, koja funkcioniše kao nezavisno, standardizovano tržište na kojem operatori distributivnog sistema objavljuju potrebe za fleksibilnošću (po lokaciji, vremenu i tipu proizvoda), dok agregatori i drugi pružaoci fleksibilnosti nude fleksibilnost potrošnje, proizvodnje i skladišta.

Agregatori u ovom okviru imaju centralnu operativnu ulogu, jer omogućavaju učešće velikog broja malih i heterogenih resursa koji pojedinačno ne bi bili tržišno relevantni.

Ključna karakteristika Pico Flex platforme u odnosu na tržišta na nivou prenosne mreže, gde je često nebitno gde se resurs nalazi dok god je u istoj kontrolnoj oblasti, je da ona koristi mapiranje resursa i agregatori moraju dokazati da se njihovi uređaji nalaze iza tačno određene tačke za koju je potrebna reakcija koja pomaže mreži. Jedan od najvećih uspeha Pico Flex je uvođenje jedinstvenog ugovora što znači da agregator ne mora da pregovara sa više različitih operatora distributivnog sistema već potpisuje standardne uslove i odmah ima pristup svim lokalnim tenderima za nabavku fleksibilnosti. Ovo je dobar primer kako digitalizacija u vidu pametnih brojala i agregacija direktno štede novac operatoru sistema i umesto investicija mrežnu opremu, novac ide pružaocima usluga (agregatorima i krajnjim kupcima), što ubrzava energetske tranziciju.



Slika 46 - Evolucija agregatora u Velikoj Britaniji

2.3.6 Zaključne napomene

Agregacija fleksibilnosti je u prethodnom periodu u praksi uglavnom bila realizovana kroz snabdevače električne energije, odnosno putem tzv. zavisnih agregatora, kod kojih je ponuda fleksibilnosti bila usko vezana za odnos snabdevač–krajnji kupac. Iako je ovaj model omogućio početni razvoj fleksibilnosti na tržištu, on je istovremeno ograničavao konkurenciju i inovacije. Tek sa najnovijim regulatornim promenama stvoren je okvir za nezavisne agregatore, koji omogućava krajnjim korisnicima da nude svoju fleksibilnost nezavisno od izabranog snabdevača. Time se otvara nova faza razvoja tržišta agregacije, sa potencijalno većim brojem učesnika, raznovrsnijim tržišnim uslugama i efikasnijim korišćenjem distribuiranih energetske resursa.

Ključne poruke iz Velike Britanije

Tržišno orijentisan pristup omogućio je razvoj inovacija i omogućio učešće malih potrošača i domaćinstava.

VLP uloga je od 2024 otvorila veleprodajno tržište za nezavisne agregatore.

Masovna penetracija pametnih brojala je i dalje preduslov za razvoj agregacije u kategoriji domaćinstava.

2.4 Primeri iz prakse - Poljska

2.4.1 Uvod

Poljsko tržište električne energije prolazi kroz dinamičnu transformaciju, usmeravajući se sa tradicionalne, dominantne upotrebe uglja ka ubrzanom usvajanju obnovljivih izvora energije (OIE), posebno solarnih i vetroelektrana. Ovaj prelaz, iako neophodan za dekarbonizaciju, stvorio je akutne izazove u balansiranju mreže. Porast varijabilne proizvodnje OIE, često na nivou mikro-instalacija, doveo je do situacija u kojima je poljski OPS PSE bio prinuđen da netržišnim merama ograničava proizvodnju iz OIE (curtailment) da bi održao mrežu.

Poljska je poslednjih godina značajno unapredila regulatorni okvir za agregatore, ali razvoj tržišta i dalje je u tranziciji. Iako su Evropskoj uniji pravila prepoznala agregatore kao ključne aktere za povećanje fleksibilnosti sistema, Poljska je tek postupno uvodila mehanizme koji omogućavaju njihovo učešće. Zakonski okvir za nezavisne agregatore formalno postoji, ali njegova praktična primena je ograničena zbog sporog usklađivanja tržišnih pravila, posebnih zahteva operatora i relativno kasne implementacije ključnih elemenata poput razdvajanja odgovornosti između agregatora i BOS.

Rast OIE otvara prostor za agregatore u Poljskoj

Poljska je decenijama jedan od najugljenizovanijih elektroenergetskih sistema u Evropi, što je stvaralo ozbiljne izazove za balansiranje mreže. Međutim, ubrzani rast vetroelektrana i solarnih kapaciteta doveo je do potrebe za većom fleksibilnošću — pa se Poljska sada nalazi na pragu razvoja punog agregatorskog tržišta.

U praksi, tržište agregacije u Poljskoj je još u razvoju i njime dominira nekoliko većih igrača koji deluju kroz pilot-projekte ili direktno preko ugovora sa OPS-om. Prava konkurencija nezavisnih agregatora tek treba da se u potpunosti razvije, posebno u segmentima poput pružanja rezerve i balansne energije iz mFRR i aFRR, gde su tehničke i administrativne barijere i dalje značajne.

U tom kontekstu, OPS je prepoznao ulogu agregatora, kao kompanije koja objedinjuje fleksibilnost decentralizovanih izvora (potrošnju, skladištenje i malu proizvodnju), i nude je tržištu i smatraju je fundamentalnom za stabilnost sistema. Agregatori u Poljskoj predstavljaju ključni mehanizam za monetizaciju fleksibilnosti i uvođenje tržišnih rešenja za problem neizbalansiranosti sistema. Oni će pomoći u efikasnijoj integraciji OIE, i otvoriti put ka uspostavljanju savremenog, fleksibilnog sistema koji je otporan na skokove i padove cena, čime direktno podržavaju ciljeve energetske bezbednosti i tranzicije u Poljskoj.

Strateški razvojni ciljevi OPS usmereni su na uspostavljanje mehanizama za aktivno učešće potrošača u celokupnom elektroenergetskom sistemu, čime bi oni prestali da budu isključivo pasivni potrošači električne energije već aktivni i fleksibilni korisnici sistema. Kroz efikasno upravljanje fleksibilnošću potrošnje, potrošači postaju ključni faktor u održavanju stabilnosti i frekvencije po mišljenju OPS [31].

Istovremeno, OPS razvija okvir koji olakšava punopravno učešće potrošača na otvorenom tržištu električne energije. OPS podržava i promoviše različite oblike organizacije i delovanja na tom tržištu, uključujući sve popularnije prozjume, zatim agregatore, kao i energetske zajednice, čime se obezbeđuje decentralizovan i dinamičan sistem trgovine i snabdevanja energijom.

2.4.2 Balansno tržište

Poljska je istorijski razvijala centralizovan sistem balansiranja u kojem su sve ključne funkcije i odgovornosti bile u rukama isključivo OPS.

Ovaj specifičan pristup u velikoj meri se oslanjao na korišćenje usluga balansiranja koje su pružali veliki generatori električne energije na fosilna goriva. Iako su se u novije vreme pojavile i određene mogućnosti za Pružaoce usluga upravljanja potrošnjom, struktura je ostala tradicionalno centralizovana.

Kao potrebu za modernizacijom, aktuelna reforma tržišta je inicirana 2020. godine. Iako je njena implementacija odložena zbog pandemije i energetske krize 2022. godine, njeno sprovođenje je uskladilo opšta pravila balansnog tržišta sa standardizovanim okvirom Evropske unije. Ovo usklađivanje se pre svega odnosi na Uredbu o balansnoj energiji [32] i druga relevantna mrežna pravila [33].

Implementacijom ove reforme, Poljska teži ka većoj integraciji, transparentnosti i primeni tržišnih principa u upravljanju sa debalansom sistema [34].

U tom okviru OPS sprovodi registraciju i pretkvalifikaciju pružalaca usluga balansiranja, uključujući i subjekte, odnosno agregatore koji nude fleksibilnost kroz upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem energije. Pretkvalifikacija predstavlja prvi, obavezan korak za sve resurse koji žele da učestvuju na balansnom tržištu, jer omogućava da OPS proveri tehničke, operativne i komunikacione kapacitete učesnika, kao i njihovu usklađenost sa pravilima koja uređuju rad balansnog tržišta [35].

Nakon uspešno završene pretkvalifikacije, učesnici mogu da potpisuju komercijalne ugovore sa OPS za pružanje pojedinačnih usluga balansiranja. Time se formalno ulazi u tržišni okvir u kome agregatori, industrijski potrošači, proizvođači i drugi pružaoci fleksibilnosti mogu da ponude svoje kapacitete za potrebe aFRR i mFRR balansnog kapaciteta i balansne energije, kao i za novije mehanizme upravljanja potrošnjom. Ovaj proces omogućava stabilan razvoj tržišta fleksibilnosti u Poljskoj i postavlja osnov za širi ulazak agregatora i DER resursa u balansne mehanizme u skladu sa evropskim pravilima. Uslovi učešća na balansnom tržištu su usklađeni sa ciljevima Uredbe (EU) 2017/2195 [32]. Posebno se ističe podsticanje učešća upravljanja potrošnjom, uključujući agregiranje potrošnje i sistema za skladištenje energije, uz obezbeđivanje ravnopravnih uslova konkurencije sa ostalim pružaocima usluga balansiranja i mogućnosti njihovog nezavisnog delovanja, kada je to potrebno. Način učešća agregatora je analogan pravilima koja važe za konvencionalne proizvodne module. Usluge balansiranja se nabavljaju na tržišnoj osnovi i pružaju korišćenjem resursa koji ispunjavaju propisane tehničke i operativne uslove za učešće na balansnom tržištu, nezavisno od vrste tehnologije koju koriste.

2.4.3 Proces pretkvalifikacije

Ugovorna strana koja planira da obavlja funkciju pružaoca usluge balansiranja, ukoliko raspolaže jednim resursom za pružanje usluge balansiranja ili grupom resursa, dužna je da sprovede proces kvalifikacije resursa u skladu sa pravilima za kvalifikaciju pružaoca balansnih usluga [36].

Za rad na balansnom tržištu potrebno je rešiti balansnu odgovornost za resurs za pružanje usluge balansiranja. Ugovorna strana koja ne planira sama da obavlja funkciju BOS za balansnu grupu u kojoj postoji mesto primopredaje koje je resurs za pružanje usluge balansiranja mora da ovlasti drugog BOS-a za balansnu odgovornost za debalanse ovog resursa u okviru svoje balansne grupe ako on učestvuje u pružanju usluga balansiranja [36].

Pored finansijskih uslova koje pružalac usluga mora da ispuni, dužan je i da dostavi informacije o broju potrošača, ugovorenoj snazi i planiranim iznosima naknada koje imaju resursi (npr. OIE) na distributivnom sistemu.

2.4.4 Specifični proizvodi IRP i IZP

Razvijajući svoje tržištepomoćnih usluga, 2021. godine, OPS je želeo da razvije i implementira novu pomoćnu uslugu koja se tiče redukcije potrošnje kupaca sa prenosnog sistema. Usluga je nazvana Interventna redukcija potrošnje (IRP) koja predstavlja novu uslugu na tržištu u Poljskoj. IRP je usluga u kojoj potrošači dobrovoljno i fleksibilno nude smanjenje potrošnje kada OPS to zatraži. Količina dostupne snage za aktivaciju nije unapred definisana, već postaje poznata tek nakon prikupljanja ponuda koje učesnici dostavljaju kao odgovor na zahtev OPS. Usluga je u potpunosti dobrovoljna, što znači da učesnici nisu obavezni da daju ponudu za svaki pojedinačni poziv.

Tokom 2022. OPS je razvio novi model ugovaranja kroz sistem kvalifikacije pružalaca IRP usluge, koji omogućava kontinualnu procenu ispunjenosti kriterijuma za pružanje usluge i zaključenje ugovora tokom čitavog perioda važenja poziva. Početak pružanja usluge je bio 1. aprila 2022. Broj uključenih pružalaca bio je relativno stabilan i kretao se između pet i šest. Tokom 2024. godine OPS je imao zaključenih pet ugovora za pružanje IRP usluge za period april 2024–mart 2025, što ukazuje da se tržište može da se osloni na raspoloživost pružalaca ove usluge.

Paralelno sa razvojem IRP, tokom 2023. OPS je započeo rad na uvođenju još jedne nove usluge Interventnog povećanja potrošnje (IZP). Za razliku od IRP, koji podrazumeva smanjenje potrošnje, IZP je namenjen situacijama u kojima postoji višak proizvodnje u nacionalnom elektroenergetskom sistemu, pre svega zbog visokog učešća energije iz obnovljivih izvora i istovremeno niske potrošnje. Cilj IZP usluge je da omogući brzu aktivaciju povećanja potrošnje od strane korisnika mreže kada to zatraži OPS. Time se smanjuje potreba za van tržišnim redispečingom OIE kapaciteta i povećava fleksibilnost sistema. Koncept usluge predviđa pravo pružalaca da ponude povećanje potrošnje i obavezu da to povećanje realizuju kada OPS izda nalog. Naknada se isplaćuje isključivo za izvršen nalog, dok se spremnost ne plaća, što ovu uslugu čini troškovno efikasnom, posebno u periodima visokog učešća proizvodnje iz OIE. Učesnici u IZP usluzi uglavnom su potrošači koji poseduju sertifikat da su kvalifikovani za učešće za upravljanje potrošnjom. Uvođenje IRP i IZP usluga značajno unapređuje fleksibilnost elektroenergetskog sistema u Poljskoj, omogućavajući bolje upravljanje u kriznim situacijama smanjenjem potrošnje u periodima manjka energije ili povećanjem potrošnje u periodima viška energije. Ove dve usluge zajedno stvaraju osnovu za stabilniji, efikasniji i održiv elektroenergetski sistem koji može da odgovori na izazove sve većeg udela OIE i dinamičnog balansiranja mreže [37]. Poljska trenutno nema razvijena lokalna tržišta fleksibilnosti na nivou ODS za potrebe rešavanja problema u mreži.



Slika 47 - Agregatori u Poljskoj

2.4.5 Agregatorski algoritmi

Poljska Pravila za balansiranje pominju pojam agregatorskih algoritama koji se odnose na tehničke i matematičke procedure koje agregatori moraju da koriste i koje OPS mora da odobri, a koje su ključne za pouzdano pružanje usluga balansiranja. Ona uvode pojam agregatorskih algoritama kao tehničkih i matematičkih procedura za dinamičko upravljanje portfoliom agregatora. Ovi algoritmi podležu tehničkom odobrenju OPS isključivo u domenu operativne pouzdanosti, čime se potvrđuje sposobnost agregatora da dekomponuje zbirni nalog za snagu na pojedinačne male resurse u realnom vremenu.

Ovaj proces se ne odnosi na komercijalno oblikovanje cena, već na verifikaciju tehničkog odziva. Dok agregator koristi sopstvenu logiku za optimalno upravljanje jedinicama,

konačni obračun i verifikacija isporučene usluge vrše se na osnovu nezavisnih metodologija operatora sistema, čime se obezbeđuje potpuna transparentnost i eliminiše mogućnost manipulacije tržišnim rezultatima kroz unutrašnje procese agregatora. Glavna svrha algoritama agregacije je da omogućéprecizno određivanje i merenje koliko je zapravo fleksibilnosti isporučeno mreži iz grupe malih, decentralizovanih resursa.

Algoritmi moraju pouzdano izračunati osnovnu liniju tj. hipotetičku potrošnju ili proizvodnju koju bi agregirani resursi imali da nije aktiviran zahtev OPS za smanjenjem ili povećanjem injektiranja energije u sistem odnosno smanjenjem ili povećanjem potrošnje. Ovo je posebno kompleksno kod agregacije malih potrošača ili OIE postrojenja čija se potrošnja odnosno proizvodnja menja iz minuta u minut.

Poljska pravila [35] zahtevaju da se ova osnovna linija izračuna sa visokom preciznošću kako bi se fer naplatila (ili platila) isporučena balansna energija. Algoritmi se koriste za kreiranje planova rada za balansnu grupu agregatora. Oni moraju da predvide ponašanje agregiranih resursa u narednom periodu za balansno odstupanje (obično 15-minutni intervali). Svako odstupanje od plana stvara neizbalansiranost za koju je odgovoran BOS agregatora.

Algoritmi moraju da omoguće efikasno prevođenje signala operatora sistema za aktivaciju (npr. zahtev za 5 MW snage) u individualne komande za svaki resurs unutar agregatorske grupe. Oni obezbeđuju da je agregatorska grupa – virtuelna elektrana u stanju da isporuči traženu snagu u propisanom vremenskom okviru.

Algoritmi moraju uzeti u obzir tehnička ograničenja svakog pojedinačnog resursa (npr. minimalno vreme rada/odmora, tehnički limit snage) kako bi se osiguralo da primljeni signal ne naruši optimalan rad resursa.

Poljska pravila, dakle, zahtevaju da agregatori transparentno predstave i dokažu OPS da su njihovi algoritmi agregacije dovoljno precizni da garantuju pouzdano pružanje balansnih usluga i ispravan obračun isporučene energije. Ovi algoritmi su srce tehničke pretkvalifikacije agregatora.

Ključne poruke iz Poljske

Poljska je načinila važan iskorak uvođenjem dva posebna proizvoda – IRP (interventno smanjenje potrošnje) i IZP (interventno povećanje potrošnje). Ovi mehanizmi pokazuju da se Poljska nalazi u ranoj, ali odlučnoj fazi otvaranja fleksibilnosti, sa fokusom na hitne intervencije i sistemsku stabilnost. Iako tržište još nije potpuno razvijeno, ovi prvi koraci stvaraju osnovu za buduće učešće agregatora i postepenu izgradnju modernog fleksibilnog elektroenergetskog sistema.

2.5 Primeri iz prakse - Francuska

2.5.1 Povezanost srpskog i francuskog tržišta

Kada je uspostavljano srpsko tržište električne energije, okvir i operativni model francuskog OPS (RTE - Réseau de Transport d'Électricité [38]) služili su kao ključna referenca. Ovaj uticaj je posebno očigledan u dizajnu srpskog balansnog tržišta i ukupne tržišne strukture, što francusko iskustvo čini veoma relevantnim za benčmarking usluga agregacije.

Francuski OPS projektuje i implementira tržišne mehanizme kako bi uravnotežio ponudu i potražnju u realnom vremenu i osigurao dugoročno prilagođavanje proizvodnih kapaciteta potrebama.

Dobro je poznato da su, srpski i francuski OPS sarađivali kroz nekoliko važnih sporazuma, olakšavajući prenos iskustava i najboljih praksi u celokupnom projektovanju i funkcionisanju OPS-a. Ova saradnja je bila ključna u oblikovanju početne strukture srpskog tržišta električne energije.

Vredi napomenuti da je SEEPEX [39], srpska berza električne energije i NEMO [40], osnovan kao zajednička inicijativa EMS [41] i francuske berze električne energije EPEX

SPOT [42]. Ova saradnja je evoluirala integracijom SEEPEX u regionalnu grupu ADEX [43], zajedno sa mađarskom (HUPX [44]) i slovenačkom (BSP SouthPool [45]) berzama električne energije.

S obzirom na ove jake veze između Srbije i Francuske u energetsom sektoru, francuski model tržišta električne energije predstavlja veoma relevantnu referentnu tačku za unapređenje srpskog tržišta, posebno u kontekstu implementacije agregatorskih usluga i povećanja fleksibilnosti tržišta.

Francuska je razvila dobro funkcionišuće tržište agregatora, koje omogućava aktivno učešće postojećih stambenih, komercijalnih i industrijskih resursa na tržište električne energije. Njeni regulatorni i tržišni slučajevi pružaju praktične primere kako agregatori mogu učestvovati u balansiranju, fleksibilnosti i pomoćnim uslugama, nudeći lekcije koje se mogu prilagoditi srpskom kontekstu.

Ispitivanjem francuskog modela, moguće je identifikovati najbolje prakse u dizajnu tržišta, interakcijama između OPS i agregatora i operativnih procedura, što može voditi Srbiju u proširenju sopstvenih mogućnosti za agregatora, uz održavanje kompatibilnosti sa postojećim pravilima i infrastrukturom.

2.5.2 Pretkvalifikacija

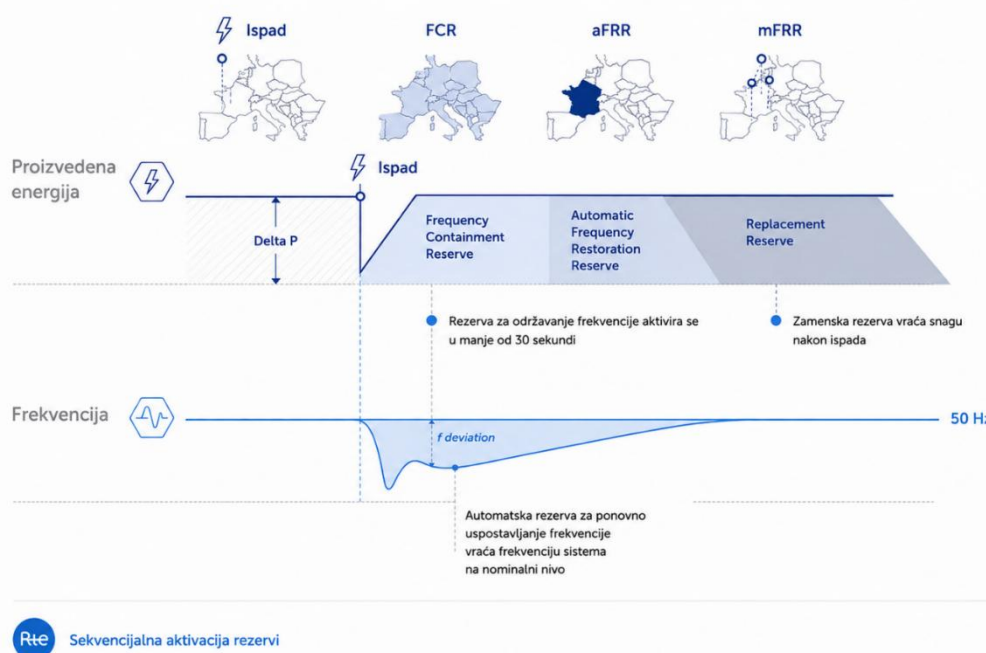
Prvi važan korak u istraživanju opcija i mogućnosti za agregatore na francuskom balansnom tržištu jeste razumevanje kako agregator može da pruža usluge francuskom OPS. Proces uvek počinje registracijom kod OPS-a, nakon čega sledi postupak pretkvalifikacije kako bi se steklo pravo da nudi usluge balansiranja.

Ovaj početni korak osigurava da agregator ispunjava sve tehničke, operativne i regulatorne zahteve i da može pouzdano doprineti balansiranju mreže dok učestvuje na tržištu. Takođe uspostavlja okvir za učešće na aukcijama za balansni kapacitet i ponudu balansne energije OPS.

2.5.3 Funkcionisanje francuskog balansnog tržišta

OPS ugovara nekoliko vrsta balansnih rezervi, odnosno rezervaciju balansnog kapaciteta od učesnika na tržištu:

- rezervu za održavanje frekvencije - FCR
- automatsku rezervu za ponovno uspostavljanje frekvencije - aFRR
- manuelnu rezervu za ponovno uspostavljanje frekvencije - mFRR i
- zamensku rezervu - RR.



Slika 48 - Vrste balansnih rezervi [46]

Pružaoци usluga balansiranja mogu slobodno dostavljati svoje ponude OPS-u, koje se mogu koristiti i za balansiranje i za rešavanje problema sigurnosti sistema, tj. zagušenja mreže. OPS aktivira primljene ponude za balansiranje prema ceni i dodatno prema ograničenjima sistema, i to se radi samo za mFRR ponude. Proizvodni objekti povezani na prenosni sistem imaju obavezu da ponude svoju raspoloživu snagu na balansnom tržištu. Ponude moraju biti poslate od pružaoca u danu koji prethodi tržišnom danu pre 16:30. Mogu se ažurirati tokom dana D pri svakom zatvaranju unutardnevnih kapija. Aktiviranje se obračunava po ponuđenoj ceni ili marginalnoj ceni (u zavisnosti od vrste tržišta).

2.5.4 Mogućnosti agregacije u Francuskoj

Kada govorimo o agregatorima, ne možemo objasniti sistem, a da ne pomenemo mogućnost učešća potrošača na balansnom tržištu. Francuski OPS je želeo da napravi šemu gde bi mogao da omogući krajnjim potrošačima da učestvuju na tržištu električne energije, odnosno neku vrstu ranog balansnog tržišta. OPS bi koristio njihovu fleksibilnost, odnosno mogućnost upravljanja potrošnjom i njihov kapacitet na isti način kao i bilo koju drugu proizvodnu jedinicu. Aktivacija fleksibilnosti se vrši bez potrebe da se obavesti snabdevač potrošača i bez potrebe da se traži njegova dozvola.

Upravljanje potrošnjom u Francuskoj uključuje smanjenje ili povećanje potrošnje. Na taj način, potrošnja se vremenski pomera tokom dana, čime OPS ostvaruje koristi kroz olakšano balansiranje sistema. U slučaju smanjenja potrošnje, upravljanje potrošnjom se naziva „regulacija naviše“ ili „smanjenje potrošnje“. U slučaju povećanja potrošnje, upravljanje potrošnjom se naziva „regulacija naniže“.

2.5.5 NEBCO platforma za agregaciju

Važno je napomenuti da je francuski OPS jedan od retkih OPS koji je uveo posebnu platformu za agregaciju – NEBCO (Nouveau Environnement Balancing and Capacity Operations) [47]. Ova nova IT i operativna platformu koristi se za upravljanje balansnim mehanizmom i kapacitetom u francuskom elektroenergetskom sistemu. Od 1. septembra 2025, OPS je značajno izmenio pravila koja važe na balansnom tržištu električne energije i na ovaj način, je implementirao skup pravila koja regulišu upravljanje potrošnjom, posebno u vremenskim intervalima kada je potrošnja povećana. Na ovaj način uvedena je

dvosmerna fleksibilnost potrošnje, omogućavajući agregatorima i potrošačima ravnopravan pristup balansnom tržištu pod istim uslovima kao što ima proizvodnja. Uspeh NEBCO platforme direktno je uslovljen završenim procesom uvođenja pametnih brojila. Dok je ranije upravljanje potrošnjom bilo rezervisano samo za velike industrijske pogone sa specijalnim mernim grupama, uvođenje pametnih brojila omogućilo je demokratizaciju fleksibilnosti i pretvorilo male kupce u aktivne učesnike na tržištu. Do sada je procenjen udeo pametnih brojila na nivou od preko 90% u Francuskoj [48].

Centralizovana platforma za agregaciju

Francuska je među retkim državama koje imaju specijalizovanu, centralizovanu platformu za agregaciju – NEBCO, koja obezbeđuje jasan, transparentan i standardizovan okvir za rad agregatora. Ovaj model olakšava komunikaciju sa operatorom sistema i ubrzava ulazak novih učesnika, čineći francusko tržište jednim od najorganizovanijih u Evropi.

Ova šema koristi potrošačima jer im omogućava da, pre početka operativnog prozora OPS za balansiranje sistema, učestvuju na tržištima električne energije sa svojim kapacitetom za upravljanje potrošnjom, na isti način kao i proizvodnim kapacitetima. Pri tome, to mogu činiti bez potrebe da obaveste svog snabdevača ili traže njihov pristanak.

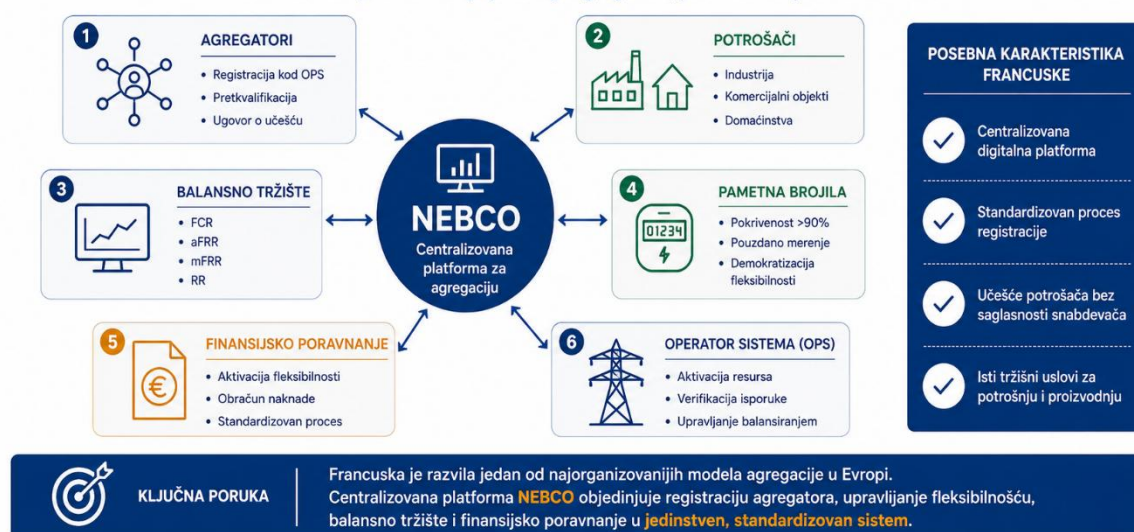
Potrošač može učestvovati:

- direktno tako što će postati „agregator upravljanja potrošnjom“, ako ima minimalni kapacitet upravljanja potrošnjom od 100 kW ili
- indirektno, preko drugog agregatora. Potrošač zatim izdaje fakture za regulaciju naviše ili mu se fakturiše za povećanje potrošnje u skladu sa uslovima ugovora sa agregatorom za upravljanje potrošnjom [49].

Sva mesta primopredaje potrošnje povezana na kontinentalnu mrežu Francuske mogu učestvovati u mehanizmu NEBCO prilagođenjem potrošnje električne energije, uz ostvarivanje finansijske kompenzacije na tržištu, bilo putem bilateralnih ugovora ili kroz tržišta električne energije za dan unapred i unutar dana. Učešće se omogućava pod fer i ravnopravnim uslovima, istim kao i za proizvodnju električne energije, i ne zahteva saglasnost snabdevača električne energije [49].

Francuski model agregacije zasnovan na platformi NEBCO

Centralizovana platforma koja povezuje agregatore, potrošače i operatora sistema



Slika 49 - Agregatori u Francuskoj

2.5.6 Način registracije agregatora kao pružaoca usluga balansiranja i pretkvalifikacioni proces

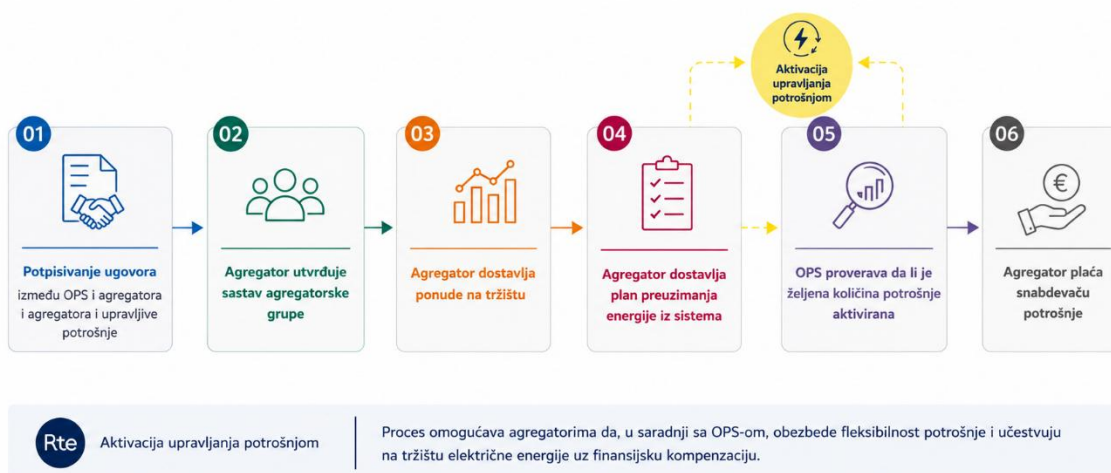
Kada pravno lice želi da stekne formalni status učesnika i postane Pružalac usluga balansiranja (PUB), mora da se pridržava Uslova i odredbi koje je odobrila Francuska komisija za regulaciju energetike [50], nakon što OPS dostavi Uslove i odredbe učešća i nakon što OPS završi javne konsultacije sa učesnicima na tržištu. U skladu sa pravilima OPS-a za mehanizme upravljanja potrošnjom (NEBEF/NEBCO), svako pravno lice koje želi da stekne status agregatora učesnika koji može da upravlja potrošnjom mora zaključiti odgovarajući ugovor o učešću, imenovati BOS i zaključiti tehničke sporazume za mesta potrošnje povezana na distributivnu mrežu. Potpisivanjem ugovora, učesnik se obavezuje na poštovanje svih relevantnih regulatornih, pravnih i etičkih zahteva, uključujući propise koji se odnose na borbu protiv korupcije i primenu međunarodnih sankcija.

Da bi pravno lice postalo agregator upravljanja potrošnjom ono mora:

- potpisati ugovor o učešću u skladu sa tržišnim pravilima „NEBCO“ platforme,
- dobiti tehničko odobrenje koje potvrđuje sposobnost upravljanja potrošnjom, na osnovu dokumentacije i testova,
- imati određenu balansnu grupu (tako što je balansno odgovoran ili odredi svog BOS).

Nakon što strana završi sve testove, potpisuje Ugovor o učešću i postaje Pružalac usluga balansiranja.

Proces učešća agregatora na tržištu električne energije u Francuskoj



Slika 50 - Način registracije agregatora kao PUB i proces aktivacije [51]

Gde je to pogodno, OPS vrši proveru stvarnog smanjenja potrošnje, a po potrebi i stvarnog povećanja potrošnje učesnika, na osnovu metode provere koju je izabrao agregator. Postoji više metoda za verifikaciju smanjenja potrošnje, pri čemu se izdvajaju metode zasnovane na prognozama ili istorijskim podacima i tada mesto potrošnje mora podneti zahtev za sertifikaciju [49].

U slučaju želje za korišćenjem podmerenja koje je još u eksperimentalnoj fazi, agregator i relevantna mesta potrošnje sa daljinskim očitavanjem moraju dobiti odgovarajuću kvalifikaciju od strane OPS-a. Ovaj eksperiment, pokrenut 1. juna 2021. godine, omogućava merenje i obračun smanjenja potrošnje na nivou nižem od celokupnog potrošnog mesta (npr. pojedinačnih potrošača, proizvodnih linija ili procesa unutar jednog objekta). Cilj eksperimenta je da se ispita da li primena podmerenja može omogućiti uključivanje novih tipova potrošača na tržište fleksibilnosti, povećati tačnost merenja ostvarenih smanjenja potrošnje i sprečiti rizik lažnih smanjenja potrošnje, posebno kroz tzv. internu kompenzaciju unutar istog objekta. Radi dobijanja pretkvalifikacije za potrošnje

malog obima, OPS naručuje sprovođenje potrebnih revizija od strane ovlaštenog inspeksijskog organa, o trošku agregatora [49].

Inspeksijsko telo odgovara OPSu.

Agregator formira svoju agregatorsku grupu poštujući da jedan resurs za pružanje usluga balansiranja može biti deo samo jedne agregatorske grupe. Agregatorska grupa može biti formirana i od proizvodnih jedinica priključenih na prenosni (OPS) i distributivni (ODS) nivo. Agregator mora imati mogućnost predviđanja potrošnje na mestu primopredaje. Dodatno, OPS je uspostavio dodatne procese razmene podataka sa ODS za resurse sa distributivnog nivoa.

Ključne poruke iz Francuske

Iako je francusko tržište relativno uređen sistem sa razvijenim mehanizmima fleksibilnosti, i dalje postoji prostor za rast u pogledu učešća nezavisnih agregatora i širenja fleksibilnosti ka manjim potrošačima. Zahvaljujući kombinaciji centralizovanih procesa, tržišnih rezervi i dugogodišnjem iskustvu u upravljanju potrošnjom, Francuska ostaje jedno od najzanimljivijih tržišta za razvoj naprednih agregatorskih modela.

2.5.7 Usluge operativnog sistema za potrebe redispečinga

U Francuskoj operator distributivnog sistema razvija tržišno zasnovane lokalne usluge fleksibilnosti sa ciljem odlaganja investicija u mrežu, podrške održavanju i kao alternativu redukciji proizvodnje iz obnovljivih izvora. Ove usluge zasnivaju se na standardizovanim proizvodima i od početka uključuju model agregacije, pri čemu agregatori omogućavaju objedinjavanje distribuiranih resursa u isporučivu fleksibilnost na tačno definisanoj lokaciji i u odgovarajućem vremenskom okviru. Tržište je organizovano kroz dva komplementarna proizvoda: rezervaciju kapaciteta i tržište energije za aktivaciju, pri čemu se nabavka kapaciteta trenutno sprovodi periodično, uz planirano povećanje učestalosti.

U cilju proširenja učešća i daljeg razvoja tržišta, operator distributivnog sistema radi na standardizaciji proizvoda i smanjenju minimalnih pragova za učešće – trenutno na nivou od oko 500 kW (agregirano) sa trajanjem 1–2 sata, uz planirano smanjenje na oko 100 kW. Ovakav pristup omogućava uključivanje širokog spektra resursa, nezavisno od njihove veličine ili naponskog nivoa, pod uslovom da se nalaze na relevantnoj lokaciji u mreži.

Koordinacija između operatora prenosnog i distributivnog sistema zasniva se na razmeni operativnih informacija o potencijalnim zagušenjima na granici prenosa i distribucije. Operator prenosnog sistema identifikuje ograničenja na osnovu analiza i simulacija i prosleđuje odgovarajuće operativne limite, dok operator distributivnog sistema aktivira optimalnu kombinaciju mera – uključujući rekonfiguraciju mreže, tržišno nabavljenu fleksibilnost ili ograničenja proizvodnje. Ovakav model pozicionira agregatore kao ključne aktere u upravljanju mrežom, jer omogućavaju efikasno rešavanje lokalnih ograničenja i optimizaciju troškova sistema. [52]

2.6 Primeri iz prakse - Hrvatska

2.6.1 Hrvatska kao relevantan primer za Srbiju

Hrvatska je izabrana za studiju slučaja jer po nivou razvijenosti tržišta najviše odgovara Srbiji, pri čemu je istovremeno članica Evropske unije. Hrvatska se po svom geografskom položaju nalazi u jugoistočnoj Evropi i može se smatrati vodećim primerom za Srbiju u procesu razvoja okvira fleksibilnosti i agregatora. Ona pokazuje kako sprovođenje tržišnih reformi usklađenih sa Evropske unije može postepeno omogućiti agregaciju i aktivno učešće potrošača.

Institucionalni i pravni temelji su već uspostavljeni. Nacionalni operator prenosnog sistema, HOPS [53] (Hrvatski operator prijenosnog sustava), zajedno sa nacionalnim regulatornim

telom HERA [54], uveo je tržišna pravila koja otvaraju učešće na balansnom tržištu i pomoćnim uslugama novim pravnim licima, uključujući agregatore i Pružaoce usluga upravljanja potrošnjom.

Hrvatska gradi tehničku i regulatornu infrastrukturu potrebnu za integraciju distribuiranih energetske resursa i omogućava potrošačima da aktivno učestvuju u elektroenergetskom sistemu. Ovaj okvir koji se razvija čini Hrvatsku relevantnim primjerom za analizu kako manje države članice Evropske unije mogu postepeno, ali strukturirano da implementiraju agregaciju, pružajući lekcije koje se direktno mogu primeniti na tržišta Zapadnog Balkana.

2.6.2 Prepoznavanje agregatora u Hrvatskoj

U Hrvatskoj, agregatori predstavljaju subjekte koji okupljaju više proizvodnih jedinica, potrošača ili skladišnih kapaciteta s ciljem zajedničkog učestvovanja na tržištu fleksibilnosti i usluga balansiranja. Njihova uloga je ključna za omogućavanje brze i pouzdane reakcije na potrebe elektroenergetskog sistema, naročito u kontekstu povećanog udela VOIE. Agregator se prepoznaje po nekoliko karakteristika: formalnom licenciranju ili odobrenju za delatnost agregacije, sposobnosti upravljanja portfoliom više manjih jedinica i delovanju prema OPS kao jedinstveni entitet. Na taj način, agregator deluje kao posrednik koji objedinjuje kapacitete svojih članova i prezentuje ih tržištu kao celinu.

Načini učešća agregatora na tržištu u Hrvatskoj mogu biti različiti, zavisno od vrste fleksibilnosti i usluzi koju pružaju. Agregatori mogu učestvovati u pružanju pomoćnih balansnih usluga kod OPS, uključujući balansnu rezervu i balansnu energiju iz mFRR i aFRR, gde njihov portfolio jedinica reaguje na trenutne potrebe sistema. Takođe, agregatori mogu koristiti koncept virtualne elektrane, koordinirajući različite disperzovane izvore proizvodnje, potrošače ili skladišne kapacitete kako bi generisali fleksibilnost koja je tržišno prepoznatljiva i vrednovana. Osim toga, agregatori mogu delovati unutar modela balansne grupe, preuzimajući ulogu BOS ili kao član balansne grupe kojom upravlja treća strana. Ugovorni odnosi su ključ funkcionisanja balansne grupe, a oslonac se nalazi u preciznim mernim podacima.

Tehnički preduslovi za rad agregatora u Hrvatskoj zahtevaju visok nivo organizacije i koordinacije. Portfolio jedinica mora biti pod stalnim nadzorom, uz mogućnost brzog reagovanja u skladu sa tržišnim ili sistemskim zahtevima. Neophodno je precizno merenje i izveštavanje, kako bi se obezbedili pouzdani podaci o promenama u proizvodnji i potrošnji u realnom vremenu. Integracija sa tržišnim i procesima u sistemu, putem ugovora ili sporazuma sa operatorom sistema i/ili BOS, omogućava agregatoru da deluje u okviru regulatornog okvira. Tehnička infrastruktura, uključujući sisteme za upravljanje portfoliom i komunikaciju sa jedinicama, mora biti pouzdana i osiguravati da kapaciteti budu dostupni za tržišne zahteve.

2.6.3 Osvrt na hrvatsko tržište

Razvoj agregacije i virtuelnih elektrana u Hrvatskoj započeo je relativno rano u regionalnom kontekstu, ali se u praksi razvijao postepeno. Značajan iskorak ostvaren je 2022. godine, kada se pojavio prvi nezavisni agregator koji je formirao prvu hrvatsku virtuelnu elektranu.

Hrvatska: pilot-projekat kao prvi korak ka tržištu agregacije

Hrvatska je među prvim zemljama regiona koja je praktično otvorila balansno tržište za nezavisne agregatore, pre svega kroz pilot projekte i postepeno uvođenje usluga mFRR i aFRR. Prva virtuelna elektrana i dokaz sposobnosti objedinjavanja potrošnje, proizvodnje i skladišta pokazali su da integracija fleksibilnosti može da funkcioniše i u manjim elektroenergetskim sistemima.

Hrvatska je razvoj agregacije započela kroz pilot-projekat koji je omogućio testiranje tehničkih, komunikacionih i tržišnih zahteva za fleksibilnost. U okviru projekta objedinjena je potrošnja u jedinstvenu virtuelnu elektranu koja je uspešno pružila

mFRR uslugu naviše. Time je po prvi put demonstrirano da više malih i srednjih resursa može pouzdano delovati kao jedan fleksibilni entitet, direktno povezati krajnje korisnike sa balansnim tržištem i otvoriti put za dalje širenje agregacije u Hrvatskoj.

Sam projekat osposobljavanja prvog agregatora tekao je kroz pilot-projekat, u okviru koga su testirani tehnički, komunikacioni i tržišni zahtevi za agregaciju distribuiranih resursa i resursa na prenosnom sistemu, kao i njihova sposobnost da pouzdano pružaju pomoćne usluge balansnog kapaciteta i balansne energije u realnim uslovima rada elektroenergetskog sistema.

Ovim projektom je demonstrirana tehnička i tržišna sposobnost objedinjavanja više resursa proizvodnje, potrošnje i skladišta električne energije u jedinstvenu fleksibilnu celinu koja može pružati pomoćne usluge prenosnom sistemu. Time su se prvi put povezali krajnji korisnici sa balansnim tržištem električne energije i time je bilo omogućeno aktivno učešće i njihovo ostvarivanje dodatnih prihoda. Prva usluga koja je nuđena je bila balansni kapacitet iz mFRR naviše tj. smanjenje potrošnje i energija iz ovog kapaciteta [55].

Dalji razvoj tržišta agregacije potvrđen je i ulaskom agregatora koji je nudio balansni kapacitet iz aFRR. Prvi agregator koji je uspešno prošao proces pretkvalifikacije za pružanje ove usluge time je potvrdio da može da ispuni stroge tehničke i operativne zahteve operatora prenosnog sistema [56].

Time je Hrvatska praktično otvorila balansno tržište za nezavisne agregatore, što predstavlja važan korak ka modernijem i fleksibilnijem elektroenergetskom sistemu, posebno u uslovima rastuće integracije OIE i povećane volatilnosti proizvodnje i potrošnje u Hrvatskoj.

Naknada koju krajnji kupac, odnosno nezavisni agregator, plaća snabdevaču koji je direktno pogođen aktivacijom upravljanja potrošnjom određuje se na osnovu cene električne energije na hrvatskom dan unapred tržištu za odgovarajući obračunski interval i to samo za smer smanjenja potrošnje.

U slučaju kada je tržišna cena električne energije pozitivna, naknada je jednaka toj ceni. Međutim, ukoliko je cena na CROPEX [57] tržištu negativna, naknada snabdevaču se ne obračunava, odnosno smatra se jednakom nuli. Na taj način se sprečava da snabdevač ostvaruje negativnu ili neopravdanu naknadu usled tržišnih anomalija sa negativnim cenama [58]. U periodu od 2019. do 2024. godine, udeo mFRR rezerve snage za pozitivni smer (povećanje proizvodnje i/ili smanjenje potrošnje), koja je obezbeđena putem javnih nadmetanja od strane pružalaca usluga balansiranja upravljivom potrošnjom i nezavisnog agregatora, narastao je na 32% tokom 2024. godine (75 MW u 2023. godini, 80 MW u 2024. godini). U 2024. godini došlo je do porasta u pretkvalifikovanom iznosu mFRR rezerve snage u smeru naniže i 74% traženog iznosa obezbeđuju nezavisni agregatori [59].

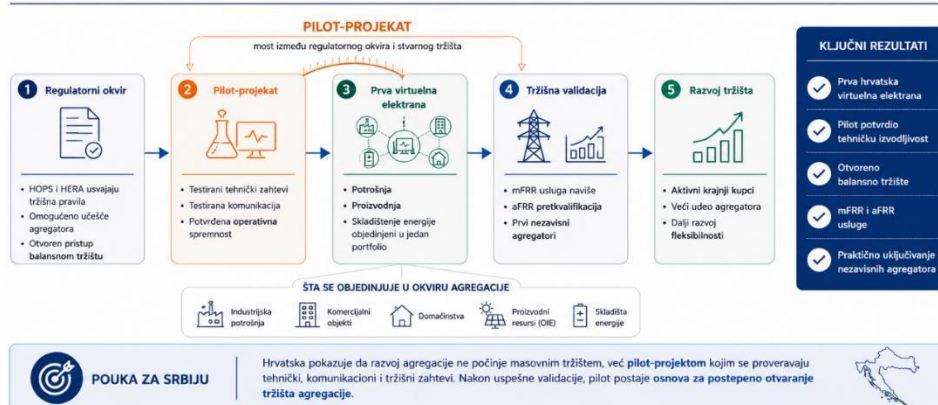
U Hrvatskoj se tržišno agregiranje potrošnje električne energije primenjuje kroz modele poput specifičnih tarifa snabdevača. Kao odgovor na ponudu nezavisnih snabdevača koji su na tržištu uveli ugovore s dinamičkim određivanjem cena, dominantni snabdevač razvio je svoj model. Iako model nudi kupcima mogućnost aktivnog upravljanja nabavkom električne energije, upoređivanja cena i kupovine u tranšama uz cenu koja je vezana za kretanja na berzama, on se suštinski razlikuje od ugovora s dinamičkim određivanjem cena. Naime, model podrazumeva agregiranje potrošnje i prosečno određivanje cene na mesečnom nivou, umesto korišćenja obračuna na bazi 15-minutnih ili satnih intervala. Ova ključna karakteristika znači da kupci obuhvaćeni ovim modelom nisu uključeni u definiciju ugovora s dinamičkim određivanjem cena u punom regulatornom smislu. Posledično, takvi kupci ne pružaju potrebne kratkoročne signale za fleksibilnost, što ukazuje na to da su nezavisni agregatori i dalje ključni pokretači fleksibilnosti potražnje na tržištu uvođenjem ugovora s obračunom u realnom ili skoro realnom vremenu.

Agregatori, bilo nezavisni ili povezani s snabdevačima, tako stvaraju dodatne mogućnosti za uključivanje krajnjih korisnika u tržište energije, povećavajući ekonomsku efikasnost i podržavajući integraciju OIE.

U Hrvatskoj je uloga agregatora u mrežnim procesima još uvek u ranoj fazi razvoja, pri čemu se očekuje da prvi koraci budu urađeni kroz saradnju operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema. U Hrvatskoj ne postoje formalizovana lokalna tržišta fleksibilnosti na nivou ODS-a, niti standardizovani proizvodi kojima bi distribucija tržišno nabavljala fleksibilnost za rešavanje lokalnih zagušenja. Međutim, kako je regulatorni i tehnički okvir omogućio je praktično uključivanje agregatora u balansno tržište, to predstavlja osnovu za buduću mrežnu ulogu agregacije. Sa aspekta distribucione mreže, fleksibilnost se u Hrvatskoj zasad posmatra više kao budući alat, a manje kao redovan operativni mehanizam.

Hrvatska – pilot-projekat kao prvi korak na tržištu agregacije

Postepeni razvoj od regulatornog okvira do tržišnog učešća nezavisnih agregatora



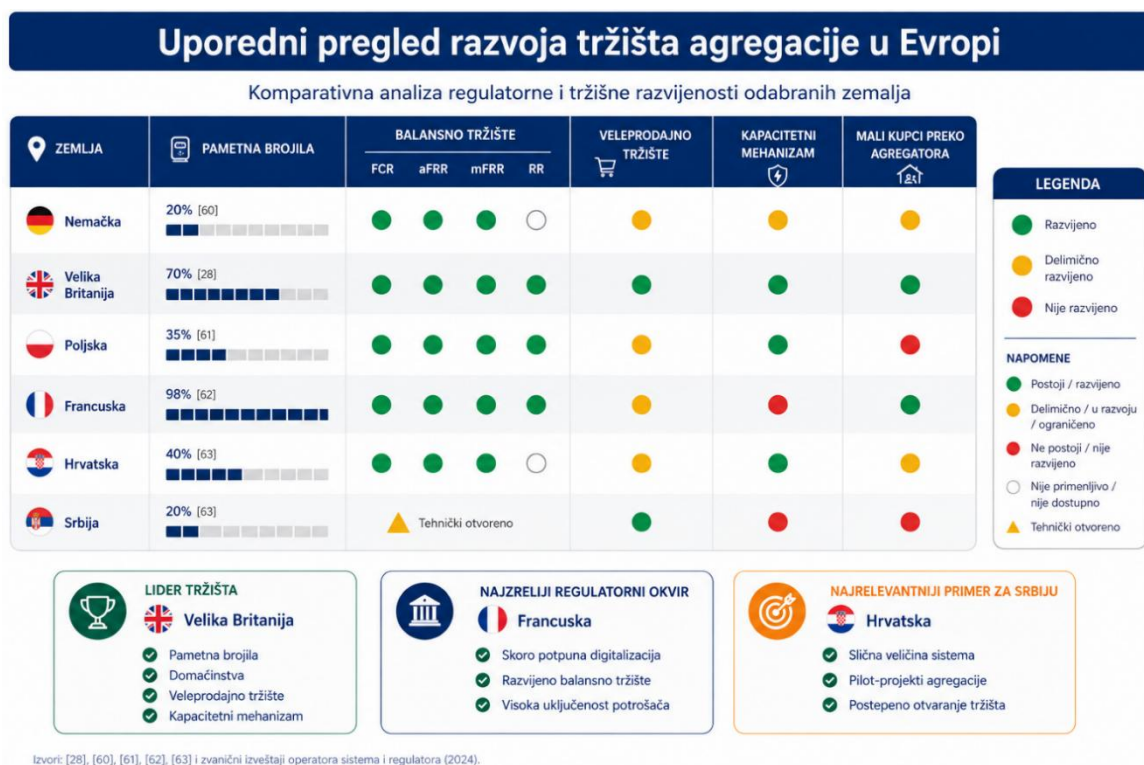
Slika 51 - Agregatori u Hrvatskoj

2.7 Opšti pregled mogućnosti agregatora i poređenje sa Srbijom

Razvoj nezavisne agregacije u Evropi nije bio linearan proces, već rezultat specifičnih nacionalnih energetske mikseva, nivoa digitalizacije mreže i političke volje za otvaranjem balansnih tržišta.

U poređenju sa analiziranim zemljama, Srbija se nalazi na početku puta, ali sa značajnim „zakasnelim prednostima“. Na primer, model energetske korekcije za balansnu odgovornost već je uveden u regulatorni okvir. Istovremeno, postoji prostor za dalje unapređenje kroz uvođenje standardizovanih procesa pretkvalifikacije po uzoru na najefikasnije evropske prakse (Nemačka, Francuska ili Hrvatska u početnom trenutku). Iako je trenutno učešće krajnjih kupaca na slobodnom tržištu u Srbiji simbolično u smislu promene snabdevača i uglavnom ograničeno na velike industrijske sisteme, potencijal za razvoj nezavisnih agregatora leži u predstojećem masovnom uvođenju pametnih brojlara i daljem usklađivanju domaćih Pravila o radu tržišta sa evropskim mrežnim pravilima.

Sledeća uporedna analiza pruža uvid u to kako se Srbija pozicionira u odnosu na ključne parametre koji definišu uspeh agregacije na razvijenim tržištima.



Slika 52 - Uporedna analiza posmatranih zemalja

Srbija je već preduzela značajne korake ka otvaranju tržišta agregacije, uključujući tehničko omogućavanje učešća agregatora na balansnom tržištu, kao i učešće na veleprodajnom tržištu kroz ulogu balansno odgovorne strane ili prenos balansne odgovornosti. Međutim, u poređenju sa razvijenim evropskim tržištima prikazanim na slici 21, i dalje su prisutni ključni izazovi, pre svega ograničeno učešće malih potrošača usled nedovoljne zastupljenosti pametnih brojila, izostanak razvijenih lokalnih tržišta fleksibilnosti na nivou operatora distributivnog sistema, kao i nedostatak praktičnog iskustva kroz pilot projekte. U tom smislu, prioritet u narednom periodu može biti pokretanje kontrolisanih pilot projekata koji bi omogućili testiranje tržišnih i tehničkih rešenja pre punog otvaranja tržišta.

MATRICA MEĐUNARODNIH LEKCIJA ZA SRBIJU

Uporedni pregled ključnih specifičnosti, prenosivih rešenja i ograničenja po zemljama

ZEMLJA	KLJUČNA SPECIFIČNOST	ŠTA JE PRENOSIVO ZA SRBIJU	GLAVNO OGRANIČENJE
 Nemačka	 Standardizovana pretkvalifikacija i tehnički zahtevi	 Centralni portal, jasne procedure, transparentnost	 Masovno uključivanje malih resursa zavisi od digitalizacije
 Velika Britanija	 Tržišno orijentisana fleksibilnost i VLP model	 Pragmatični proizvodi i uključivanje novih resursa	 Zahteva zrelu digitalnu i tržišnu infrastrukturu
 Poljska	 Tranzicioni pristup i proizvodi IRP/IZP	 Postepeni razvoj proizvoda za upravljanje potrošnjom	 Konkurencija i praksa još u razvoju
 Francuska	 Centralizovana platforma i masovna digitalizacija	 Platformski pristup i jasna pravila verifikacije	 Visoki zahtevi za merenje i operativne podatke
 Hrvatska	 Fazni razvoj kroz regionalno sličan sistem	 Pilot-projekti i saradnja OPS-ODS	 Lokalna fleksibilnost još u ranoj fazi
 Srbija	 Energetska korekcija i pravni osnov već postoje	 Hibridni model prilagođen domaćem tržištu	 Licenciranje, ODS fleksibilnost i digitalizacija još kasne
 KLJUČNA POUKA ZA SRBIJU	 Svi modeli pokazuju da su jasna pravila i transparentni procesi osnova učešća agregatora.  Pilot-projekti i postepeno otvaranje tržišta su najpraktičniji put ka uključivanju fleksibilnosti.  Digitalizacija, merenje i verifikacija su ključni enableri za masovno uključivanje malih resursa.  Za Srbiju je najrelevantniji hibridni pristup – prilagođen domaćem tržištu i faznom razvoju.		

Legenda: ● Prenosivo / primenljivo ● Ograničeno prenosivo ● Teško prenosivo / nerelevantno

Slika 53 - Matrica međunarodnih lekcija za Srbiju

POGLAVLJE 3

3 Agregatorski modeli

3.1 Uvod

U prethodnom poglavlju su analizirane mogućnosti za rad agregatora i pristupi upravljanju potrošnjom u različitim evropskim zemljama, što je omogućilo razumevanje tržišnog okvira u kojima agregatori funkcionišu. Međutim, za potpuno sagledavanje njihove uloge u modernim elektroenergetskim tržištima, neophodno je razmotriti i način na koji se obračunava balansna odgovornost unutar ovih modela. Ovo poglavlje predstavlja logičan nastavak prethodne analize, jer objašnjava kako se pravila balansne odgovornosti praktično primenjuju na agregatore i krajnje korisnike u kontekstu evropskih tržišnih praksi. Direktiva o tržištu električne energije [3] prepoznaje nezavisne agregatore kao tržišne aktere i time obezbeđuje da krajnji kupci mogu slobodno da koriste elektroenergetske usluge nezavisno od svog snabdevača. Ukida se obaveza pribavljanja prethodne saglasnosti snabdevača kako bi krajnji kupci, posredstvom nezavisnih agregatora, mogli da pružaju usluge na različitim tržištima. Time se nezavisni agregatori definišu kao tržišni učesnici koji nisu povezani sa snabdevačem krajnjeg kupca i koji mogu slobodno pristupati različitim tržištima bez potrebe za saglasnošću tog snabdevača.

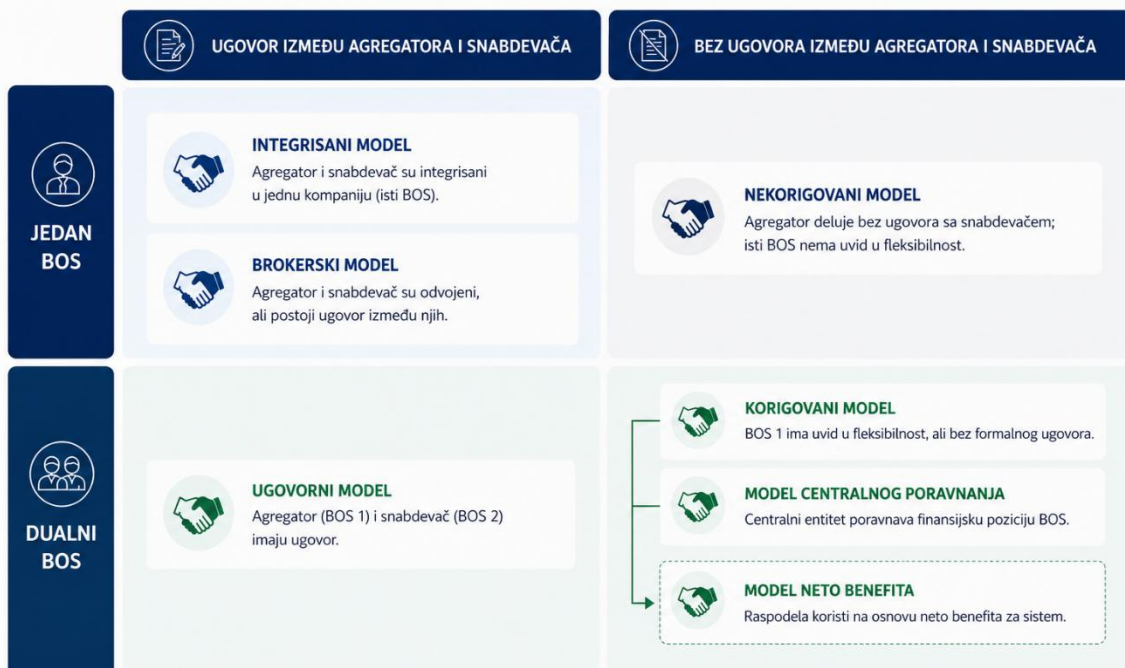
U tom kontekstu, oformljen je Univerzalni okvir za pametnu energiju [64] (u daljem tekstu: USEF) od strane konzorcijuma vodećih evropskih kompanija iz energetskog i tehnološkog sektora. Cilj im je bio da udruže snage kako bi stvorili jedinstven, otvoren standard koji svi mogu besplatno da koriste; ovaj standard definiše zajedničke uloge, procese i tehničke protokole potrebne za delotvorno trgovanje fleksibilnošću u pametnim mrežama. On služi kao temelj za saradnju između svih učesnika na tržištu, agregatora, snabdevača i operatera sistema, omogućujući im da kroz standardizaciju optimiziraju potrošnju energije i ubrzaju integraciju obnovljivih izvora. Standardom su definisani modeli implementacije agregatora kao i tržišne modele za ulogu agregatora, pri čemu se opisuje ugovorni odnos agregatora sa snabdevačem i BOS. Pored toga, svaki model opisuje način na koji su organizovani balansna odgovornost, pozicija nabavke energije i povezani prenos energije između agregatora i snabdevača, kao i razmena informacija, da bi se na pravi način proračunalo odstupanje BOS i na pravi način ispostavili računi za potrošenu električnu energiju [65].

USEF kao standard za koordinaciju agregatora i operatera

USEF je otvoreni, besplatni standard koji su razvile vodeće evropske energetske i tehnološke kompanije kako bi definisale jedinstven model uloga, procesa i tehničkih protokola za rad agregatora i trgovinu fleksibilnošću. On pravi zajedničku logiku rada agregatora, snabdevača i operatera sistema, opisujući njihove ugovorne odnose, balansnu odgovornost i razmenu podataka.

MODELI UGOVORA IZMEĐU AGREGATORA I SNABDEVAČA

Klasifikacija prema ulogama BOS-a i prisustvu ugovora između agregatora i snabdevača



Slika 54 - Modeli implementacije agregatora prema USEF okviru [66]

Upravo zato se uveo USEF referentni model kao standardizovan i međunarodno prihvaćen okvir koji povezuje aktivaciju fleksibilnosti sa balansnom odgovornošću na balansnom tržištu.

3.2 Modeli implementacije agregatora

3.2.1 Nekorigovani model

U ovom modelu agregator ne snosi balansnu niti finansijsku odgovornost za debalanse u sistemu nastale kao posledica aktivacije fleksibilnosti. Takođe, ne postoji prenos energije između agregatora i snabdevača. Kao rezultat toga, agregator može izazvati debalans u portfoliju BOS snabdevača. Ipak, ukoliko aktivirana fleksibilnost doprinese ukupnoj izbalansiranosti sistema, BOS snabdevača se kroz mehanizam balansne odgovornosti tj. obračuna debalansa dobiti finansijsku nadoknadu za pasivan doprinos balansu sistema. Ovaj model se smatra pogodnim za proizvode sa retkim i kratkotrajnim aktivacijama, odnosno sa malim količinama aktivirane energije (npr. rezerva za održavanje frekvencije u poremećajima – FCR-D – u nordijskim zemljama, Energinet, Fingrid i dr.) [67].

3.2.2 Model centralnog poravnanja

U ovom modelu agregator preuzima balansnu i finansijsku odgovornost za debalanse nastale usled aktivacije fleksibilnosti. Centralni entitet, ODS ili nadležno telo za obračun debalansa, vrši korekciju debalansa BOS-a snabdevača i sprovodi finansijsku kompenzaciju za prenos energije na osnovu unapred definisane formule koju propisuje ili na koju saglasnost daje Nacionalna regulatorna agencija. U tom slučaju, agregator plaća energiju centralnom entitetu po ceni za prenos energije, a centralni entitet zatim prosleđuje uplatu snabdevaču. U slučaju smanjenja proizvodnje ili povećanja potrošnje, tok energije i novčanih sredstava ide u suprotnom smeru. Alternativa ovom modelu je tzv. model neto benefita, u kojem se energija pribavljena aktivacijom fleksibilnosti nadoknađuje od strane

potrošača (putem tarifa) koji imaju korist od aktivacije, umesto da trošak snosi agregator [67].

3.2.3 Model energetske korekcije

Slično modelu centralnog poravnanja, u ovom modelu agregator snosi balansnu i finansijsku odgovornost za debalanse nastale usled aktivacije fleksibilnosti. Model zahteva izmenu mernih podataka krajnjeg kupca, na osnovu količine fleksibilnosti koju je agregator aktivirao. Agregator mora da odredi BOS, ili sam da bude BOS, koji preuzima odgovornost za razliku između stvarne potrošnje i osnovne linije (korigovana merenja). Snabdevač krajnjem kupcu fakturiše istu količinu energije kao da do aktivacije fleksibilnosti nije došlo. Kako energija formalno nije potrošena od strane krajnjeg kupca, agregator nadoknađuje kupcu energiju koja je fakturisana, ali nije potrošena. Obrnuto važi u slučaju povećanja potrošnje. Sve se to sprovodi u skladu sa uslovima ugovora između kupca i agregatora, u skladu sa uslovima ugovora između kupca i agregatora (ugovor o agregiranju odnosno ugovor o pružanju fleksibilnosti). Pojedine varijante ovog modela dodatno nameću odgovornost agregatoru za moguće povratne efekte potrošnje nakon aktivacije fleksibilnosti [68].

3.2.4 Model podeljene odgovornosti

Alternativa USEF modelima agregacije je model podeljene odgovornosti. Ovaj model se zasniva na razdvajanju snabdevanja energijom i balansne odgovornosti, tako što se razdvaja deo potrošnje i pripadajućih sredstava kojima upravlja agregator od preostalog, nekontrolisanog dela potrošnje. U tom slučaju, agregator upravlja kontrolisanim delom priključka i odgovoran je za ugovaranje snabdevanja za taj deo, dok snabdevač isporučuje energiju za preostali (nekontrolisani) deo potrošnje. Agregator može ispunjavati obaveze snabdevanja i balansne odgovornosti ili sklapanjem ugovora sa jednim snabdevačem (i BOS-om) za sve svoje korisnike ili preuzimanjem te uloge samostalno. Ovaj model obično zahteva ugradnju dodatnih mernih uređaja (submetering) za kontrolisani deo potrošnje. Kako se model prvenstveno fokusira na podelu snabdevanja energijom, može se smatrati komplementarnim USEF modelima implementacije agregatora, čime se omogućava kombinovanje oba koncepta [67].

3.2.5 Modeli implementacije zavisnih agregatora

Alternativu modelima nezavisne agregacije predstavljaju tri tipa modela zavisne agregacije koji su prisutni u evropskom energetsom okruženju: ugovorni, integrisani i brokerski modeli.

U integrisanom modelu, uloge snabdevača i agregatora objedinjene su u okviru jednog tržišnog učesnika.

U brokerskom modelu, agregator prenosi balansnu odgovornost na BOS snabdevača, dok se naknada za nastale debalanse i unapred kupljenu energiju od strane snabdevača reguliše bilateralno između agregatora i snabdevača, na osnovu međusobnog ugovora. Agregator takođe ima ugovor o pružanju usluge fleksibilnosti sa PUB-om, koji svoju fleksibilnost nudi OPS-u.

U ugovornom modelu, agregator snosi balansnu odgovornost za debalanse nastale usled aktivacije fleksibilnosti, ali isključivo tokom perioda aktivacije, i u tom slučaju se uključuje njegov sopstveni BOS za pokrivanje debalansa. Pored toga, agregator kompenzuje snabdevača za prenos energije na osnovu ugovora koji sadrži formulu za obračun prenosa energije, dogovorenu između dve strane, po mogućnosti koristeći unapred poznate standardizovane metode. Takođe, BOS snabdevača i BOS agregatora zaključuju ugovor o korekciji balansnog odstupanja. Na kraju, agregator ili njegov BOS ima ugovor o pružanju fleksibilnosti sa PUB-om koji nudi fleksibilnost OPS-u [67].

3.3 Implementacija modela agregatora u odabranim evropskim zemljama

U Francuskoj, nekorigovani model primenjuje se za proizvode FCR i aFRR; međutim, kod aFRR-a fleksibilnost na strani potrošnje može učestvovati isključivo putem sekundarnog tržišta jer OPS više ne koristi usluge nezavisnog agregatora za ovu rezervu. Za ostale proizvode – mFRR, zamensku rezervu (RR), tržište mehanizma za obezbeđenje kapaciteta, kao i dnevno i unutarдневно tržište – primenjuju se korigovani model i model centralnog poravnanja, pri čemu izbor zavisi od karakteristika priključenja. Kada je reč o balansnoj odgovornosti, agregator koji učestvuje na veleprodajnom i tržištu mehanizma za obezbeđenje kapaciteta odgovoran je za debalanse nastale aktivacijom fleksibilnosti. Na balansnom tržištu agregator deluje kao „plutajući PUB“ iznad postojećih balansnih grupa i finansijski je odgovoran samo za odstupanja od ugovorene količine fleksibilnosti.

U Nemačkoj se primenjuju dva modela agregacije, nekorigovani i korigovani. Nekorigovani model važi za FCR, dok se korigovani model, uveden 2021. godine, primenjuje na mFRR i aFRR proizvode. U okviru ovog modela, agregator mora posedovati BOS-a i, nakon aktivacije fleksibilnosti, razmenjuje plan rada sa BOS-om snabdevača radi korekcije balansnog odstupanja. Nakon toga, snabdevač koriguje račun za energiju krajnjeg kupca kao da do aktivacije fleksibilnosti nije došlo.

U VB primenjuju se dva modela, u zavisnosti od vrste proizvoda – nekorigovani model i model koji može biti ili centralno poravnanje ili model energetske korekcije, u zavisnosti od okolnosti. Nekorigovani model se koristi za balansne proizvode poput FCR-a i mehanizam za obezbeđenje kapaciteta, dok se za aFRR, mFRR i RR primenjuje model centralnog poravnanja. Za učešće na ovim tržištima nezavisni agregator mora biti registrovan kao Virtuelni nosilac agregacije, što je funkcionalno ekvivalentno ulozi PUB. Kompenzacija za razmenu energije zavisi od saglasnosti kupaca da se podaci o aktivaciji fleksibilnosti dele sa snabdevačem. Ukoliko kupac da saglasnost, odgovorno lice za poravnanje debalansa deli podatke sa snabdevačem, koji tada može fakturisati razmenjenu energiju kupcu, što je ekvivalentno modelu energetske korekcije. Ukoliko saglasnost ne postoji, kompenzacija je jednaka nuli, što u praksi odgovara modelu centralnog poravnanja bez kompenzacije [67].

U Poljskoj se za proizvode IZP i IRP primenjuje model u kojem agregator pružalac usluge deluje nezavisno od snabdevača, dok balansna odgovornost ostaje na BOS-u snabdevača. Nakon aktivacije fleksibilnosti, agregator preuzima odgovornost prema OPS za izvršenje dobijenog naloga za redukciju ili povećanje potrošnje, dok se istovremeno balansna pozicija snabdevača odnosno BOS koriguje tako da se izbegne negativan finansijski efekat izazvan odstupanjem od planirane potrošnje krajnjeg kupca. U praksi, to znači da se merni podaci u obračunu tretiraju kao da nije došlo do aktivacije fleksibilnosti, čime snabdevač ostaje neutralan, a efekti aktivacije se u potpunosti pripisuju agregatoru.

Hrvatski agregatori su trenutno najaktivniji na mFRR tržištu, gde su postali ključni igrači u obezbeđivanju rezerve snage, naročito u smeru naniže. Ulazak na aFRR tržište je sledeći veliki korak, ali je zbog strogih tehničkih zahteva za brzinom odziva ovaj segment još uvek u povoju i primarno vezan za uvođenje skladišta.

3.3.1 Balansna odgovornost

Za sve slučajeve učešća u pružanju usluga fleksibilnosti, treba imati na umu da je potrebno jasno definisati balansnu i finansijsku odgovornost korisnika sistema koji pružaju usluge fleksibilnosti direktno ili putem agregatora, kao i ugovornih odnosa između agregatora i snabdevača, odnosno BOS-a snabdevača.

U Francuskoj nezavisni agregatori na balansnom tržištu ne moraju da imaju ili dodeljuju ulogu BOS-a, jer deluju kao tzv. „plutajući PUB-ovi“. Ipak, oni su izloženi naknadama za debalanse u slučaju bilo kakvog odstupanja od ugovorene količine fleksibilnosti. Nasuprot tome, nezavisni agregatori koji učestvuju na veleprodajnom i tržištu mehanizma za obezbeđenje kapaciteta moraju imati BO kao BOS ili preneti BO.

U Nemačkoj, nezavisnim agregatorima je dozvoljeno učešće isključivo na balansnom tržištu i oni nakon aktivacije fleksibilnosti razmenjuju planove rada sa BOS-om snabdevača radi korekcije balansnog odstupanja.

U VB moraju biti registrovani kao Virtual Lead Parties, što je funkcionalno ekvivalentno ulozi PUB-a, i izloženi su naknadama (najmanje u visini cene debalansa) u slučaju neisporučivanja ugovorene fleksibilnosti [67].

U poljskom modelu, agregatori koriste IZP i IRP proizvode kao nezavisni pružaoci usluga balansiranja koji aktiviraju potrošnju po nalogu OPS-a, dok balansna i finansijska odgovornost ostaje sa BOS-om snabdevača. Međutim, pravila kojima se uređuje rad balansnog tržišta omogućava virtuelnu korekciju balansne pozicije snabdevača tj. njegove BOS, tako da on ne trpi finansijske posledice aktivacije agregatora i sve eventualne penalizacije snosi agregator.

Hrvatski regulatorni okvir primenjuje princip energetske korekcije kako bi se omogućilo nesmetano učešće nezavisnih agregatora na tržištu, uz očuvanje finansijske stabilnosti postojećih snabdevača (BOS). Suština ovog modela zasniva se na neutralnosti snabdevača, što se postiže kroz automatsko prilagođavanje njihove tržišne pozicije u zavisnosti od smera aktivirane fleksibilnosti:

3.3.2 Mehanizam za obezbeđenje kapaciteta

U Nemačkoj, agregator nadoknađuje snabdevaču energiju obezbeđenu kroz fleksibilnost preko krajnjeg kupca, po maloprodajnoj ceni. Pored maloprodajne cene, agregator može dodatno nadoknaditi troškove administracije BOS-u snabdevača, koji se odnose na razmenu dnevnog plana rada. Visina ove naknade se određuje u ugovoru između agregatora i BOS-a.

U VB, ukoliko krajnji kupac pristane na deljenje podataka, snabdevač može krajnjem kupcu obračunati energiju ponuđenu kao fleksibilnost, dok agregator zatim kompenzuje krajnjeg kupca. Ukoliko krajnji kupac ne da saglasnost za deljenje podataka, trenutno ne postoji naknada između agregatora i snabdevača, što odgovara ceni prenete energije jednakoj nuli. Očekuje se da će se ovaj režim promeniti u budućnosti, naročito u kontekstu diskusija o otvaranju veleprodajnog tržišta za Virtuelnog nosioca agregacije.

U Francuskoj, formula za obračun cene prenete energije odražava prosečne troškove nabavke električne energije i pravi razliku između dva tipa mernih mesta: profilisanih i onih sa obračunom na 15 minuta (industrijski i komercijalni potrošači). Francuski OPS unapred, u decembru, objavljuje cene za narednu godinu, pri čemu su cene diferencirane prema dobu dana (viša/niša tarifa) i sezoni (zima/leto.) [67].

3.3.3 Tri ključna modela nezavisnih agregatora u Evropi

Tri najrasprostranjenija tipa modela nezavisnih agregatora u Evropi su nekorigovani model, model energetske korekcije i model centralnog poravnanja [66]. Nijedan od ovih modela ne zahteva ugovorni odnos između agregatora i snabdevača.

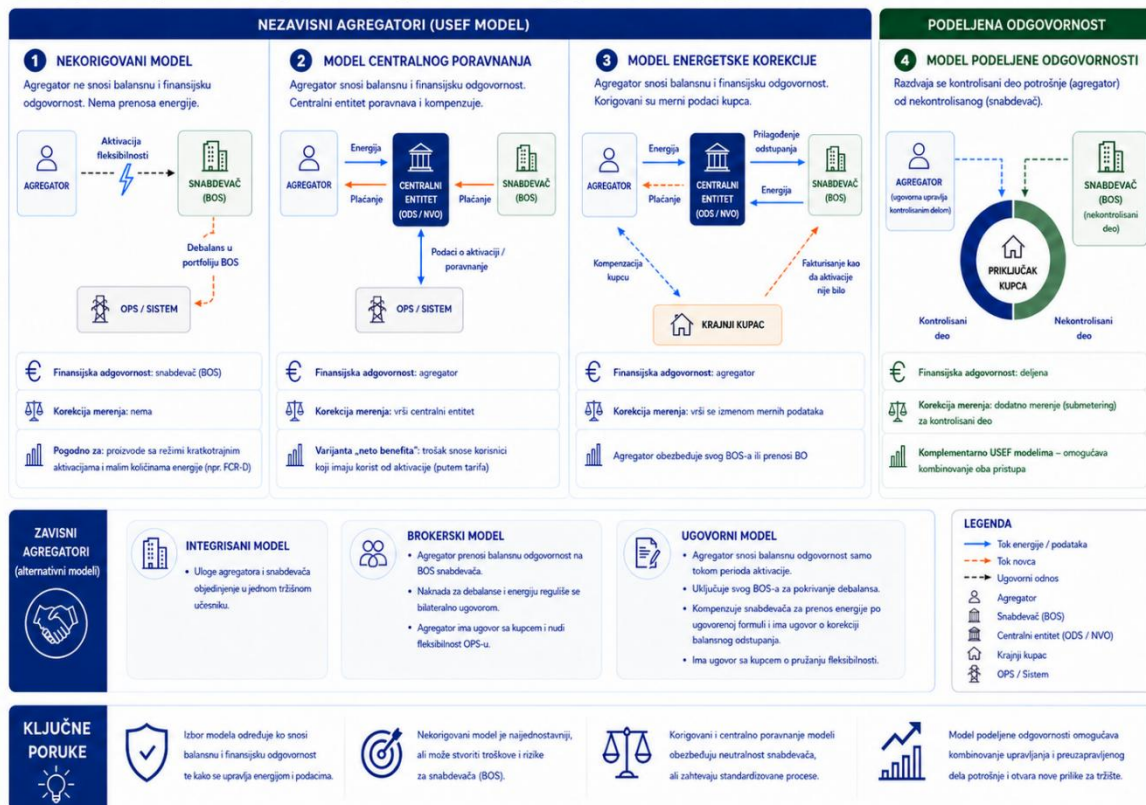
Implikacije izbora modela poravnanja su direktne za agregatore i određuju njihov balans između slobode, rizika i tržišnih prilika. Nekorigovani model pojednostavljuje ulazak i smanjuje transakcione troškove, ali može stvoriti negativne posledice prema snabdevaču odnosno BOS i povećati rizik sporova i manipulacije kroz osnovnu liniju koja, zapravo u tom slučaju neće biti ni potrebno da se odredi na tačan način, zbog čega se ovaj model u praksi često ograničava na pojedine proizvode ili na režime sa retkim i kratkotrajnim aktivacijama. Nasuprot tome, modeli energetske korekcije i centralnog poravnanja obezbeđuju finansijsku neutralnost snabdevača odnosno BOS i jasno razdvajanje odgovornosti, ali zahtevaju standardizovane procedure merenja, verifikacije i razmene podataka, što povećava početnu složenost, ali omogućava pošteno učešće na tržištu.

Nekorigovani model sam po sebi ne vodi ka većem broju agregatora ili nižim troškovima rezervi: kratkoročno može smanjiti barijere ulaska, ali dugoročno tržišni rast zavisi od toga da li je rešena neutralnost snabdevača i da li su osnovna linija i obračun dovoljno robusni da minimizuju manipulaciju. Upravo iz tog razloga regulatorne reforme u zrelijim tržištima

idu ka drugim modelima koje obezbeđuju nezavisnost snabdevača i BOS i samim tim smanjuju troškove balansiranja krajnjim kupcima, kojima bi, da postoji nekorigovani model, troškovi balansiranja bili prebačeni sa nivoa BOS odnosno snabdevača kroz povećanje cene u ugovor o snabdevanju.

MODELI IMPLEMENTACIJE AGREGATORA

Kako se upravlja energijom, balansnom odgovornošću i finansijskim tokovima između agregatora i snabdevača (BOS)



Slika 55 - Modeli implementacije agregatora

POGLAVLJE 4

4 Analiza stečenih iskustava – kritični faktori uspeha, ograničenja i mogućnost primene u Srbiji

4.1 Kontekst zemalja Evrope

Analiza iskustava iz različitih evropskih zemalja pokazuje da je efikasno uključivanje nezavisnih agregatora u tržišta električne energije moguće uz jasno definisane uloge, odgovornosti i mehanizme kompenzacije. Ključni faktori uspeha uključuju harmonizaciju regulatornih okvira, transparentne procedure kvalifikacije i pretkvalifikacije, pouzdane metode prognoze potrošnje i proizvodnje, kao i dobro definisane modele agregacije koji omogućavaju pristup tržištu bez diskriminacije. Istovremeno, identifikovana su ograničenja, poput nedostatka infrastrukturne podrške (npr. pametnih brojlara), složenosti obračuna i potencijalnih rizika od povratnog efekta potrošnje.

Nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom [8] koje usvaja Evropska Komisija, predviđa prelazak na tržišnu nabavku usluga za potrebe operatora sistema, uz mogućnost hibridnog modela koji bi kombinovale karakteristike postojećeg sistema sa tržišnim signalima, posebno radi uključivanja fleksibilnih resursa. Regulatorni okvir u evropskim zemljama za upravljanje zagušenjima još uvek nije precizno određen, iako Direktiva (EU) 2019/944 [3] zahteva da se ODS-ima omogući i podstakne nabavka fleksibilnosti, uz koordinaciju sa OPS-om. Poseban naglasak stavlja se na potrebu harmonizovanog tržišnog dizajna kako bi isti fleksibilni resursi mogli da pružaju usluge i OPS-ima i ODS-ima, uz jasno definisane procese za očuvanje balansa sistema.

Nacrt mrežnih pravila propisuje da se aktivna snaga za regulaciju napona nabavlja po istim principima kao i usluge upravljanja zagušenjima, dok se za reaktivnu snagu tržišna nabavka smatra preferiranim rešenjem, osim u slučajevima kada regulator odobri izuzeće.

U oblasti balansiranja, većina zemalja već u potpunosti primenjuje tržišno zasnovanu nabavku, u skladu sa regulativom Evropske unije. Balansna tržišta su otvorena za sve vrste fleksibilnih resursa, uključujući upravljanje potrošnjom i nezavisne agregatore. Ipak, nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom uvodi dodatne zahteve koji će zahtevati izmene nacionalnih propisa, posebno u pogledu kvalifikacije i pretkvalifikacije pružalaca usluga, koordinacije između operatora sistema i pravila kompenzacije za subjekte na koje utiče aktivacija nezavisnih agregatora. Ove odredbe imaju širi značaj jer se ne odnose samo na balansiranje, već i na ukupno uključivanje distribuiranih fleksibilnosti u sve pomoćne usluge. Mrežna pravila imaju za cilj postepenu harmonizaciju uslova i pravila na nivou Evropske unije u oblastima u kojima se procenjuje da takav pristup doprinosi većoj efikasnosti evropskog regulatornog okvira. U tom cilju, ona predviđaju uspostavljanje procesa praćenja na nivou Evropske unije, kao i objavljivanje izveštaja o praćenju, u kojem će se analizirati nacionalne implementacije i davati preporuke za dalje usklađivanje. Preporuke će obuhvatati modele agregacije, postupke pretkvalifikacije i verifikacije proizvoda, metodologije određivanja osnovne linije, tržišno zasnovane opcije za upravljanje zagušenjima uključujući definicije proizvoda, mere za sprečavanje tržišnih zloupotreba, kao i način postupanja sa povratnim efektima potrošnje nakon aktivacije fleksibilnosti.

Za pripremu izveštaja o praćenju, izradu predloga jedinstvenih uslova na nivou Evropske unije i pravila, kao i eventualne izmene na zahtev Agencije za saradnju energetske regulatora (ACER) biće zaduženi ENTSO-E i EU DSO Entity, koji će takođe sprovesti javne konsultacije. ACER, u okviru svojih nadležnosti tela Evropske unije koje koordinira rad nacionalnih regulatornih tela kako bi se osiguralo pravilno funkcionisanje jedinstvenog evropskog tržišta struje i gasa i svoje ključne uloge sprečavanja tržišne manipulacije i

obezbeđivanja da operatori sistema sarađuju na siguran i transparentan način, će imati ključnu ulogu u reviziji i odobravanju predloženih usklađenih rešenja na nivou Evropske unije.

Uprkos evropskoj regulativi, regulatorne prepreke i dalje značajno ometaju punu participaciju nezavisnih agregatora na tržištu električne energije. Nekoliko država članica suočava se sa problemima kao što su nedostatak jasnih definicija za agregaciju i nametanje restriktivnih uslova licenciranja. Posebno je ograničavajuć zahtev da se dobije saglasnost postojećeg snabdevača kupca za ugovore o agregaciji, što direktno narušava konkurenciju. Pored toga, diskriminatorne prakse i nerešena pitanja odgovornosti za debalanse dodatno pogoršavaju situaciju, efektivno sužavajući pristup tržištu za nove igrače [69]. Izazovi i dalje postoje, posebno na balansnim tržištima gde visoke minimalne veličine ponuda i složeni procesi pretkvalifikacije ograničavaju učešće malih potrošača, potrošača i agregatora.

4.2 Šta Srbija može da nauči od razvijenih i novih tržišta električne energije na kojima agregatori učestvuju i kako da te lekcije primeni pri dizajnu sopstvenog modela

Analiza prakse razvijenih i novih evropskih tržišta pokazuje da ne postoji jedinstven, univerzalan model agregacije koji bi se mogao direktno preslikati u nacionalni regulatorni okvir. Umesto toga, svaka zemlja je razvila sopstveni pristup, prilagođen strukturi elektroenergetskog sistema, stepenu liberalizacije tržišta, razvoju infrastrukture i institucionalnim kapacitetima. Upravo iz tog razloga, prenosiva vrednost ovih iskustava za Srbiju leži u identifikaciji pojedinačnih funkcionalnih rešenja i principa, a ne u preuzimanju celokupnih modela.

Razvoj nezavisne agregacije u Evropi pokazuje da uspeh ne zavisi samo od formalnog "otvaranja tržišta", već od kombinacije tri komponente: jasnog regulatornog okvira (prava i obaveze agregatora i BOS), visoke digitalizacije merenja i razmene podataka, i praktične integracije fleksibilnosti u procese upravljanja sistemom i upravljanja zagušenjima. Analiza uporedne prakse ukazuje da zemlje koje su postigle najveći napredak nisu nužno one koje su najranije liberalizovale agregaciju, već one koje su istovremeno izgradile operativne procese (pretkvalifikacija, verifikacija, obračun) i omogućile operatorima mreže da fleksibilnost koriste kao standardan alat — bilo kroz centralizovane mehanizme redispetchinga i koordinacije OPS–ODS, bilo kroz lokalna tržišta fleksibilnosti na nivou ODS-a. U tom smislu izdvaja se ključna "kritična tačka" razvoja agregacije: fleksibilnost je tržišni proizvod, ali vrednost nastaje tek kada je uvezana sa mrežnim ograničenjima i operativnim postupcima operatora.

Iskustva iz zemalja Evropske unije ukazuju da je regulatorna jasnoća i dostupnost procedura jedan od ključnih preduslova za razvoj tržišta agregacije.

Nemački model se u tom smislu izdvaja kao primer dobre prakse, prvenstveno zbog visokog nivoa transparentnosti i centralizovane digitalne infrastrukture. Postojanje efikasnog portala za pretkvalifikaciju, koji funkcioniše kao „one-stop solution“, omogućava agregatorima i drugim učesnicima jednostavan pristup svim relevantnim informacijama i tehničkim zahtevima.

Visok nivo standardizacije i transparentnosti može značajno smanjiti administrativne barijere, ali istovremeno ne garantuje masovno uključivanje potrošnje i distribuiranih resursa bez odgovarajuće digitalne infrastrukture i jasnih tržišnih pravila za upravljanje potrošnjom. Centralizovan portal za pretkvalifikaciju i razvijeni procesi daju pouzdanost i preglednost, ali spor razvoj implementacije pametnih brojila usporava širu primenu fleksibilnosti u domaćinstvima i na distributivnom nivou.

Istovremeno, razvoj Redispatch 2.0 pokazuje trend pomeranja agregacije iz "čisto tržišnog" domena ka operativnom alatu za upravljanje mrežom, jer se upravljanje zagušenjima sve više oslanja na koordinaciju prenosnog i distributivnog nivoa i uključivanje većeg broja resursa. Međutim, logika kompenzacije zasnovanog na troškovima i ograničeni podsticaji

učesnicima ostavljaju otvoren prostor za dalju evoluciju ka naprednijim konceptima, gde bi agregatori i mala fleksibilnost trebalo da dobiju veću ulogu.

Nemačka: Standardizacija i digitalna administracija

Preporuka za Srbiju: OPS treba da razvije centralizovanu digitalnu platformu na kojoj bi proces pretkvalifikacije bio automatizovan. Dokumentacija mora biti dostupna i unificirana, kako bi se eliminisale administrativne barijere i omogućila jedinstvena tačka kontakta (Single Point of Contact) za sve učesnike.

Velika Britanija predstavlja suprotan pol: primer zrelog tržišta sa dugogodišnjim iskustvom u uključivanju fleksibilnosti potrošnje u balansiranje sistema i tržišno orijentisan i izrazito pragmatičan model u kome fleksibilnost nije “dodatak” sistemu, već centralni resurs za balansiranje i upravljanje mrežnim ograničenjima. Ostrvski karakter sistema i ograničene interkonekcije ubrzali su razvoj fleksibilnosti, a ključna inovacija za mrežni aspekt je oslanjanje na lokalna tržišta fleksibilnosti ODS-a, gde se lokacija resursa eksplicitno mapira i gde agregatori praktično preuzimaju ulogu organizatora i isporučioća disperzovane fleksibilnosti. Uz to, regulatorne izmene pokazuju kako se, kada tržište sazri, otvara prostor da agregatori nude usluge i van striktno balansnih proizvoda, uključujući učešće na veleprodajnom tržištu. Posebno je značajno što je ovo tržište uspešno da uključi veliki broj malih potrošača putem agregatora, čime je demonstrirano da upravljanje potrošnjom može imati sistemski značaj i van velikih industrijskih korisnika. Iskustva iz Velike Britanije ukazuju na važnost masovne primene naprednih mernih sistema, kao i na potrebu smanjenja ulaznih barijera, naročito kroz optimizaciju naknada i pojednostavljene procedure pristupa tržištu. Britanski primer je posebno važan jer demonstrira kako standardizacija proizvoda i digitalna infrastruktura smanjuju troškove ulaska i omogućavaju masovno uključivanje malih resursa (EV, kućne baterije), što dugoročno smanjuje troškove mrežnih investicija i povećava otpornost sistema. Ova iskustva mogu biti posebno relevantna za Srbiju u srednjoročnom periodu, sa očekivanim razvojem elektromobilnosti i rastućim učešćem distribuiranih resursa.

Velika Britanija: Pametna brojila kao temelj tržišta fleksibilnosti

Preporuka za Srbiju: Ubrzanje implementacije pametnih brojila u Srbiji ne sme biti samo tehnički projekat ODS-a, već strateški prioritet za tržište fleksibilnosti.

Velika Britanija: EV kao budući resurs mreže

Preporuka za Srbiju: Srbija treba unapred da definiše protokole za električna vozila (EV), tretirajući ih kao pokretne baterije (V2G), čime bi se izbeglo zagušenje mreže pre nego što broj EV značajno poraste.

Francuska predstavlja posebno relevantan uzor za Srbiju zbog dubokih institucionalnih veza u dizajnu tržišta, ali i zbog uspešnog modela integracije agregacije kroz centralizovane operativne platforme. Ključni stub ovog pristupa je specijalizovana platforma NEBCO, koja omogućava transparentno i koordinisano upravljanje agregatorskim aktivnostima, obezbeđujući precizno praćenje aktivacija i obračun efekata. Za Srbiju, ovaj model može poslužiti kao direktna referenca u razvoju sopstvene digitalne infrastrukture, naročito u fazi rasta broja učesnika i kompleksnosti tržišnih interakcija.

I iskustvo Francuske potvrđuje da agregacija postaje masovna tek uz punu digitalizaciju (pametna brojila), koja operatorima omogućava verifikaciju usluga u realnom vremenu. Poseban značaj ima organizovano nabavljanje lokalne fleksibilnosti i stroga koordinacija na visokom i srednjenaponskom nivou zarad definisanja operativnih limita koje mreža može podneti. Ovakav pristup transformiše agregatore iz običnih tržišnih posrednika u istinske mrežne resurse. Fleksibilnost se tako direktno integriše u odluke u upravljanju mrežom —

od rekonfiguracije mreže i ograničenja proizvodnje do dugoročnog planiranja investicija kao alternativa fizičkoj izgradnji infrastrukture.

Uvođenje nezavisnih sertifikacionih tela za tehničku proveru resursa moglo bi značajno da rastereti operatore sistema u Srbiji, povećavajući objektivnost i efikasnost procesa ulaska novih igrača na tržište.

Francuska: 1. Institucionalno rešenje za nezavisnu verifikaciju agregatora

Preporuka za Srbiju: Razmotriti uvođenje nezavisnog tela ili licenciranih eksperata koji bi vršili tehničku proveru kapaciteta agregatora. Ovo bi rasteretilo resurse OPS i ubrzalo ulazak novih igrača na tržište, uz zadržavanje visokih standarda sigurnosti.

Francuska: 2. Nezavisna platforma za agregatore

Preporuka za Srbiju: U srednjem roku razmotriti razvoj nezavisne platforme za pristup agregatorima i nuđenje usluga operatorima sistema

Hrvatska je najbliži uporedivi primer za Srbiju jer je manji sistem, regionalno i institucionalno sličan, a ujedno u EU okruženju. Hrvatsko iskustvo potvrđuje da je fazni pristup kroz pilot-projekte najrealniji put ka punoj integraciji agregatora: najpre se testiraju tehnički, komunikacioni i tržišni zahtevi, zatim se kroz pretkvalifikaciju i prve proizvode (mFRR/aFRR) dokazuje pouzdanost agregiranih portfolija, a tek potom se razmatra širenje na širi spektar usluga i eventualno uvođenje lokalnih mehanizama na nivou ODS-a. Ovo je korisno takođe i u ranim fazama razvoja tržišta agregacije, naročito u situacijama kada regulatorni okvir još nije u potpunosti definisan. Pilot projekti omogućavaju testiranje tehničkih, tržišnih i regulatornih rešenja u kontrolisanim uslovima, uz istovremeno prikupljanje podataka neophodnih za donošenje dugoročnih odluka. Ovakav pristup može biti posebno koristan za Srbiju, imajući u vidu da se tržište agregacije nalazi u začetnoj fazi. Takođe, hrvatski primer eksplicitno pokazuje značaj pravila finansijskog poravnanja i neutralnosti prema snabdevaču, posebno u uslovima negativnih cena, jer bez pravednog settlement-a nema društvene prihvatljivosti masovne agregacije potrošnje. Suštinska poruka za Srbiju je da se agregacija može i treba razvijati kontrolisano: prvo kroz pilot projekte uz jasno definisanu osnovnu liniju i procedure verifikacije, a potom kroz proširenje ka mrežnim uslugama i eventualnim lokalnim tržištima fleksibilnosti.

Hrvatska: Pilot projekti kao „zvezde vodilje“

Preporuka za Srbiju: Iako je agregator formalno uveden na balansno tržište, do punog razvoja, i umesto čekanja na savršen zakonski i tehnički okvir, Srbija treba da pokrene pilot projekte gde bi se rezultati koristili kao direktan ulaz za efikasniju implementaciju tehničkih i regulatornih zahteva za uključanje agregatora na tržište.

Poljsko iskustvo je relevantno zbog strukturnih sličnosti sa srpskim elektroenergetskim sistemom, naročito u pogledu značajnog učešća termoelektrana i postepenog procesa tranzicije. Poljski model pokazuje da je moguće razvijati nezavisne proizvode fleksibilnosti i u uslovima tržišta koje je još u razvoju, uz postepeno prilagođavanje regulatornih i tržišnih mehanizama.

Poljska: Balansiranje u sistemu sa dominantnim ugljem

Preporuka za Srbiju: U kratkom roku fokusirati se na interventnog smanjenja ili povećanja potrošnje velikih industrijskih potrošača. Srbija može koristiti "interventne proizvode" kao prelazno rešenje dok se ne razvije potpuno likvidno balansno tržište.

Na osnovu uporedne analize, Srbija se može opisati kao tržište koje je već otvorilo određene elemente (npr. tehničko omogućavanje učešća, uloga BOS-a i koncept energetske korekcije), ali još nema ključne “pokretače” masovne agregacije: visoku penetraciju pametnih brojila, aktivnu ulogu ODS-a kroz lokalne mehanizme fleksibilnosti i praktično iskustvo iz pilot-projekata. Zbog toga je preporuka da se sledeći korak u Srbiji ne definiše kao “puno otvaranje tržišta” u teoriji, već kao uvođenje kontrolisanog, operativno utemeljenog okvira u paralelna smer. Prvi smer je standardizacija i pojednostavljenje procesa pretkvalifikacije i operativnih procedura (po uzoru na najbolje prakse), tako da agregatori i distribuirani resursi imaju transparentan put ulaska na tržište i jasne tehničke zahteve. Drugi smer, koji se ne nužno mora sprovesti odvojeno od prvog, je razvoj finansijske neutralnosti i zaštite ugovornih odnosa snabdevač–kupac kroz robustan model osnovne linije, verifikacije i obračuna, kako bi aktivacije fleksibilnosti bile fer i predvidive za sve strane. Treći smer je mrežni: potrebno je uvesti mehanizme koordinacije OPS–ODS–agregator i pilot-projekte u kojima će fleksibilnost biti aktivirana sa eksplicitnim uvažavanjem termičkih i naponskih ograničenja, najpre na ograničenom broju lokacija i proizvoda, a zatim kroz širenje obima. Ovakav pristup omogućava da Srbija iskoristi “zakasnele prednosti”: može u startu postaviti standardizovana pravila, koristiti iskustva drugih zemalja i izbeći višegodišnje iteracije, ali uz uslov da se tržište gradi na praktičnim, testiranim procesima, a ne samo na normativnim odredbama.

Kao konkretna preporuka, Srbija bi mogla da započne sa kontrolisanim projektima agregacije u saradnji OPS–ODS i zainteresovanih agregatora koji će se pojaviti, gde bi se testirali: (i) obračun i verifikacija osnovne linije i finansijska neutralnost, (ii) procedure pretkvalifikacije i komunikacije, (iii) koordinacija aktivacije sa mrežnim ograničenjima i operativnim potrebama. Paralelno, treba planirati sve masovnije uključivanje svih učesnika na tržištu korišćenjem šireg kruga resursa, od industrije preko komercijalnih kupaca do domaćinstava, uz jasne kriterijume kada se prelazi u sledeću fazu (penetracija pametnih brojila, usaglašen obračun, dovoljno tržišne likvidnosti). Takva fazna implementacija, kombinovana sa standardizacijom i transparentnošću, smanjuje rizik regulatornih korekcija i omogućava da agregacija u Srbiji postane stvarni mrežni i tržišni resurs, a ne samo formalno “dopuštena” aktivnost bez praktične primene kakva je danas.

Kroz analizu pojedinačnih zemalja može se uočiti da ni evropska praksa nije homogena, već se zasniva na različitim pristupima organizaciji tržišta fleksibilnosti, pri čemu se razlike najjasnije vide u tome ko je nosilac koordinacije (operator ili tržište), kako se obezbeđuje isporuka fleksibilnosti i na koji način se agregatori uklapaju u mrežna ograničenja i procese aktivacije. Upravo zato je korisno objediniti nalaze kroz prepoznavanje tri dominantna tipa pristupa implementaciji agregacije: (i) tip usmeren na operatora sistema, (ii) tip usmeren na platformu i (iii) tip usmeren na tržište, koji se u praksi često pojavljuju kao nadovezujući jedan na drugi i daju dobru osnovu za razumevanje implikacija po agregatore i za izbor potencijalne razvojne putanje u Srbiji.

Nemačka, kao i Hrvatska, su primer tipa pristupa implementaciji agregacije usmerenog na operatora sistema, u kome OPS i ODS imaju centralnu ulogu u koordinaciji, procesi su visoko standardizovani, a tehnički i proceduralni zahtevi su strogi, uz jasno definisana operativna pravila za učešće resursa i agregatora. Ovakav pristup donosi visok nivo predvidivosti i pouzdanosti, ali često ograničava brzinu inovacija i masovnije uključivanje malih potrošača, naročito kada digitalna infrastruktura (pametna brojila) ne prati regulatorne ambicije. Istovremeno, jačanje mrežnog aspekta pokazuje kako se agregacija u ovom tipu implementacije agregacije sve više pomera iz isključivo tržišnog domena ka operativnom alatu za upravljanje mrežom, ali uz naglašenu ulogu operatora u dizajnu procesa i kontroli rizika.

Francuska, nasuprot tome, može se opisati kao tip pristupa implementaciji agregacije usmeren na platformu, u kojem centralizovane operativno-tržišne platforme služe kao posrednik između tržišta i operatora, obezbeđujući standardizovane procedure, ulazne tačke za učešće i vezu između fleksibilnosti i potreba sistema. U takvom tipu agregatori imaju srednji nivo slobode: tržišne prilike postoje, ali se realizuju kroz platformu i definisana pravila pristupa, verifikacije i aktivacije. Ovakav način rada uspostavlja relativno predvidiv

okvir i upravljanje rizicima. Posebno je relevantno to što se u francuskom pristupu fleksibilnost sve više integriše u mrežne procese kroz koordinaciju OPS–ODS i kroz organizovane lokalne usluge, što agregatore pozicionira kao operativno relevantne aktere, a ne samo tržišne posrednike.

Velika Britanija predstavlja najjasniji primer tipa pristupa implementaciji agregacije usmerenog na tržište, gde tržišni mehanizmi dominiraju, a uloga operatora se pre svega svodi na definisanje potreba i nabavku usluge, dok agregatori dobijaju širok prostor da oblikuju portfolio i proizvode, u skladu sa tržišnim signalima i standardizovanim pravilima. U ovom tipu fleksibilnost se ne tretira kao izuzetak već kao podrazumevani resurs, što otvara prostor za inovativne poslovne modele i brzo povećanje resursa, ali istovremeno povećava tržišni i operativni rizik za agregatore, jer su izloženi konkurenciji, cenovnim rizicima i zahtevima pouzdane isporuke u ovakvim tržišnim uslovima. Praksa ovog tržišta je važna i zato što mrežna dimenzija fleksibilnosti dolazi do izražaja kroz lokalne mehanizme, gde lokacija i mrežna relevantnost resursa postaju ključni, čime se agregacija direktno vezuje za upravljanje zagušenjima i odlaganje investicija u mrežu.

Ovi tipovi pristupa implementaciji agregacije imaju direktne implikacije na agregatore u pogledu slobode delovanja, rizika i tržišnih prilika. U prvom modelu agregatori dobijaju niži nivo slobode, ali i niži rizik, jer jasna pravila, standardizovane procedure i operatorom vođena koordinacija smanjuju neizvesnost, ali istovremeno ograničavaju prostor za inovacije i diversifikaciju proizvoda. U drugom modelu agregatori tipično imaju srednji nivo slobode i rizika, uz tržišne prilike koje balansiraju tržišnu logiku i regulatornu kontrolu, kroz standardizovanu infrastrukturu pristupa i poravnanja. U trećem modelu agregatori imaju najviši nivo slobode i najveći prostor za inovacije, ali i najviši rizik, jer tržišna utakmica, cenovni signali i izražena tržišna izloženost zahtevaju napredne sposobnosti upravljanja portfokijom, verifikacijom i isporukom.

Za Srbiju je iz ovoga moguće izvesti vrlo praktične preporuke. Prvo, važno je naglasiti da konceptualni modeli poput USEF okvira ostaju korisni kao okvir za razumevanje odnosa agregator–kupac–snabdevač–BOS-PUB i finansijskih tokova, ali da savremena evropska praksa najveći deo agregatorske vrednosti realizuje kroz balansiranje i pomoćne usluge i rastuće mrežne usluge, a manje kroz osnovni model snabdevanja. To je posebno relevantno za Srbiju, gde je realno očekivati da početni fokus bude upravo na proizvodima vezanim za pomoćne usluge i balansiranje i pilot integraciji mrežnih potreba, a tek kasnije na masovnom segmentu domaćinstava.

Uzimajući u obzir trenutni stepen razvoja i postojeća ograničenja (ograničena vidljivost na distributivnom nivou, nerazvijena lokalna tržišta fleksibilnosti i nedostatak praktičnog iskustva), preporučuje se fazni pristup. U kratkoročnoj fazi, racionalno je primeniti tip pristupa implementaciji agregaciji usmeren na operatora sistema i to kroz uspostavljanje jasnih pravila, standardizovane procese pretkvalifikacije i verifikacije, kao i kontrolisane uslove aktivacije, ako je moguće kroz pilot projekte, po uzoru na početne faze zemalja koje su uspešno gradile tržište kroz postepenu operacionalizaciju (npr. Hrvatska kao regionalno najbliži primer i Nemačka kroz stroge procedure). Ova faza može biti podeljena na dve podfaze, gde bi se u prvoj podfazi uključili resursi sa prenosnog sistema, a u drugoj podfazi bi se uključili i resursi sa distributivnog nivoa. U srednjoročnoj fazi, kako raste infrastruktura (pametna brojila, razmena podataka) i broj učesnika, treba postepeno uvoditi elemente tržišnosti, kao što su standardni proizvodi, širiti bazu resursa i razvijati mehanizme koordinacije koji omogućavaju da fleksibilnost bude nabavljana i aktivirana uz jasne mrežne signale, i po mogućstvu na centralizovanoj platformi. U dugoročnoj fazi, kada tržište postane dovoljno zrelo, može se razmatrati tip implementacije agregiranja usmeren na tržište. Vreme implementacije zavisi od ciljeva: da li je prioritet brzina inovacija i dubina tržišta, ili predvidivost i centralizovana koordinacija. U svakom slučaju, prelazak u naprednije faze mora biti uslovljen dokazanim funkcionisanjem ključnih stubova: finansijska neutralnost i jasna balansna odgovornost, pouzdana verifikacija (osnovna linija) i stabilna koordinacija OPS-ODS-agregator.

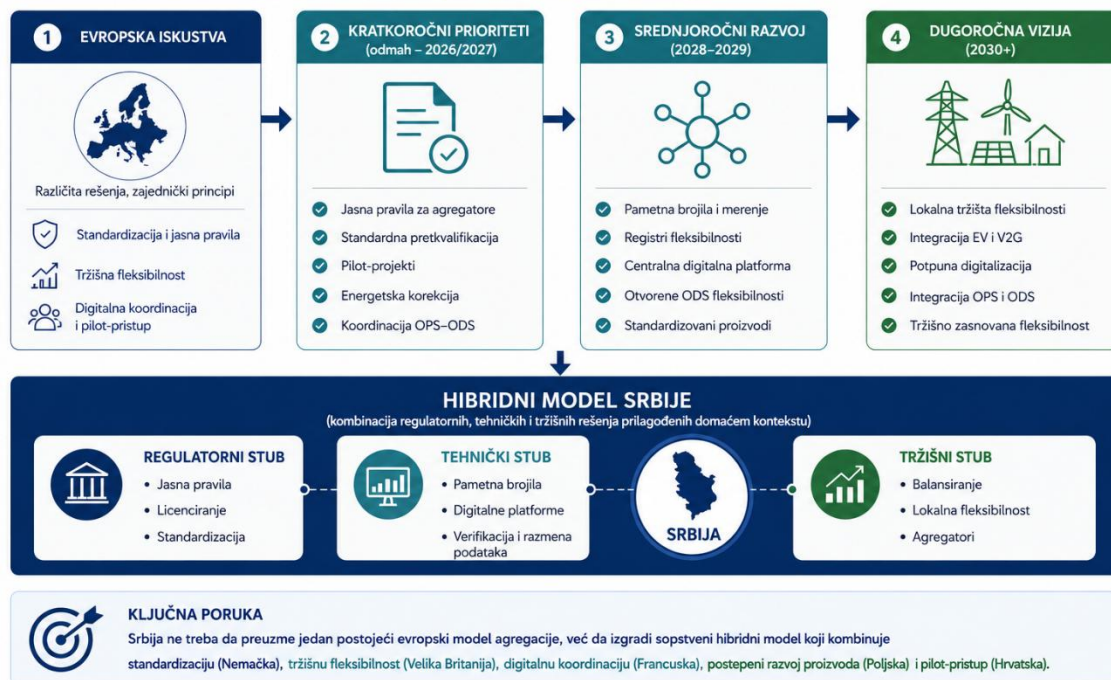
Zajednički zaključak svih analiziranih primera jeste da uspešan razvoj agregacije zahteva kombinaciju regulatorne podrške, jasnih i predvidivih procedura, odgovarajuće

infrastrukture i tržišnih signala koji omogućavaju ekonomsku održivost agregatorskih aktivnosti. Za Srbiju to podrazumeva fazni pristup: inicijalno uvođenje pilot projekata i pojednostavljenih procedura, razvoj digitalnih alata i mernih sistema, kao i postepeno usklađivanje sa evropskim mrežnim pravilima.

Umesto preuzimanja jednog postojećeg modela, Srbija ima priliku da, oslanjajući se na evropska iskustva, razvije sopstveni hibridni model agregacije, prilagođen nacionalnom kontekstu i stepenu zrelosti tržišta. Takav pristup može obezbediti efikasno uključivanje fleksibilnosti potrošnje, povećati sigurnost rada sistema i stvoriti uslove za ravnopravno učešće različitih tržišnih aktera u budućem razvoju elektroenergetskog sektora.

HIBRIDNI MODEL RAZVOJA TRŽIŠTA AGREGACIJE U SRBIJI

Primena najboljih evropskih praksi kroz fazni razvoj regulatornog, tehničkog i tržišnog okvira



Slika 56 - Razvoj tržišta agregatora u Srbiji

5 Reference

- [1] „IRENA – International Renewable Energy Agency,” [Na mreži]. Available: <https://www.irena.org/>.
- [2] „AERS – Agencija za Energetiku Republike Srbije,” [Na mreži]. Available: <https://www.aers.rs/>.
- [3] „Directive (EU) 2019/944 – on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU“.
- [4] „Regulation (EU) 2019/943 – on the internal market for electricity“.
- [5] „Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union’s electricity market design“.
- [6] „Directive (EU) 2024/1711 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 on improving the EU electricity market design“.
- [7] „Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources“.
- [8] „Amended Demand Response Network Code,” [Na mreži]. Available: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_01-2025_DR_NC-Annex1_Amended_DR_NC.pdf.
- [9] A. K. C. M.-W. Gerald KALT, „The Network Code Demand Response: Implications for the Procurement of System Operator Services in Austria“.
- [10] „Handreichung zur Präqualifikation für Regelenergie bei Windkraft,” [Na mreži]. Available: https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/03_Anbieter%20werden/01_Pr%C3%A4qualifikation/Leitf%C3%A4den%20und%20Konzeptvorlagen/Leitfaden_PQ%20bei%20Windkraft_20240731.pdf.
- [11] „Pravila o radu tržišta električne energije,” [Na mreži]. Available: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/Pravila-o-radu-trzista-elektricne-energije-22.12.2025.pdf>.
- [12] „EU DSO Entity, ENTSO-E. Public Workshop: “Network Code Demand Response”. 13 Oct.,” [Na mreži].
- [13] „Pravila o radu prenosnog sistema,” [Na mreži]. Available: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/2025-12-25-Pravila-o-radu-prenosnog-sistema-FINALNO.pdf>.
- [14] „German TSOs,” [Na mreži]. Available: <https://www.amprion.net/>, <https://www.transnet.net/>, <https://www.tennet.eu/de>, <https://www.50hertz.com/de>.
- [15] „Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)“.
- [16] „Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“.

-
- [17] „Savezna kancelarija za informacionu bezbednost,“ [Na mreži]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html.
 - [18] „Savezna agencija za mreže,“ [Na mreži]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html.
 - [19] IEA, „Product Policy Framework for Demand Side Flexibility: Case Studies,“ The Technology Collaboration Programme on Energy Efficient End-Use Equipment, February 2025.
 - [20] „Regelleistung,“ [Na mreži]. Available: <https://www.regelleistung.net/en-us/Become-a-balancing-service-provider/Prequalification>.
 - [21] „PQ portal,“ [Na mreži]. Available: <https://pq-portal.energy/>.
 - [22] „Wholesale Electricity Markets,“ SmartEn, 2024.
 - [23] [Na mreži]. Available: <https://www.kyon-energy.de/en/glossar/redispach-redispach-2-0>.
 - [24] „Electron,“ Electron – The Marketplace Tool for Flexible Energy Grids, 2026. [Na mreži]. Available: <https://electron.net/your-guide-to-the-eu-draft-network-code-on-demand-response/>.
 - [25] „NESO,“ [Na mreži]. Available: <https://www.neso.energy/>.
 - [26] „Clean Flexibility Roadmap, Mapping the path to a clean, flexible, consumer-focused electricity system,“ Department for Energy Security and Net Zero ofgem NESO National Energy System Operator, 2025.
 - [27] „Elexon,“ [Na mreži]. Available: <https://www.elexon.co.uk/>.
 - [28] A. o. M. Operators, „Smart Meter Rollout Hits 70% Milestone Across Great Britain“.
 - [29] U. P. Committee, „Northern Powergrid (2014). Written evidence to the UK Parliament – Resilience of electricity infrastructure (REI0059), Case study: J Marr Group cold storage demand response.“.
 - [30] „Balancing and Settlement Code (BSC) P415: Facilitating access to wholesale markets for flexibility dispatched by Virtual Lead Parties (P415),“ 2024. [Na mreži]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-10/Ofgem%20decision%20P415%20%27Facilitating%20Access%20to%20Wholesale%20Markets%20for%20Flexibility%20Dispatched%20by%20VLPs_0.pdf.
 - [31] „Strategia PSE 2040,“ [Na mreži]. Available: https://strategia.pse.pl/Strategia_PSE_2040.pdf.
 - [32] „Regulation (EU) 2017/2195 (EBGL) – establishing a guideline on electricity balancing“.
 - [33] „ENTSOe Network codes,“ [Na mreži]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/.
 - [34] „Poland: Balancing Market Reform - Electricity,“ [Na mreži]. Available: <https://www.clydeco.com/en/insights/2024/03/balancing-market-reform-electricity>.
 - [35] „Poland Balancing Rules,“ [Na mreži]. Available: https://www.pse.pl/documents/20182/6226308997/WDB_zal_Z_3_2025.pdf/c
-

- ad6ae10-7e2c-4589-b6ad-6ad8ce8c7e72?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565.
- [36] PSE, „Description of the process of commencing the provision of electricity transmission services to the TSO Counterparty.“ [Na mreži]. Available: https://www.pse.pl/documents/31287/22159620/Description_of_the_process_of_commencing_the_provision_of_electricity_transmission_services_to_the_TSO_Counterparty.pdf.
- [37] „Report PSE,“ [Na mreži]. Available: <https://raport.pse.pl/en/pse-and-the-environment/value-creation-model/market>.
- [38] „RTE, France's Transmission System Operator | RTE,“ [Na mreži]. Available: <https://www.rte-france.com/en/node/11517>.
- [39] „SEEPEx,“ [Na mreži]. Available: <https://seepex-spot.rs/>.
- [40] „Zakon o energetici: 145/2014-3, 95/2018-267 (dr. zakon), 40/2021-1, 35/2023-79 (dr. zakon), 62/2023-8, 94/2024-204, 109/2025-159 (dr. zakon), 109/2025-171 (dr. zakon), 109/2025-199 (dr. zakon),“ [Na mreži]. Available: <https://pravno-informacioni-sistem.rs/eli/rep/sgrs/skupstina/zakon/2014/145/1/reg>.
- [41] „EMS AD,“ [Na mreži]. Available: www.ems.rs.
- [42] „EPEX SPOT,“ [Na mreži]. Available: <https://www.epexspot.com/en>.
- [43] „ADEX,“ [Na mreži]. Available: <https://adex-spot.com/>.
- [44] „HUPX,“ [Na mreži]. Available: <https://hupx.hu/>.
- [45] „BSP SouthPool,“ [Na mreži]. Available: <https://bsp-southpool.com/>.
- [46] „RTE, Becoming a balancing service provider,“ [Na mreži]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/becoming-a-balancing-service-provider.html>.
- [47] „RTE Services,“ [Na mreži]. Available: <https://www.services-rte.com/en/home.html>.
- [48] K. Nechet, „https://maxbill.com/blog/smart-meter-transforming-utilities-empowering-customers/?utm_source=chatgpt.com“.
- [49] „Participate in the NEBCO mechanism - RTE Services Portal,“ [Na mreži]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>.
- [50] „La Commission de régulation de l'énergie est l'autorité administrative indépendante en charge du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France,“ [Na mreži]. Available: www.cre.fr.
- [51] „RTE,“ [Na mreži]. Available: <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pictures/content/Schemas-RTE2025-02.png>.
- [52] D. Entity, „Report on Distributed Flexibility Practices Markets for Local Services,“ February 2026.
- [53] „HOPS, Neovisni operator prijenosnog sustava u Republici Hrvatskoj,“ [Na mreži]. Available: <https://www.hops.hr/>.

-
- [54] „HERA,“ [Na mreži]. Available: <https://www.hera.hr/hr/html/index.html>.
- [55] „Serbia Energy,“ [Na mreži]. Available: <https://serbia-energy.eu/sr/hrvatska-prva-virtualna-elektrana-u-hrvatskoj-potpisala-balansni-ugovor-sa-hops-om/>.
- [56] „Balkan Green Energy News,“ [Na mreži]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/rs/nano-energies-prvi-sertifikovani-agregator-za-usluge-sekundarne-regulacije-u-hrvatskoj/>.
- [57] „CROATIAN ENERGY EXCHANGE Ltd,“ [Na mreži]. Available: www.cropex.hr.
- [58] HOPS, „Pravila o uravnoteženju elektroenergetskog sustava“.
- [59] HERA, „Godišnje izvješće 2024.“.
- [60] [Na mreži]. Available: <https://www.gleisslutz.com/en/know-how/smart-meter-rollout-legislative-changes-and-current-installation-trends>.
- [61] [Na mreži]. Available: <https://synergypartners.pl/one-third-of-energy-consumers-in-poland-have-smart-meters,3,en,news,3,0,0,20.html>.
- [62] B. D.-G. (. A. S. (. D. M. W. (. Thibaud Letellier (Enedis), „Integration of the Linky Integration of the Linky EEBUS ecosystem,“ Enedis, 2025.
- [63] [Na mreži]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/croatia-installs-one-million-smart-meters-serbia-reaches-650000/>.
- [64] „Usef Energy – Universal Smart Energy Framework,“ [Na mreži]. Available: <https://www.usef.energy/>.
- [65] S. V. J. M. A. P. I. F. G. Chondrogiannis, „Local Electricity Flexibility Markets in Europe,“ EC, 2022.
- [66] U. H. d. Heer, M. v. d. Laan i A. S. Armenteros, „USEF: THE FRAMEWORK EXPLAINED,“ 2021.
- [67] C. Stamatios, V. Julija, M. A. ORCID-Logomark, P. Ioulia i F. Gianluca, „Local electricity flexibility markets in Europe,“ 2022.
- [68] The regulation of independent aggregators with a focus on compensation mechanisms, Nordic Energy Research.
- [69] ACER, „Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report,“ 19 December 2023.

STUDIJA

Agregatori u Srbiji

Radni paket 4

DEO IV - PREPORUKE I NAREDNI KORACI ZA OPERATIVNO UVOĐENJE AGREGATORA U SRBIJI



POGLAVLJE 1

1 Uvod

Ovaj radni paket predstavlja četvrti i završni radni paket studije o električnoj agregaciji u Srbiji. Prethodna tri radna paketa postavila su osnovu za ovu analizu. U okviru RP1 objašnjeno je zašto fleksibilnost postaje sve važnija u uslovima rasta udela VOIE. RP2 je dao pregled regulatorne, tehničke i tržišne spremnosti Srbije za razvoj agregacije, dok je RP3 izdvojio relevantna iskustva iz evropske prakse i ocenio njihovu primenljivost u domaćem kontekstu. Dok su prethodni RP prvenstveno objašnjavali zbog čega je agregacija važna i u kojoj meri je Srbija spremna za njen razvoj, ovo poglavlje usmereno je na pitanje kako agregacija može da zaživi u praksi. RP4 se nadovezuje na prethodne nalaze i prevodi ih u konkretan okvir za razvoj agregacije u Srbiji.

ŠTA RP4 DONOSI

- **Polazne pretpostavke** za razvoj agregatora u Srbiji, uključujući pregled postojećih uslova, ključnih ograničenja i potrebnih promena (Poglavlje 2)
- **Tri poslovna modela agregacije**, prilagođena regulatornim, tehničkim i tržišnim uslovima u Srbiji u 2026. godini (Poglavlje 3).
- **Analizu lanca vrednosti**, sa prikazom uloga ključnih aktera, njihovih međusobnih odnosa, odgovornosti i raspodele rizika (Poglavlje 4).
- **Indikativnu procenu ekonomske održivosti** svakog od predloženih modela, uključujući osnovnu logiku prihoda i troškova i SWOT analizu (Poglavlje 5).
- **Preporuke za unapređenje okvira**, sa naznačenim nadležnim institucijama i okvirnim rokovima za sprovođenje (Poglavlje 6).
- **Plan razvoja tržišta agregacije u Srbiji** za period 2026–2031. godine, kroz faze uspostavljanja, skaliranja i integracije sa evropskim tržištima (Poglavlje 7).

Polazna teza ovog radnog paketa je da Srbija ne mora da čeka potpuno zaokružen regulatorni okvir da bi napravila prve ozbiljne korake u razvoju agregacije. Osnovni regulatorni i institucionalni preduslovi već postoje, ali ih je potrebno povezati u funkcionalan tržišni mehanizam.

ŠTA DONOSI RP4



1 POLAZNE PRETPOSTAVKE

Pregled postojećih uslova, ključnih ograničenja i potrebnih promena za razvoj agregatora u Srbiji. (Poglavlje 2)



2 TRI POSLOVNA MODELA AGREGACIJE

Modeli prilagođeni regulatornim, tehničkim i tržišnim uslovima u Srbiji u 2026. godini. (Poglavlje 3)



3 ANALIZA LANCA VREDNOSTI

Prikaz uloga ključnih aktera, njihovih međusobnih odnosa, odgovornosti i raspodele rizika. (Poglavlje 4)



4 EKONOMSKA ODRŽIVOST

Indikativna procena održivosti svakog modela, sa osnovnom logikom prihoda i troškova i SWOT analizom. (Poglavlje 5)



5 PREPORUKE ZA UNAPREĐENJE OKVIRA

Preporuke sa naznačenim nadležnim institucijama i okvirnim rokovima za sprovođenje. (Poglavlje 6)



6 PLAN RAZVOJA TRŽIŠTA AGREGACIJE

Plan razvoja tržišta agregacije u Srbiji za period 2026–2031, kroz faze uspostavljanja, skaliranja i integracije sa evropskim tržištima. (Poglavlje 7)



Slika 57 – Šta donosi RP4

POGLAVLJE 2

2 Polazne pretpostavke za razvoj agregatora u Srbiji

Pre definisanja poslovnih modela i preporuka, potrebno je jasno sagledati početne uslove za razvoj agregacije u Srbiji. Poslovni modeli koji ne uzimaju u obzir konkretna regulatorna, tehnička i tržišna ograničenja ostaju pre svega teorijski koncepti, bez jasnog puta ka praktičnoj primeni.

Ovo poglavlje zato definiše ključne pretpostavke na kojima se zasniva dalja analiza: šta u postojećem okviru već postoji, koji elementi još uvek nedostaju i koje promene su neophodne da bi agregacija mogla da se razvije kao funkcionalan tržišni mehanizam.

2.1 Regulatorno-pravni okvir: napredak uz trenutne nedostatke

Pravni osnov za razvoj agregatora u Srbiji je uspostavljen. Zakon o energetici prepoznaje agregiranje kao energetske delatnosti i uvodi agregatore kao relevantne učesnike na tržištu. Posebno je važno to što se prepoznaje i koncept nezavisnog agregatora, odnosno učesnika koji nije vezan za snabdevača krajnjeg kupca. To predstavlja značajan regulatorni iskorak i potencijalnu prednost u odnosu na neka evropska tržišta, gde je upravo odnos između agregatora i snabdevača bio jedna od glavnih barijera koje je trebalo premostiti.

Dodatni pomak napravljen je izmenama Pravila o radu tržišta i Pravila o radu prenosnog sistema iz decembra 2025. godine. Ovim izmenama stvoren je osnov za tržišno organizovanje nabavke balansnih pomoćnih usluga od 1. januara 2026. godine, kao i za učešće agregatora na balansnom tržištu, uključujući primenu modela energetske korekcije.

ČETIRI KLJUČNA OGRANIČENJA ZA PRAKTIČAN ULAZAK AGREGATORA NA TRŽIŠTE

- Pravilnik o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji još uvek ne definiše konkretne uslove za licenciranje agregatora. Bez toga agregator ne može formalno započeti rad.
- Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom još uvek ne definiše ugovore o agregiranju. Bez jasnog uređenja ovog ugovornog odnosa, agregator ne može u praksi da uspostavi odnose sa korisnicima i drugim učesnicima na tržištu.
- Pravila o promeni snabdevača i agregatora nisu ažurirana tako da obuhvate agregatore i procedure kolektivne promene snabdevača i agregatora.
- Pravila o radu distributivnog sistema ne definišu uslove za pružanje fleksibilnih usluga operatoru distributivnog sistema, što znači da tržište fleksibilnosti na distributivnom nivou još uvek nije razvijeno.

Ovi nedostaci nisu samo pitanje tumačenja propisa. Oni su prethodno identifikovani u RP2 i potvrđeni kroz razgovore sa tržišnim učesnicima. Prema tim procenama, prvi agregatori bi se realno mogli pojaviti krajem 2026. ili početkom 2027. godine, ali samo pod uslovom da se neophodne regulatorne izmene sprovedu bez značajnog odlaganja.

STATUS: POSTOJI (USVOJENO)	STATUS: NEDOSTAJE (U PRIPREMI/KLJUČNE PREPREKE)
 1. Zakon o energetici (2024) • Temeljni zakon	 1. Uslovi licenciranja agregatora • Regulatorna prepreka
 2. Pravila o radu tržišta (Dec 2025) • Operativna pravila	 2. Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom • Još uvek ne definiše ugovore o agregiranju.
 3. Model energetske korekcije • Metodologija	 3. Pravila o promeni agregatora • Procesna nesigurnost
 4. Pretkvalifikacione procedure za aFRR/mFRR • Tehnički pristup	 4. Tržišni pristup na ODS nivou • Infrastrukturni jaz

Slika 58 - Regulatorni okvir za agregaciju u Srbiji: postojeći elementi i ključne prepreke

2.2 Tehnička realnost: infrastruktura postoji, digitalizacija zaostaje

Na nivou prenosnog sistema postoje osnovni tehnički preduslovi za uključivanje prvih agregatora. OPS raspolaže funkcionalnim sistemima telemetrije, komunikacionim protokolima, uključujući IEC 60870-5-104, i centrima upravljanja. Pretkvalifikacione procedure su definisane i tehnički dovoljno razrađene.

Na distributivnom nivou, spremnost sistema je znatno ograničenija. Pokrivenost pametnim brojlama još uvek nije dovoljna za masovnu agregaciju malih potrošača. Komunikacioni sistemi između ODS-a i krajnjih korisnika nisu dovoljno standardizovani za automatizovano upravljanje agregiranim portfeljem, dok interoperabilnost između OPS-a i ODS-a u kontekstu agregacije još nije jasno definisana.

Prenosni nivo (OPS) — Gotovo	Distributivni nivo (ODS) — Zaostaje
• Sistem telemetrije i centri upravljanja funkcionišu • IEC 60870-5-104 protokoli implementirani • Pretkvalifikacione procedure propisane	• Pametna brojila nedovoljno rasprostranjena za masovnu agregaciju • Komunikacioni sistemi prema krajnjim korisnicima nisu standardizovani • Interoperabilnost OPS–ODS u kontekstu agregacije nije definisana

2.3 Tržišna dinamika: postoji potencijal, nedostaje iskustvo

Balansno tržište i tržište balansnih pomoćnih usluga funkcionišu kao tržišni mehanizmi od januara 2026. godine, dok organizovano i bilateralno tržište električne energije već imaju uspostavljenu praksu rada na tržišnim principima. S druge strane, tržište nefrekventnih pomoćnih usluga je još uvek regulisano. U tehničkom smislu, agregator koji obezbedi licencu i prođe pretkvalifikaciju mogao bi da nastupi na svakom od ovih tržišta.

Ipak, likvidnost tržišta pomoćnih usluga i balansnog tržišta još uvek je u početnoj fazi. Broj učesnika je ograničen, cenovna istorija je kratka, a transparentnost tržišnih mehanizama se još razvija. To znači da rani ulazak na tržište nosi pionirski rizik, ali istovremeno može obezbediti i prednost prvog učesnika.

Potencijal industrijske fleksibilnosti u Srbiji postoji i nije zanemarljiv. Energetski intenzivna industrija, hladnjače i veći komercijalni objekti raspolažu tehničkim sistemima koji omogućavaju upravljanje potrošnjom. U praksi već postoje i neformalni oblici fleksibilnosti, poput manualnog prilagođavanja potrošnje kroz dogovore unutar balansnih grupa. To pokazuje da tržišni interes postoji, dok bi formalna agregacija predstavljala naredni, uređeniji korak.

POGLAVLJE 3

3 Mogući poslovni modeli za razvoj agregatora u Srbiji

Na osnovu regulatornog, tehničkog i tržišnog okvira analiziranog u prethodnim radnim paketima, ovo poglavlje predlaže tri moguća poslovna modela za razvoj agregatora u Srbiji. Modeli su oblikovani prema uslovima koji postoje u 2026. godini, a ne prema pretpostavci idealno razvijenog tržišta. To znači da svaki model polazi od raspoloživih resursa, postojećih tržišnih kanala i pravila koja su već na snazi.

Razlike između modela nisu samo tehničke. One odražavaju različite tipove učesnika, različite izvore prihoda, različite nivoe rizika i različite vremenske horizonte za ulazak na tržište. Važno je naglasiti da predloženi modeli nisu međusobno isključivi. Naprotiv, zreo agregator u praksi može istovremeno upravljati industrijskom fleksibilnošću, distribuiranim resursima, elektranama i baterijskim sistemima.

TRI PREDLOŽENA MODELA

- **Model A: Agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu (industrijska potrošnja i elektrane na prenosnom sistemu)**

Model sa najbržim potencijalom za ulazak na tržište, relativno jasnim regulatornim okvirom i ograničenim, ali realno dostupnim potencijalom za skaliranje. Model obuhvata isključivo kapacitete priključene na prenosnu mrežu — industrijsku potrošnju i elektrane na prenosnom sistemu. Ključna prednost modela je to što je operator prenosnog sistema već definisao pretkvalifikaciju za resurse, pa model može skoro odmah da se pokrene. Ograničenje je to što ovi resursi mogu nuditi usluge isključivo operatoru prenosnog sistema — trenutno za balansiranje (aFRR i mFRR), a potencijalno i za upravljanje zagušenjima ukoliko se takva usluga razvije — dok na budućem tržištu fleksibilnosti na distributivnom nivou neće moći da učestvuju.

- **Model B: Agregacija resursa priključenih na distributivnu mrežu (DER, prozumeri, aktivni kupci) / VPP**

Model sa najvećim dugoročnim potencijalom, koji ne podrazumeva samo agregaciju. On obuhvata resurse priključene na distributivnu mrežu — pre svega distribuirane energetske resurse (DER), prozumeri i aktivne kupce. Prednost ovih resursa je to što će moći da pružaju usluge ODS-u kada tržište fleksibilnosti na distributivnom nivou bude uspostavljeno, a usluge operatoru prenosnog sistema mogu pružati i pre toga. Za pružanje usluga OPS-u neophodna je, međutim, OPS–ODS koordinacija, jer aktiviranje resursa na distributivnoj mreži radi pomoći prenosnom sistemu može pogoršati prilike u distributivnoj mreži. Masovnija agregacija solarnih sistema, baterija, toplotnih pumpi, električnih vozila i drugih manjih distribuiranih resursa zavisice od razvoja digitalne i merne infrastrukture, kao i od razvoja tržišta fleksibilnosti na nivou distribucije. U početnoj fazi razvoja tržišta u Srbiji verovatnije je da će agregacija krenuti upravo od većih resursa, dok će masovnija agregacija solarnih sistema, baterija, toplotnih pumpi, električnih vozila i drugih manjih distribuiranih resursa zavisiti od razvoja digitalne i merne infrastrukture, kao i od razvoja tržišta fleksibilnosti na nivou distribucije.

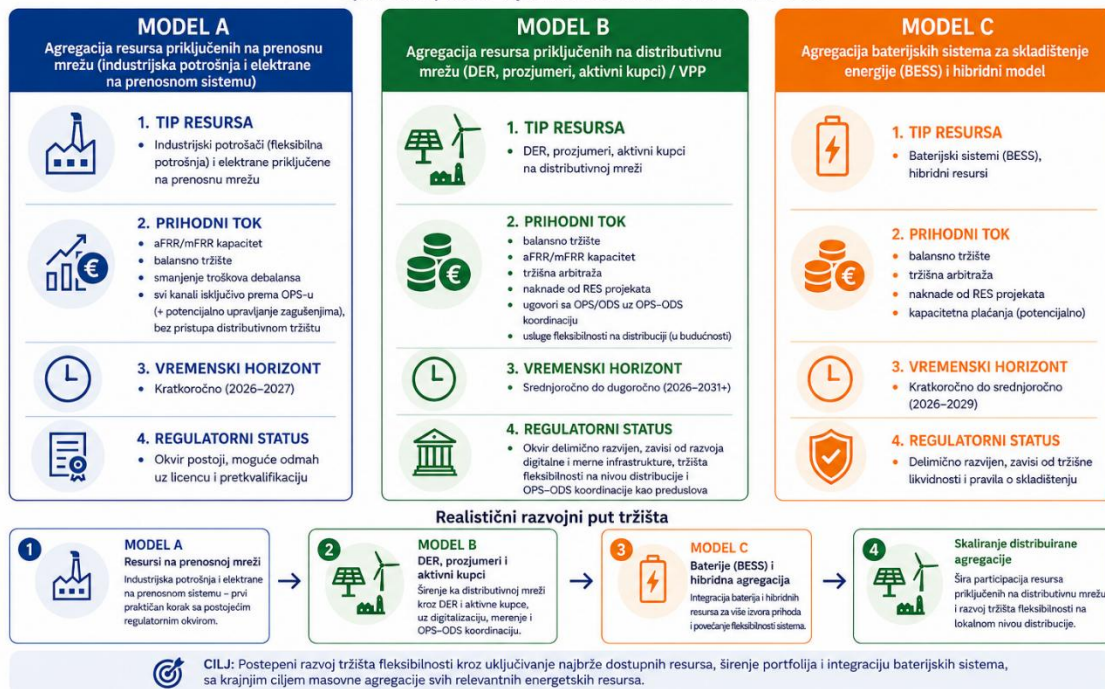
- **Model C: Agregacija baterijskih sistema za skladištenje energije (BESS) i hibridni model**

Model zasnovan na kombinovanju više prihoda iz jednog resursa, uključujući balansne usluge, tržišnu arbitražu i potencijalne ugovore sa OIE investitorima.

Realistični razvojni put: početi sa Modelom A i B → integrisati Model C → skalirati Model B kada infrastruktura to omogućiti.

Pregled tri poslovna modela agregatora

Uporedni prikaz ključnih karakteristika tri modela



Slika 59 - Poslovni modeli agregatora i razvojni put tržišta

● MODEL A

3.1 Agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu (industrijska potrošnja i elektrane na prenosnom sistemu)

Model A zasniva se na agregaciji fleksibilnosti kapaciteta priključenih na prenosnu mrežu — velikih industrijskih potrošača i elektrana priključenih na prenosni sistem. Agregator sklapa ugovore sa određenim brojem velikih industrijskih potrošača (fabrikama, hladnjačama, cementarama, čeličarama, prehrambenim preduzećima, prerađivačkim pogonima i drugim većim potrošačima električne energije) koji imaju mogućnost da privremeno smanje ili povećaju potrošnju električne energije bez značajnog uticaja na osnovni proizvodni proces. Pored industrijske potrošnje, portfelj mogu činiti i elektrane priključene na prenosnu mrežu, koje fleksibilnost obezbeđuju prilagođavanjem proizvodnje. Na osnovu tako ugovorene fleksibilnosti, agregator formira portfelj, koji može ponuditi operatoru prenosnog sistema, pre svega za potrebe balansiranja sistema i pružanja pomoćnih usluga. Zajednički imenitelj svih resursa u ovom modelu jeste priključenje na prenosni sistem: usluge mogu nuditi isključivo OPS-u — trenutno za balansiranje (aFRR i mFRR), a potencijalno i za upravljanje zagušenjima ukoliko se takva usluga razvije — dok na budućem tržištu fleksibilnosti na distributivnom nivou neće moći da učestvuju. Prednost modela je to što je OPS već definisao pretkvalifikaciju za resurse, pa model može skoro odmah da se pokrene.

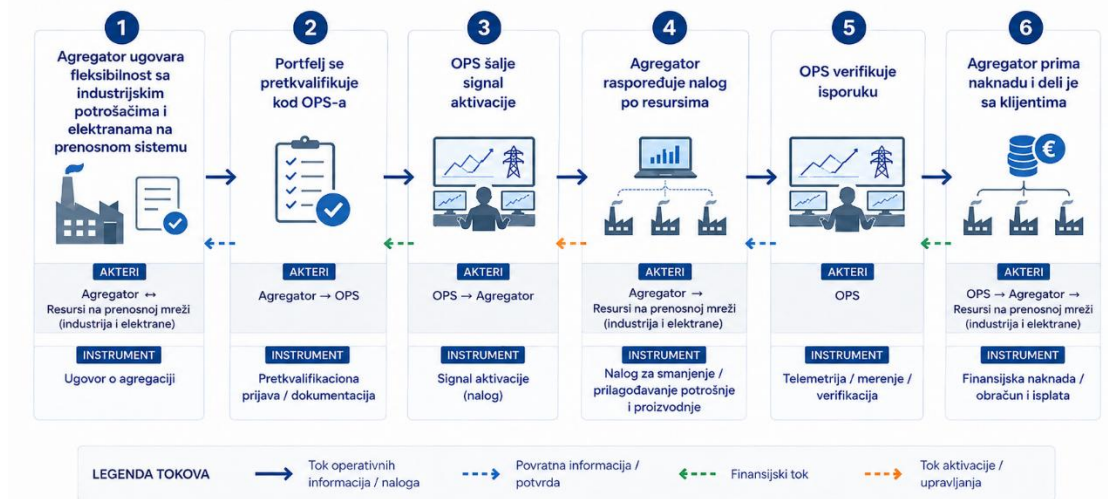
3.1.1 Kako model funkcioniše u praksi

Agregator najpre identifikuje industrijske procese koji omogućavaju kratkotrajno smanjenje, odlaganje ili prilagođavanje potrošnje. Tipični primeri uključuju kompresore, rashladne sisteme, električne peći, pumpe, ventilacione sisteme i druge upravljive potrošače.

Nakon tehničke procene, agregator sa svakim klijentom definiše uslove aktivacije: učestalost, trajanje, minimalno vreme najave, dozvoljeni nivo smanjenja odnosno povećanja potrošnje i model naknade. Ovi pojedinačni resursi se zatim ugovorno i operativno objedinjuju u jedinstven portfelj, sa kojim agregator nastupa prema OPS-u.

Operativni tok Modela A

Dijagram toka (process flow)



Slika 60 - Model A

3.1.2 Logika prihoda

KAKO SE STVARA VREDNOST

Prihodi agregatora u ovom modelu zasnivaju se na tržišnim kanalima koji su već formalno otvoreni u Srbiji:

- Tržište pomoćnih usluga (aFRR i mFRR) — agregator nudi kapacitet OPS-u i biva plaćen za samu dostupnost, nezavisno od toga da li je aktivacija sprovedena.
- Balansno tržište — agregator može nuđenjem ponuda za aktivaciju balansne energije ostvarivati prihode u vremenskim intervalima kada OPS aktivira rezervu.
- Optimizacija troškova debalansa — smanjenje troškova BOS unutar grupe ako je agregator ujedno i BOS.

3.1.3 Ključni preduslovi modela A

Tehničko

- Merna mesta sa telemetrijom
- Odziv sistema u propisanom opsegu — za aFRR: sekunde do minut; za mFRR: nekoliko minuta
- Minimalni portfelj od nekoliko megavata za smislenu tržišnu aktivnost

Regulatorno

- Pretkvalifikacioni postupak kod OPS-a (procedure formalno postoje, ali nijedan agregator ih nije prošao u praksi)
- Licenca agregatora (uslovi tek treba da budu precizno definisani od strane AERS)
- Ugovor o agregaciji sa svakim klijentom u portfelju

KLJUČNI RIZICI MODELA A

- Neisporuka kapaciteta kada industrijski klijent nije u mogućnosti da se prilagodi — upravljanje rizikom kroz diversifikaciju portfolia.
- Potencijalni konflikt interesa sa snabdevačem.
- Likvidnost tržišta pomoćnih usluga u prvim mesecima je neizvesna. Ulazak u ovaj model zato nosi pionirski rizik, ali i mogućnost sticanja rane tržišne pozicije

3.1.4 Razvojni put u kontekstu Srbije

Kratkoročno 2026–2027	Model A predstavlja najrealističniji prvi korak za razvoj agregacije u Srbiji. Može se pokrenuti bez većih izmena postojećeg regulatornog okvira, jer tržišni kanali formalno postoje, pretkvalifikacione procedure su definisane, a u Srbiji već postoje industrijski potrošači sa potrebnom tehničkom infrastrukturom. Prvi prolazak kroz pretkvalifikaciju biće posebno važan, jer će pokazati praktične slabosti procedura koje do sada nisu testirane.
Srednjoročno, 2028–2029.	Kako tržište pomoćnih usluga bude sazrevalo, model može dobiti veću stabilnost i predvidljivije prihode. Agregatori koji u prvoj fazi steknu operativno iskustvo moći će da prošire portfelj i postepeno ih kombinuju sa baterijskim sistemima iz Modela C.
Dugoročno 2030+	S obzirom na to da su resursi modela priključeni na prenosnu mrežu, model ostaje trajno vezan za usluge OPS-u i neće moći da učestvuje na tržištu fleksibilnosti na distributivnom nivou. Dugoročno može evoluirati ka pružanju usluga upravljanja zagušenjima na prenosnom nivou, ukoliko se takva usluga razvije, kao i ka kombinovanju sa baterijskim sistemima iz Modela C.

• MODEL B

3.2 Agregacija resursa priključenih na distributivnu mrežu — DER, prozumeri i aktivni kupci (Virtuelna elektrana - VPP)

Ovaj model polazi od činjenice da u Srbiji raste broj domaćinstava i preduzeća koji su instalirali solarne elektrane, a deo njih i baterijska skladišta. Pojedinačni prozumeri nemaju dovoljan kapacitet za samostalan nastup na tržištu, ali agregator omogućava njihovo objedinjavanje u jedinstven, koordinisan portfelj — virtuelnu elektranu (VPP). Model obuhvata resurse priključene na distributivnu mrežu — pre svega distribuirane energetske resurse (DER), prozumere i aktivne kupce. Njihova prednost je to što će, kada tržište fleksibilnosti na distributivnom nivou bude uspostavljeno, moći da pružaju usluge operatoru distributivnog sistema, a usluge operatoru prenosnog sistema mogu pružati i pre toga. Za pružanje usluga OPS-u neophodna je, međutim, OPS–ODS koordinacija, jer aktiviranje resursa na distributivnoj mreži radi pomoći prenosnom sistemu može pogoršati prilike u distributivnoj mreži. Masovnija agregacija domaćinstava, prozumeri i manjih distribuiranih uređaja postepeno će rasti sa razvojem infrastrukture i tržišnih pravila.

3.2.1 Kako model funkcioniše u praksi

Funkcionisanje modela zasniva se na digitalnoj platformi koja u realnom vremenu prati proizvodnju, potrošnju i stanje fleksibilnih uređaja kod svakog člana portfelja. Platforma

integriše podatke o elektranama, baterijama, toplotnim pumpama i drugim upravljivim potrošačima i proizvodnjom, i na osnovu toga optimizuje ukupni profil portfelja.

Agregator koristi prognoze proizvodnje i potrošnje kako bi donosio operativne odluke o upravljanju energijom. U praksi, to znači:

- u periodima niskih i negativnih cena električne energije, sistem automatski povećava potrošnju i puni baterije;
- u periodima visokih cena ili sistemske potrebe za smanjenjem opterećenja, potrošnja se smanjuje, a energija se obezbeđuje iz lokalnih izvora i baterijskih skladišta.

Takođe, u ovom modelu može se predvideti i upravljanje potrošnjom industrijskih potrošača. Model je uslovljen načinom snabdevanja industrijskog potrošača. Funkcija snabdevanja u Srbiji može biti realizovana ugovorom o potpunom snabdevanju ili ugovorom sa unapred određenim količinama uz prenos balansne odgovornosti. Funkcionisanje modela u praksi se realizuje ugovorom sa unapred određenim količinama pri čemu agregator sa balansno odgovornom stranom za svaku realizovanu transakciju povećanja ili smanjenja potrošnje prijavljuje transakciju sa balansno odgovornom stranom. Agregator kupuje ili prodaje energiju na organizovanom tržištu čime optimizuje rad industrijskih potrošača.

3.2.2 Logika prihoda

KAKO SE STVARA VREDNOST

- Optimizacija nabavke energije: u slučaju kada je agregator istovremeno i snabdevač, on za celu grupu kupuje energiju u povoljnijim satima i smanjuje ukupne troškove snabdevanja.
- Maksimizacija sopstvene potrošnje solarne energije: u slučaju kada je agregator istovremeno i snabdevač, umesto predaje viška u mrežu po niskoj ceni, baterija vrši skladištenje i čuva ga za skuplje sate.
- Buduće ODS usluge (kada tržište bude otvoreno): smanjenje lokalnog zagušenja, regulacija napona, pomeranje vršne potrošnje.
- Energetska arbitraža.

3.2.3 Ključni preduslovi modela B

Infrastrukturno

- Pametna brojila koja omogućavaju merenje potrošnje u kratkim intervalima i dvosmerni tok podataka
- Solarni elektrane i baterijska skladišta na strani prozjumeri i aktivnih kupaca.
- API pristup podacima od strane ODS-a

Tehnološko

- Sofisticiranija VPP platforma za koordinaciju velikog broja heterogenih resursa
- Algoritmi za prognozu proizvodnje, potrošnje i tržišnih cena
- Automatizovano donošenje odluka u realnom vremenu
- Adekvatna ICT infrastruktura uključujući bezbednost podataka i sajber bezbednost

Regulatorno

- Otvaranje ODS tržišta fleksibilnosti (izmene Pravila o radu distributivnog sistema koje treba da donese ODS)
- Standardizovani minimalni sadržaj ugovora o agregaciji
- Uspostavljena OPS–ODS koordinacija za aktivacije resursa priključenih na distributivnu mrežu, kako aktiviranje radi pomoći OPS-u ne bi pogoršalo prilike u distributivnoj mreži

KLJUČNI RIZICI MODELA B

- Regulatorni rizik: ODS tržište je ključni pokretač prihoda, ali zavisi od odluka koje nisu u rukama agregatora. Agregator koji gradi portfelj prozjumeru mora biti spreman da profitabilnost u punom obimu čeka nekoliko godina.
- Operativna kompleksnost: portfelj od stotine prozjumeru ima kompleksan i promenljiv zbirni profil. Precizna prognoza je teška, a devijacije direktno utiču na balansne pozicije agregatora. Rizik koordinacije: aktiviranje resursa na distributivnoj mreži po nalogu OPS-a može pogoršati prilike u distributivnoj mreži, zbog čega je neophodna OPS–ODS koordinacija.

3.2.4 Razvojni put u kontekstu Srbije

Kratkoročno 2026–2027	Model B može se u početnoj fazi razvijati kroz agregaciju tehnički spremnijih resursa priključenih na distributivnu mrežu. U ovoj fazi očekuju se prvi pilot-projekti i ograničeni VPP portfelji, usmereni pre svega na usluge OPS-u uz uspostavljanje OPS–ODS koordinacije.
Srednjoročno 2028–2029	Model postaje primenljiviji sa većom pokrivenošću pametnim brojlama, razvojem digitalnih platformi i regulatornim otvaranjem distributivnog tržišta fleksibilnosti. Agregatori koji u ranijoj fazi započnu razvoj portfelja i korisničke baze biće u boljoj poziciji za skaliranje.
Dugoročno 2030+	Model dobija punu vrednost sa masovnijim rastom distribuiranih resursa, uključujući solarne elektrane, baterijska skladišta, električna vozila/V2G i eventualno uvođenje dinamičkih tarifa za krajnje kupce.

• MODEL C**3.3 Agregacija baterijskih sistema za skladištenje energije (BESS) i hibridni model**

Treći model polazi od baterijskih sistema za skladištenje energije (BESS) kao centralnog resursa, a zatim ih kombinuje sa pratećom fleksibilnošću potrošnje. Model je posebno relevantan u kontekstu Srbije zbog specifičnosti koja je nastala novim pravilima priključenja na prenosni sistema: OIE projekti su sada obavezni da obezbede definisani iznos rezervnog kapaciteta kao uslov za priključenje na prenosnu mrežu. Taj kapacitet mogu obezbediti sopstvenom baterijom ili ugovorom sa agregatorom koji im taj kapacitet pruža iz zajedničkog BESS portfelja.

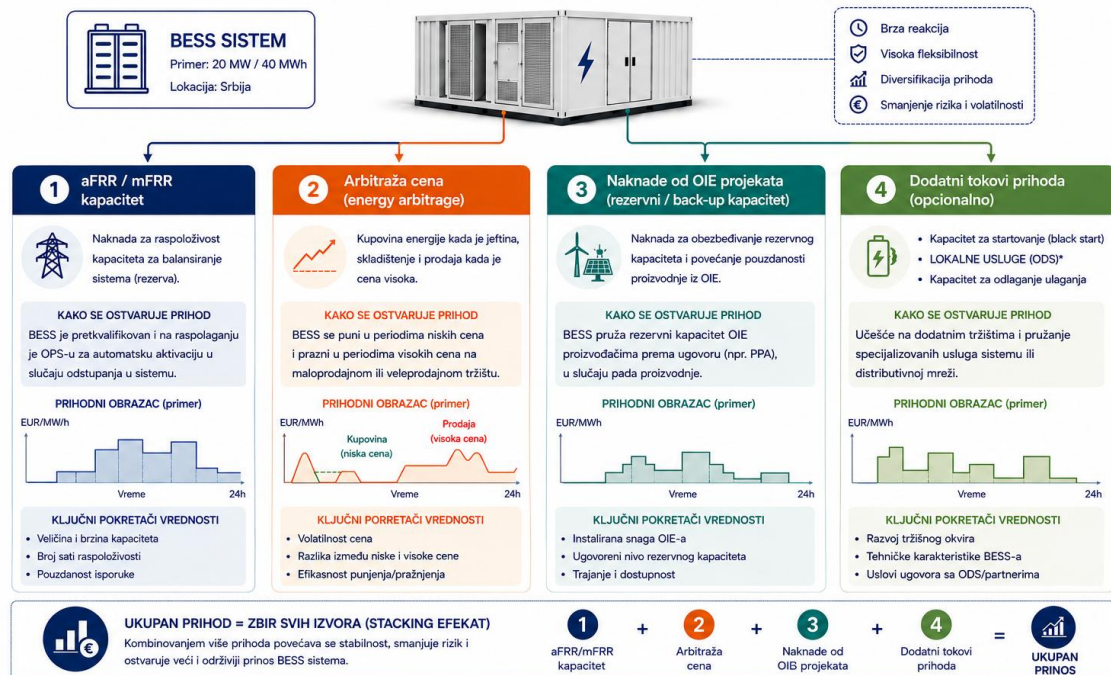
3.3.1 Logika prihoda**KAKO SE STVARA VREDNOST**

Prihodi agregatora dolaze iz tri izvora koji se međusobno dopunjavaju:

- Naknade od OPS-a za aFRR i mFRR kapacitet i aktivaciju, a u budućnosti i potencijalno pružanje i FCR rezerve — baterija je izuzetno pogodan resurs (brz odziv, precizna kontrola, bez ograničenja emisija).
- Arbitraža cena na organizovanom tržištu — kupovina u satima niskih cena, prodaja u satima visokih. Volatilnost cena raste sa rastom udela varijabilnih OIE.
- Naknade od OIE projekata za pružanje ugovorenog rezervnog kapaciteta — specifičan domaći regulatorni kontekst koji daje modelu stabilnu komponentu prihoda.

Višestruki prihodni tokovi BESS-a

Jedan baterijski sistem — više izvora prihoda, veća stabilnost i ukupni prinos



* ODS usluge (distributivne usluge) – očekuje se razvoj tržišta fleksibilnosti na nivou distributivnog sistema.

Slika 61 - Kako BESS ostvaruje prihod na više tržišta

KLJUČNI RIZICI MODELA C

- Degradacija baterije: učestala upotreba za balansne usluge ubrzava ciklusnu degradaciju i skraćuje životni vek sistema.
- Tržišni rizik: ako tržište pomoćnih usluga ne razvije dovoljnu likvidnost, prihodi mogu biti niži od projektovanih.
- Koncentracioni rizik: ako se obaveza rezervnog kapaciteta za OIE projekte promeni, jedan od tri izvora prihoda može oslabiti.
- Rizik kanibalizacije prihoda: rast broja baterijskih sistema može smanjiti cenovne razlike i povećati konkurenciju, što može dovesti do pada prihoda od arbitraže, balansnih i pomoćnih usluga.

3.3.2 Razvojni put u kontekstu Srbije

Kratkoročno 2026–2027	Model je primenljiv u segmentu gde već postoje BESS sistemi ili gde su u toku investicije. OIE investitori suočeni sa obavezom rezervnog kapaciteta su prirodni partneri za prvu generaciju korisnika.
Srednjoročno 2028–2029	Model skalira sa daljim rastom OIE kapaciteta i rastom tržišne volatilnosti cena. Agregatori razvijaju naprednije algoritme i grade prepoznatljivost prema OIE investitorima.
Dugoročno 2030+	Model evoluira prema hibridnim VPP konfiguracijama koje kombinuju industrijsku potražnju, prozjumere i BESS u jedan integrisani portfelj.

3.4 Komparativni pregled modela

Tri modela se razlikuju prema ciljnoj grupi, izvorima prihoda, tehničkim zahtevima i vremenskoj dinamici primene. Tabela 1 daje uporedni pregled ključnih karakteristika svakog modela i može poslužiti kao okvir za procenu koji je model najprimereniji za različite aktere koji razmatraju ulazak na tržište agregacije u Srbiji.

Tabela 6 - Komparativni pregled poslovnih modela agregatora za Srbiju

Parametar	Model A Resursi na prenosnoj mreži	Model B DER / VPP	Model C BESS / Hibridni
Ciljni segment	Energetski intenzivna industrija, hladnjače, komercijalni objekti, elektrane priključene na prenosnu mrežu	Prozjumeri (solar+baterija), energetske zajednice, aktivni kupci, upravljiva potrošnja i drugi distribuirani energetske resursi na distributivnoj mreži	Vlasnici BESS-a, OIE projekti, industrijski potrošači sa skladištem
Primarni prihodni tok	Naknade OPS za aFRR/mFRR kapacitet; uštede na troškovima debalansa	Uštede na računu za električnu energiju; kolektivna kupovina; buduće ODS usluge	Prihodi od balansnog tržišta; arbitraža cena; više izvora prihoda
Tržišni kanal (sada)	Balansno tržište, tržište pomoćnih usluga (OPS nivo) — isključivo usluge OPS-u	Organizovano i bilateralno tržište; optimizacija potrošnje; usluge OPS-u uz OPS–ODS koordinaciju; buduće ODS usluge	Balansno tržište i tržište pomoćnih usluga (OPS nivo)
Ključni preduslovi	SCADA/BMS, merni uređaji, pretkvalifikacija OPS, brz odziv ≥ 1 MW	Pametna brojila, VPP platforma, API pristup podacima ODS, OPS–ODS koordinacija	Sertifikovani BESS, EMS platforma, pretkvalifikacija OPS
Tehnička složenost	Srednja	Visoka (agregacija heterogenih resursa)	Srednja do visoka
Vremenski horizont	Kratkoročno — odmah primenljivo	Delimično kratkoročno; uglavnom srednjoročno	Kratkoročno do srednjoročno
Regulatorni rizik	Nizak — okvir postoji; procedure formalno definisane	Srednji — ODS tržište još nije otvoreno	Nizak do srednji — zavisi od tempa razvoja tržišta
Potencijal skaliranja	Ograničen brojem velikih potrošača i elektrana na prenosnoj mreži	Visok — masovna baza prozjumera i aktivnih kupaca u razvoju	Visok sa rastom OIE i obaveze rezervnog kapaciteta

Referentni primer	Poljska Francuska shema)	(IZP/IRP), (NEBEF	Velika Britanija (masovna agregacija), (VPP pilot)	Nemačka (pretkvalifikacija BESS), EU trend stacking
--------------------------	--------------------------------	----------------------	--	--

3.4.1 Sinteza i razvojni put

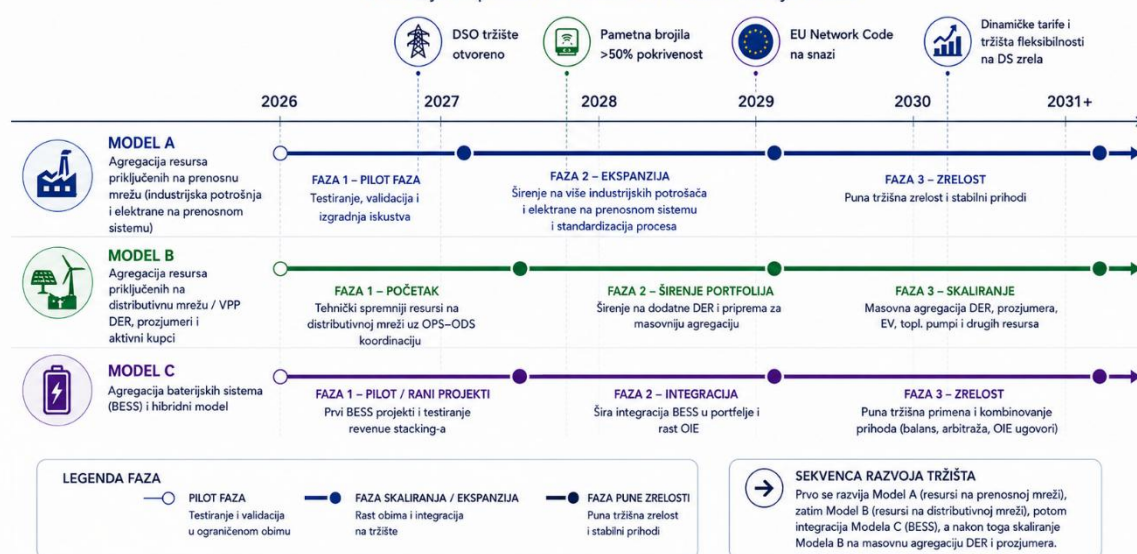
Iz komparativne tabele vidljivo je da Model A nudi najbrži put do tržišta uz najjasnije definisan regulatorni okvir, ali ima ograničen potencijal skaliranja. Model B ima najveći dugoročni potencijal po broju učesnika i sistemskom uticaju, pri čemu je posebno relevantan za obezbeđivanje decentralizovane (lokalne) fleksibilnosti na distributivnom nivou, kroz upravljanje lokalnim zagušenjima i efikasnije korišćenje kapaciteta mreže. Istovremeno, agregirani resursi u okviru ovog modela mogu pružati i centralizovanu (sistemsku) fleksibilnost, odnosno usluge OPS-u, uz odgovarajuću OPS-ODS koordinaciju. Njegov razvoj, međutim, zavisi od infrastrukturnih i regulatornih preduslova koji tek treba da se ispune, pa je u početnoj fazi verovatnije uključivanje tehnički spremnijih resursa priključenih na distributivnu mrežu. Model C nudi mogućnost kombinovanja različitih izvora prihoda i specifičnu tržišnu nišu vezanu za kontekst Srbije, kao i potencijal da fleksibilnost valorizuje kroz više tržišnih i sistemskih potreba, ali zahteva sofisticiranije tehničko upravljanje i koordinaciju.

REALISTIČNI RAZVOJNI PUT AGREGACIJE U SRBIJI

- Faza 1 (2026–2027): Početak razvoja kroz resurse priključene na prenosnu mrežu — industrijsku fleksibilnost i elektrane na prenosnom sistemu. Model A testira procedure, gradi iskustvo i dokazuje koncept, dok se paralelno mogu razvijati prvi oblici Modela B zasnovani na tehnički spremnim resursima priključenim na distributivnu mrežu.
- Faza 2 (2027–2029): Postepena integracija baterijskih sistema uz rast OIE (Model C); tržište na DS počinje da se otvara.
- Faza 3 (2030+): Masovna agregacija prozjumeru (Model B) kada infrastruktura i regulativa to omoguće; hibridni portfelji koji kombinuju sva tri modela.

Vremenski razvojni put tržišta agregacije (2026–2031+)

Evolucija tri poslovna modela kroz faze razvoja tržišta



Slika 62 - Razvojni put poslovnih modela agregacije u Srbiji

POGLAVLJE 4

4 Uloge ključnih aktera i način stvaranja vrednosti

Agregacija nije samo tehnološko rešenje ili ugovorni odnos između agregatora i krajnjeg korisnika. Ona predstavlja sistem koordinacije između više aktera, u kojem svaka strana ima jasno definisanu ulogu, odgovornost i rizik. Razumevanje ovih odnosa ključno je za razvoj održivih poslovnih modela, definisanje regulatornih pravila i uspostavljanje operativnih procedura na tržištu agregacije.

SEDAM KLJUČNIH AKTERA U LANCU VREDNOSTI

- Agregator: formira portfelj fleksibilnosti, ugovara odnose sa korisnicima, nastupa na tržištu i raspodeljuje ostvarene prihode.
- Član agregatorske grupe: poseduje fleksibilnost i stavlja je na raspolaganje kroz ugovor o agregaciji.
- OPS/EMS: kupuje fleksibilnost, sprovodi pretkvalifikaciju i aktivira rezerve kada je to potrebno.
- ODS/EDS: trenutno nema aktivnu tržišnu ulogu, ali može postati važan kupac fleksibilnosti kada se razvije distributivno tržište.
- Snabdevač: ima posrednu, ali važnu ulogu u obračunu posledica aktivacije fleksibilnosti, pristupu podacima i primeni modela energetske korekcije.
- AERS: primenjuje regulatorni okvir u delu licenciranja, donosi pravila iz svoje nadležnosti, uključujući pravila za promenu agregatora, i doprinosi razvoju transparentnog i nediskriminatornog tržišnog okvira.
- MRE: ima ključnu normativnu ulogu, jer kroz podzakonske akte definiše važne uslove za praktično funkcionisanje agregacije, uključujući uslove za izdavanje licence i elemente ugovora o agregaciji.

4.1 Akteri i njihove uloge

4.1.1 Agregator

Agregator je centralni operativni i tržišni akter. Njegova uloga je da identifikuje fleksibilne resurse, ugovorno ih poveže, objedini u portfelj i nastupi na tržištu kao jedinstven pružalac fleksibilnosti. Pored toga, agregator prognozira ponašanje portfelja, upravlja aktivacijama u realnom vremenu i snosi odgovornost za ispunjenje ugovorenih obaveza. Agregator ima i finansijsku ulogu: prima naknadu za pruženu fleksibilnost, a zatim deo prihoda prenosi krajnjim korisnicima u skladu sa ugovorom o agregaciji. U domaćem okviru, agregator može sam biti balansno odgovorna strana ili može balansnu odgovornost urediti preko drugog učesnika, ali mora snositi finansijske posledice debalansa nastalih aktivacijom fleksibilnosti.

4.1.2 Član agregatorske grupe — pružalac fleksibilnosti

Član agregatorske grupe je stvarni nosilac fleksibilnosti. To može biti industrijski pogon koji privremeno smanjuje ili povećava potrošnju, domaćinstvo sa baterijom, solarni prozjumer koji pomera potrošnju ili komercijalni objekat sa upravljivim rashladnim sistemom.

Njihova uloga je da agregatoru stave na raspolaganje deo svoje fleksibilnosti, pod unapred definisanim uslovima. Ti uslovi obuhvataju obim, trajanje i učestalost aktivacije, kao i način naknade. Zauzvrat, korisnik ostvaruje finansijsku korist ili smanjenje troškova električne energije

4.1.3 Operator prenosnog sistema (OPS / EMS)

OPS je kupac fleksibilnosti. On organizuje aukcije za nabavku balansnog kapaciteta (aFRR, mFRR) i aktivira rezervu na balansnom tržištu kada je to potrebno. U odnosu prema agregatorima, OPS ima dvojaku ulogu: on je i regulator pretkvalifikacije i tržišni kupac. OPS (EMS) Srbije koristi model energetske korekcije, što znači da se debalans BOS prilagođava situaciji koja bi se potencijalno desila da nije bilo aktivacije fleksibilnosti; agregatorov BOS preuzima odgovornost za debalanse nastale aktivacijom; snabdevač krajnjem kupcu fakturiše energiju kao da aktivacije nije bilo.

4.1.4 Operator distributivnog sistema (ODS / EDS)

ODS je trenutno pasivni akter u lancu vrednosti agregacije — ne zato što nema interesa, već zato što regulatorni okvir još ne definiše uslove pod kojima agregatori mogu pružati usluge na distributivnom nivou. Kada ta regulativa bude usvojena, ODS postaje drugi ključni kupac fleksibilnosti za lokalne usluge poput upravljanja zagušenjima, naponsku regulaciju i upravljanja vršnom potrošnjom.

4.1.5 Snabdevač

Snabdevač nema centralnu ulogu u samoj agregaciji, ali njegovi interesi mogu biti direktno pogođeni kada aktivacija fleksibilnosti promeni prethodno planirani profil potrošnje, proizvodnje ili skladištenja energije. Zato je važno da pravila jasno urede poravnanje, pristup podacima i finansijsku neutralnost snabdevača. Model energetske korekcije omogućava da snabdevač fakturiše kupcu energiju prema osnovnoj liniji, odnosno kao da aktivacije nije bilo. Iako domaća regulativa ne zahteva saglasnost snabdevača za zaključenje ugovora o agregaciji, u praksi je važno jasno urediti odnose između agregatora, snabdevača i drugih relevantnih učesnika na tržištu. Povratni efekat potrošnje domaće zakonodavstvo i dalje ne razmatra, što može doprineti neplaniranim odstupanjima snabdevača, odnosno njegovog BOS, u trenucima kada nema aktivacije fleksibilnosti.

4.1.6 AERS — Agencija za energetiku

AERS ima važnu regulatornu ulogu u razvoju tržišta agregacije, ali njene nadležnosti treba razlikovati od normativne uloge Ministarstva rudarstva i energetike. U delu licenciranja, AERS primenjuje uslove koji se definišu pravilnikom koji donosi MRE, dok sama Agencija sprovodi postupak izdavanja licence u skladu sa propisanim pravilima.

U kontekstu agregacije, posebna uloga AERS-a odnosi se na pravila za promenu agregatora, kao i na obezbeđivanje stabilnog, transparentnog i nediskriminatornog regulatornog okvira za kupce, korisnike sistema i tržišne učesnike. Njena uloga je važna i zbog zaštite manjih učesnika koji u odnosu na profesionalne tržišne aktere mogu imati slabiju pregovaračku poziciju.

Šire posmatrano, AERS kroz svoje regulatorne poslove doprinosi razvoju tržišta električne energije, njegovoj integraciji u regionalno i pan-evropsko tržište, efikasnom funkcionisanju energetskih sistema i obezbeđivanju visokih standarda usluge za krajnje kupce.

4.1.7 MRE — Ministarstvo rudarstva i energetike

Ministarstvo rudarstva i energetike ima ključnu ulogu u stvaranju normativnih preduslova za razvoj agregacije. Za razliku od AERS-a, koji primenjuje regulatorni okvir u okviru svojih nadležnosti, MRE donosi podzakonske akte kojima se uređuju važni elementi za praktičnu primenu agregacije. To se pre svega odnosi na pravilnik kojim se definišu uslovi za izdavanje licence agregatora, kao i na Uredbu o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom, kroz koju bi trebalo urediti minimalne elemente ugovora o agregaciji i druge operativne aspekte odnosa između agregatora, članova agregatorske grupe, snabdevača i drugih relevantnih učesnika.

Zbog toga je uloga MRE posebno važna u početnoj fazi razvoja tržišta, jer od kvaliteta i jasnoće podzakonskih akata zavisi koliko će agregacija biti primenljiva u praksi, a ne samo formalno prepoznata u zakonu.



Slika 63 - Ključni akteri i tokovi na tržištu agregacije

4.2 Balansna odgovornost i poravnanje

Pitanje balansne odgovornosti je jedno od najzahtevnijih u uređenju modela agregacije, jer aktivacija fleksibilnosti menja profil potrošnje, proizvodnje ili skladištenja energije koji je snabdevač prethodno planirao. U domaćem okviru, ovo se rešava modelom energetske korekcije:

Korak 1	Agregator aktivira smanjenje ili povećanje potrošnje krajnjeg kupca.
Korak 2	OPS koriguje balansnu poziciju snabdevačevog BOS-a za iznos odgovora na aktivaciju (na osnovu osnovne linije).
Korak 3	Snabdevač fakturiše kupcu potrošenu energiju kao da aktivacije nije bilo.
Korak 4	BOS i snabdevač se finansijski poravnavaju za debalans snabdevača kao da aktivacije nije bilo.
Korak 5	Agregator i agregatorov BOS se finansijski poravnavaju za debalans agregatora
Korak 6	Agregator i kupac, u skladu sa svojim ugovorom, se finansijski poravnavaju za količine za koje se razlikuje odgovor na aktivaciju od samog naloga za aktivaciju.

Rezultat

Rezultat: snabdevač ostaje neutralan; snabdevačev BOS ostaje neutralan; agregator snosi sve finansijske posledice aktivacije prema svom BOS; kupac i agregator se poravnavaju za neispunjenje naloga za aktivaciju.

Ova arhitektura je regulatorno jasna i u skladu sa EU standardima.

OPERATIVNI DETALJI KOJI SU PRESUDNI

- Standardizovana metodologija za osnovnu liniju.
- Pouzdana razmena mernih podataka između OPS-a, snabdevača i agregatora u kratkim vremenskim intervalima.
- Jasno definisani rokovi i postupci za slučajeve sporova o verifikaciji isporučene fleksibilnosti.

POGLAVLJE 5

5 Indikativna procena ekonomske održivosti

Ovo poglavlje ne daje finansijske projekcije niti procene prihoda u apsolutnim iznosima. Takva analiza zahtevala bi detaljne pretpostavke o tržišnim cenama, strukturi portfolia, troškovima integracije i ponašanju učesnika, što prevazilazi obim ove studije.

Umesto toga, fokus je na proceni strukturne održivosti svakog od tri predložena modela. Analiza razmatra osnovne izvore vrednosti, glavne kategorije troškova i ključne uslove koji određuju da li određeni model može prerasti iz pilot-projekta u tržišno održiv poslovni model.

5.1 Zajedničke determinante održivosti

Nezavisno od tipa modela, ekonomska održivost agregatora u Srbiji zavisi od tri grupe faktora:

Tržišni signali	Cena balansnog kapaciteta, učestalost aktivacije i likvidnost tržišta ključni su za prihodnu stranu modela. Pošto je tržište balansnih pomoćnih usluga otvoreno tek od januara 2026. godine, cenovna istorija je kratka, što povećava rizik za prve učesnike. Istovremeno, rani ulazak može omogućiti sticanje pionirske pozicije i uticaj na formiranje tržišne prakse.
Troškovi portfolija	Akvizicija klijenata, IT i merna infrastruktura, pretkvalifikacija, operativno upravljanje, starenje baterije i regulatorna usklađenost. Ovi troškovi su delimično fiksni i padaju po resursu kako portfelj raste — ekonomija obima je strukturna prednost.
Regulatorni rizici	Neizvesnost u pogledu promena metodologije, otvaranja ili zatvaranja tržišnih kanala, i promene tehničkih zahteva. U ranoj fazi tržišta, ovaj rizik je viši nego u zrelim sistemima.

5.2 Model A: Agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu

Model A ima najjasniju kratkoročnu logiku održivosti. Industrijski potrošači koji već poseduju SCADA, BMS ili slične upravljačke sisteme zahtevaju relativno ograničena dodatna ulaganja za tehničku integraciju. Isto važi i za elektrane priključene na prenosni sistem, koje već raspolažu sopstvenim sistemima upravljanja proizvodnjom. Prihod od naknada za balansni kapacitet na tržištima aFRR i mFRR postaje dostupan nakon uspešno sprovedene pretkvalifikacije. Dodatna prednost ovog modela je to što agregator ne mora da ulazi na tržište snabdevanja električnom energijom. Njegova uloga ostaje vezana za upravljanje fleksibilnošću, što smanjuje regulatornu složenost i finansijske zahteve.

Istovremeno, tehnička mogućnost upravljanja potrošnjom ne znači automatski i ekonomsku isplativost za industrijskog korisnika. Interes za učešće postoji pre svega kada prihod od raspoloživosti i aktivacije fleksibilnosti može da pokrije troškove prilagođavanja rada, eventualni gubitak ili pomeranje proizvodnje, dodatno habanje opreme i druge operativne troškove. Zbog toga su za početni razvoj Modela A najrelevantniji su korisnici kod kojih fleksibilnost postoji u pomoćnim procesima ili procesima čiji se rad može vremenski prilagoditi, tako da aktivacija ima mali ili predvidiv uticaj na osnovnu proizvodnju. Pri formiranju ponude agregatora zato je važno pojedinačno proceniti tehnički potencijal, trošak aktivacije i minimalnu naknadu pri kojoj je učešće ekonomski opravdano za korisnika.

Kritična tačka Modela A je obim i struktura portfelja. Jedan industrijski klijent nije dovoljan za stabilno tržišno prisustvo. Agregator mora imati portfelj koji omogućava isporuku ugovorenog kapaciteta i u situacijama kada pojedinačni klijent nije dostupan. U praksi, uključivanje prvih 3–5 industrijskih klijenata, sa ukupnim fleksibilnim kapacitetom od nekoliko megavata, predstavlja prag između pilot-projekta i održivog poslovnog modela.

5.3 Model B: Agregacija distribuiranih resursa i VPP

Ovaj model ima drugačiju logiku: kratkoročna održivost oslanja se na uštede klijenata, dok dugoročna logika zavisi od otvaranja ODS tržišta. Već u kratkom roku resursi priključeni na distributivnu mrežu mogu pružati usluge i OPS-u, pod uslovom da je uspostavljena OPS–ODS koordinacija. To je svesno odlaganje pune profitabilnosti u korist izgradnje tržišne pozicije. Agregator koji u prvoj fazi gradi portfelj distribuiranih resursa investira u buduću poziciju — kada tržište fleksibilnosti na DS bude otvoreno, taj portfelj može odmah generisati sistemske prihode bez ponovne akvizicije.

Glavni ekonomski rizik je trajanje prelaznog perioda. Ako se otvaranje tržišta fleksibilnosti na DS odloži, agregator mora dovoljno dugo finansirati razvoj portfolia uz ograničene prihode. Istovremeno, korisnici moraju videti jasnu i merljivu korist već od početka, jer u suprotnom postoji rizik napuštanja portfolia. Zato Model B zahteva pažljivo dizajnirane korisničke ugovore, transparentan obračun ušteta i jasnu komunikaciju vrednosti za krajnje korisnike.

5.4 Model C: BESS i hibridni model

Model C ima najrazvijeniju prihodnu logiku u kratkom roku, jer omogućava kombinovanje više izvora prihoda: pružanje balansnih usluga, arbitražu cena na tržištu električne energije i naknade od OIE investitora za obezbeđivanje rezervnog kapaciteta.

U ovom modelu agregator ima ulogu upravljanja BESS kapacitetima u vlasništvu trećih lica i mogućnost njihove tržišne optimizacije. Posebna vrednost Modela C u domaćem kontekstu proizlazi iz veze sa obavezom obezbeđivanja rezervnog kapaciteta za OIE projekte. Investitor koji ne želi da samostalno razvija ili koristi baterijski sistem može kroz ugovor sa agregatorom obezbediti potreban kapacitet. Na taj način agregator ostvaruje stabilniji i predvidljiviji prihod, čime se smanjuje zavisnost modela od volatilnih tržišnih cena.

Uporedna logika održivosti — tri poslovna modela

Strukturna procena ekonomskih karakteristika modela A, B i C

	 Model A Resursi na prenosnoj mreži	 Model B Resursi na distributivnoj mreži (DER, prozumeri, aktivni kupci)	 Model C BESS / hibridni model
 1. Kratkoročni prihod Dostupnost i stabilnost prihoda u ranoj fazi (0–2 godine)	 Visok Brz pristup prihodima od balansnih usluga	 Srednji Moguć prihod od usluga OPS-u uz OPS–ODS koordinaciju; DSO tržište još nije otvoreno	 Visok Revenue stacking: balansne usluge, arbitraža, naknade od RES projekata
 2. Regulatorni rizik Nivo neizvesnosti u pogledu pravila, procedura i otvaranja tržišta	 Nizak Tržište pomoćnih usluga otvoreno; jasniji okvir	 Srednji Zavisnost od otvaranja DSO tržišta, pametnih brojlara i OPS–ODS koordinacije	 Srednji Rizik cenovne volatilnosti i tehnološki/kapitalni rizici
 3. Potencijal skaliranja Mogućnost brzog rasta portfelja i prihoda u srednjem i dugom roku	 Srednji Ograničeno brojem velikih industrijskih klijenata i elektrana na prenosnoj mreži	 Visok Veliki broj krajnjih kupaca; visok dugoročni potencijal	 Visok Skalabilno kroz više baterija i partnerske modele
LEGENDA OCENA  Visok Povoljno / povoljan uticaj  Srednji Umereno / neutralno  Nizak Nepovoljno / viši rizik			
 Model A Najbolji za brz ulazak na tržište i ostvarivanje prihoda u kratkom roku.  Model B Najveći dugoročni potencijal i tržišni uticaj.  Model C Najkompletniji model prihoda (revenue stacking) — balans između A i B.			

Napomena: Procena se odnosi na relativne karakteristike modela u kontekstu srpskog tržišta (2026–2031).

Slika 64 - Uporedna procena održivosti poslovnih modela agregatora

5.5 SWOT analiza

SWOT analiza pokazuje da Srbija ima solidnu osnovu za razvoj agregacije, ali da tržište još nije operativno spremno za širu primenu. Ključna razlika je između elemenata koji već postoje na nivou zakona i tržišnih pravila, i elemenata koji tek treba da budu razrađeni kroz podzakonske akte, procedure i praktičnu primenu.

Najvažnije snage domaćeg okvira su to što je agregator prepoznat kao tržišni učesnik, što nezavisni agregator ne zavisi od saglasnosti snabdevača i što je balansna arhitektura već načelno definisana. To znači da se agregacija ne uvodi od nule, već na osnovu regulatornog okvira koji već postoji.

Glavne slabosti odnose se na nedovršenu operacionalizaciju. Uslovi za licenciranje agregatora još nisu definisani, pretkvalifikacione procedure nisu testirane u praksi, a tržište fleksibilnosti na distributivnom nivou još nije otvoreno. Pored toga, infrastrukturna ograničenja, posebno nedovoljna rasprostranjenost pametnih brojila, usporavaju razvoj modela zasnovanih na manjim resursima.

Prilike za razvoj agregacije su značajne, ali vremenski osetljive. Rast udela OIE povećava potrebu za fleksibilnošću, dok obaveza rezervnog kapaciteta za OIE projekte već danas stvara konkretnu tražnju za agregatorskim uslugama.

Pretnje se pre svega odnose na kašnjenje regulatornih izmena, nedovoljnu likvidnost tržišta pomoćnih usluga i moguće tenzije između agregatora, snabdevača i balansno odgovornih strana. Ovi rizici nisu razlog za odlaganje razvoja tržišta, ali zahtevaju jasna pravila, transparentne procedure i aktivno praćenje prvih iskustava.

Ključni zaključak je da Srbija ne treba da čeka potpuno razvijen okvir za sve modele agregacije. Prioritet treba da bude brzo uklanjanje institucionalnih prepreka za modele koji su već primenljivi, posebno agregaciju resursa priključenih na prenosnu mrežu (upravljanje potrošnjom u industriji i elektrane na prenosnom sistemu), uz paralelno planiranje infrastrukturnih i regulatornih uslova za širu agregaciju distribuiranih resursa.

Tabela 7 - SWOT analiza tržišta agregacije u Srbiji

SNAGE (Strengths)	SLABOSTI (Weaknesses)
- Zakon o energetici (2024) formalno prepoznaje nezavisne agregatore za čiji rad nije potrebna saglasnost snabdevača - Pravila o radu tržišta i prenosnog sistema (dec. 2025) definišu jasne procedure za nastup agregatora - Model energetske korekcije je regulatorno implementiran — balansna arhitektura je jasna - Postoji realan industrijski potencijal fleksibilnosti: energetska intenzivna industrija, hladnjače, komercijalni objekti - Neformalni vidovi agregacije već postoje u praksi — tržišni interes je dokazan - Srbija može direktno primeniti EU lekcije umesto da ih otkriva kroz skupo iskustvo	- Pravilnik o licenciranju ne sadrži uslove za licenciranje agregatora — ulaz je formalno blokiran - Nijedna pretkvalifikaciona procedura do sada nije sprovedena u praksi — okvir je neistražen - ODS tržište fleksibilnosti ne postoji — Model B nema pun tržišni kanal (usluge OPS-u moguće su i ranije, uz OPS–ODS koordinaciju) - Niska svest o agregaciji kod industrijskih kupaca, prozjuma i šire javnosti
PRILIKE (Opportunities)	PRETNJE (Threats)
- Ambiciozni ciljevi OIE povećavaju potrebu za fleksibilnošću i direktno jačaju vrednost agregatora - EU Network Code on Demand Response daje jasan regulatorni pravac i rok - Obaveza rezervnog kapaciteta za OIE projekte stvara tražnju za agregatorskim uslugama u Modelu C - Rast solarnih prozjuma gradi buduću bazu za Model B	- Kašnjenje podzakonskih akata (Pravilnik, Pravila o radu DS) može odložiti razvoj za godinu ili više - Neformalni konflikt interesa između snabdevača i agregatora može destimulisati ulazak novih aktera - Likvidnost tržišta pomoćnih usluga u prvim godinama može biti nedovoljna za pouzdane prihode

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Pionirski akteri koji uđu sada grade iskustvo i reputaciju pre nego što tržište postane konkurentno• Pilot projekat u Hrvatskoj pokazuje da i nepotpun okvir može biti dovoljan za start | <ul style="list-style-type: none">• Degradacija BESS sistema ubrzana intenzivnom upotrebom smanjuje ekonomičnost Modela C• Promenljivi regulatorni uslovi mogu učiniti teško izvodljivim poslovne planove agregatora koji su ušli rano• Nepostojanje evaluacionog mehanizma znači da se regulatorne greške kasno otkrivaju |
|---|--|

POGLAVLJE 6

6 Preporuke za unapređenje regulatornog i tržišnog okvira

Preporuke u nastavku nisu formulisane kao opšte smernice energetske politike, već kao konkretne mere koje proizlaze iz zaključaka prethodnih poglavlja. One se oslanjaju na regulatornu analizu, koja pokazuje da osnovni okvir postoji, ali da operativna pravila još nisu dovoljno razrađena; na tehničku procenu, koja ukazuje na slabosti u merenju, razmeni podataka i koordinaciji; na međunarodna iskustva; kao i na analizu poslovnih modela, koja pokazuje koji preduslovi ograničavaju razvoj pojedinačnih modela agregacije.

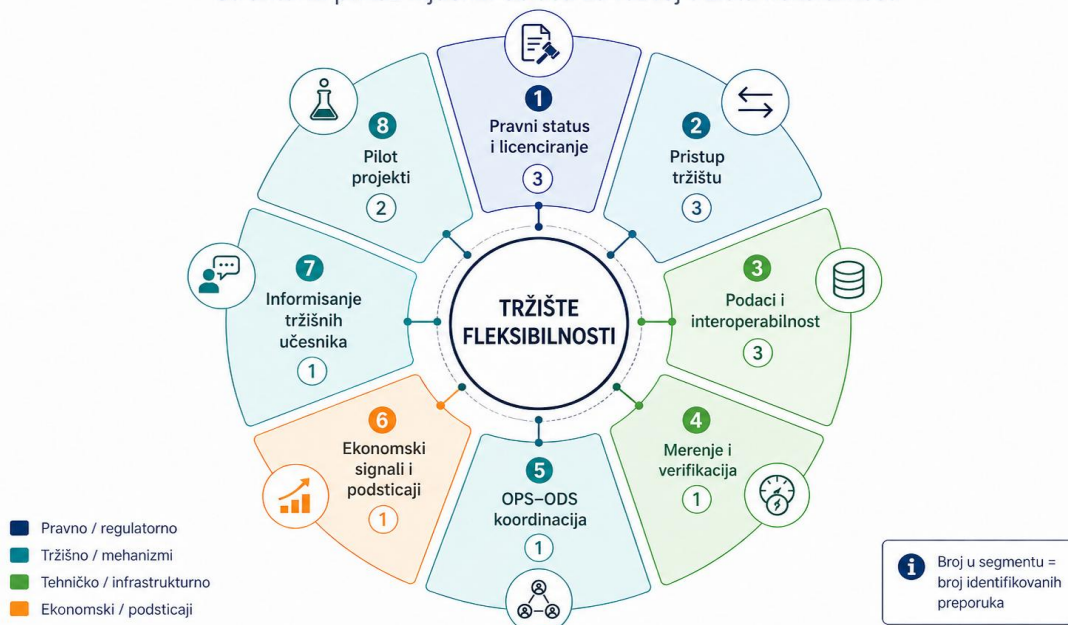
Preporuke su usmerene ka ključnim institucijama i akterima: AERS-u, OPS-u/EMS-u, ODS-u/EDS-u, Ministarstvu rudarstva i energetike, kao i potencijalnim agregatorima i investitorima. Za svaku preporuku navedeno je šta treba promeniti, zašto je promena važna, koji problem rešava i ko treba da bude nosilac aktivnosti.

KLJUČNI OKVIR: PREPORUKE U TRI HORIZONTA

- Preporuke su grupisane u osam tematskih oblasti, svaka odgovarajući jednoj identifikovanom izazovu.
- Svaka preporuka navodi: šta treba promeniti, zašto je to važno, koji problem rešava, ko deluje i vremenski rok.
- Na kraju poglavlja data je prioritarna tabela koja sve preporuke svrstava po vremenskom horizontu i odgovornoj instituciji.

Pregled osam oblasti preporuka

Strukturni prikaz ključnih oblasti za razvoj tržišta fleksibilnosti



Slika 65 - Ključne oblasti preporuka za razvoj tržišta fleksibilnosti

6.1 Pravni status i licenciranje agregatora

Ovo je prioritetna regulatorna aktivnost. Zakon o energetici prepoznaje agregatore i definiše agregiranje kao energetske delatnosti koja zahteva licencu. Međutim, Pravilnik o licenci za obavljanje energetske delatnosti još uvek ne sadrži konkretne uslove za licenciranje agregatora. To znači da agregator koji danas želi da počne sa radom ne zna tačno šta treba da ispuni. Ovo nije sitna administrativna praznina — to je prepreka koji efektivno sprečava pokretanje bilo kog od tri predložena modela.

P-1 Hitno donošenje izmena Pravilnika o licenci za agregatore

Šta treba promeniti	Izmene i dopune Pravilnika o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji kojim se uvode konkretni uslovi za licenciranje agregatora: između ostalog, minimalni kapitalni zahtevi, tehnički preduslovi (centar upravljanja, komunikacioni sistemi), procedura podnošenja zahteva i rok odlučivanja.
Zašto je važno	Bez poznatih uslova licenciranja, nijedan potencijalni agregator ne može pravno formalizovati svoju delatnost. Ovo je uslov nula — dok se ne reši, sve ostalo je teorija.
Koji rešava problem	Blokadu ulaska prvih agregatora na tržište. Tržišni učesnici procenjuju da je realan rok za prve agregatore kraj 2026 / početak 2027. godine, ali samo ako se ova izmena donese bez odlaganja.
Ko deluje	MRE (donošenje)
Prioritet	KRATKOROČNO — Q3 2026 KRITIČAN PRIORITET

P-2 Izmene Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja — definisati uslove i sadržinu ugovora o agregiranju

Šta treba promeniti	Vlada treba da izmeni Uredbu o uslovima isporuke i snabdevanja krajnjih kupaca električnom energijom, u skladu sa članom 214. Zakona o energetici, tako da se bliže urede uslovi za zaključenje i sadržina ugovora o agregiranju.
Zašto je važno	Pravni osnov postoji u Zakonu, ali proceduralni okvir koji reguliše odnos između agregatora, kupca i snabdevača nije ažuriran. Bez toga, prvi ugovori o agregaciji rizikuju pravnu nesigurnost.
Koji rešava problem	Smanjuje pravnu nesigurnost u prvim komercijalnim ugovorima o agregiranju i omogućava jasnije definisanje prava, obaveza, naknada, aktivacija, razmene podataka i odgovornosti između agregatora i korisnika fleksibilnosti.
Ko deluje	Vlada Republike Srbije, na predlog MRE
Prioritet	KRATKOROČNO — Q3 2026

P-3 Izmene Pravila o promeni snabdevača i agregatora

Šta treba promeniti	AERS donosi izmene Pravila koje treba da urede uslove i postupak promene snabdevača i agregatora, obaveze postojećeg i novog snabdevača/agregatora, uloge operatora sistema, prava kupca, rokove postupanja i druga pitanja od značaja za promenu snabdevača i agregatora.
Zašto je važno	Neophodno je detaljnije definisati operative procedure i odnose između učesnika kako bi se omogućila praktična i pravno sigurna primena agregacije.

Koji rešava	problem	Smanjuje regulatornu i proceduralnu neizvesnost u postupku promene agregatora, precizira uloge i obaveze svih učesnika i omogućava sigurnije i efikasnije funkcionisanje agregatora u praksi.
Ko deluje		AERS (priprema i donošenje)
Prioritet		KRATKOROČNO — Q3 2026

6.2 Pristup tržištu

Formalni pristup tržištu za agregatore na prenosnom nivou postoji od 1. januara 2026. godine. Međutim, procedure su formalno definisane, ali nikad praktično testirane. Na distributivnom nivou, tržišni pristup za agregatore i dalje ne postoji — nema pravnog osnova za pružanje usluga fleksibilnosti ODS-u.

P-4 OPS objavljuje operativno uputstvo za pretkvalifikaciju agregatora

Šta treba promeniti	OPS (EMS) objavljuje detaljan vodič "korak po korak" koji jasno opisuje: (a) koji dokumenti se podnose i u kom formatu, (b) koji su tehnički zahtevi za svaki tip resursa, (c) koji su rokovi u svakoj fazi postupka, (d) koji je kontakt za pitanja. Ovo nije nova regulativa, to je operativno pojašnjenje postojećih pravila.
Zašto je važno	Nijedan agregator nije prošao pretkvalifikaciju do sada. Potencijalni agregatori ne znaju šta ih konkretno čeka. Ovo je relativno jednostavna mera visokog uticaja.
Koji rešava problem	Nevidljivost procedure kao praktičnu barijeru ulaska. Isti efekat koji je Nemačka rešila Regelleistung portalom (ne novim zakonom, već transparentnošću)
Ko deluje	OPS (EMS) — operativno, bez zakonodavnog postupka
Prioritet	KRATKOROČNO — Q3 2026 Može se uraditi bez izmene ijednog propisa

P-5 OPS uvodi "interventne proizvode" sa nižim minimalnim kapacitetom

Šta treba promeniti	OPS definiše posebnu kategoriju fleksibilnih proizvoda sa: (a) nižim minimalnim kapacitetom ponude, (b) dužim rokom prethodnog obaveštenja, (c) jednostavnijom procedurom aktivacije. Namenjeno prvoj generaciji agregatora koji će agregirati resurse manjeg kapaciteta.
Zašto je važno	Standardni minimalni kapaciteti za nastup na balansnom tržištu mogu biti prepreka za prve agregatore koji grade portfelj.
Koji rešava problem	Visoke ulazne barijere koje efektivno isključuju male i nove agregatore iz tržišta u ranoj fazi razvoja.
Ko deluje	OPS (EMS) u koordinaciji sa AERS
Prioritet	KRATKOROČNO — Q4 2026

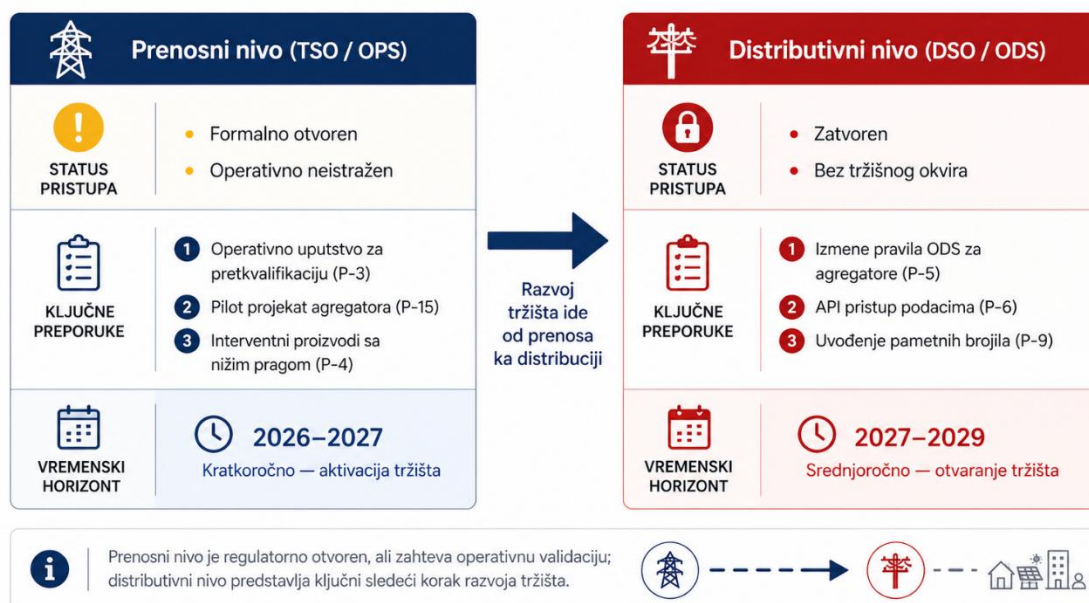
P-6 ODS donosi izmene Pravila o radu distributivnog sistema kojima obuhvata i agregatore

Šta treba promeniti	ODS (EDS) donosi izmene kojima se: (a) definiše pravo agregatora da pruža usluge fleksibilnosti ODS-u, (b) uređuju tehnički uslovi za registraciju resursa na
----------------------------	---

	distributivnom nivou, (c) definišu kategorije usluga koje ODS može nabavljati od agregatora.
Zašto je važno	Bez ove izmene Model B nema potpuno razvijen tržišni kanal. Agregatori koji grade portfelj distribuiranih resursa mogu ostvarivati određene koristi kroz optimizaciju potrošnje, smanjenje troškova nabavke električne energije i druge modele valorizacije fleksibilnosti, ali su prihodi od pružanja sistemskih i lokalnih usluga i dalje ograničeni i nedovoljno predvidivi. Posebno je otvoreno pitanje kolika je trenutna potreba ODS-a za uslugama fleksibilnosti i u kojoj meri postojeće procedure i alati omogućavaju njihovu praktičnu primenu. Pre razvoja lokalnog tržišta fleksibilnosti zato je potrebno unaprediti procese za procenu tokova snaga, raspoloživog kapaciteta mreže i identifikaciju lokalnih ograničenja, kako bi se jasno utvrdilo gde i kada fleksibilnost ima stvarnu vrednost za ODS.
Koji rešava problem	Nepostojanje tržišnog okvira za pružanje usluga fleksibilnosti ODS-u ograničava razvoj lokalnih usluga na distributivnom nivou, iako resursi priključeni na distributivnu mrežu mogu učestvovati u pružanju usluga OPS-u.
Ko deluje	ODS (EDS) uz koordinaciju sa AERS i MRE
Prioritet	SREDNJEROČNO — 2027–2028 Prioritetno za razvoj Modela B

Mapa pristupa tržištu po nivou mreže

Uporedni pregled prenosnog i distributivnog nivoa



Slika 66 - Uslovi za učešće agregatora na prenosnom i distributivnom nivou

6.3 Podaci, interoperabilnost i operativno upravljanje resursima

Agregator je u velikoj meri kompanija koja upravlja podacima, ali i operativnom koordinacijom fleksibilnih resursa. Bez pravovremenog, preciznog i standardizovanog pristupa mernim i operativnim podacima nije moguće pouzdano prognozirati portfelj, verifikovati isporučenu fleksibilnost, obračunati naknade niti urediti balansnu odgovornost.

Pored pristupa podacima, važno usko grlo predstavlja i operativno upravljanje resursima. Agregator mora imati mogućnost da izdaje naloge za aktivaciju, prati odziv resursa, potvrđuje izvršenje i razmenjuje operativne podatke sa relevantnim učesnicima. To zahteva komunikacionu opremu, softversku platformu, integraciju različitih tehničkih sistema, sajber

bezbednost i jasne protokole razmene podataka, što može predstavljati značajan trošak i prepreku za ulazak novih aktera na tržište.

Srbija ima jasne praznine u ovoj oblasti. Pravo pristupa podacima postoji u zakonskom okviru, ali standardizovani mehanizmi za razmenu podataka, interoperabilnost i tehničku koordinaciju između OPS-a, ODS-a, agregatora, snabdevača i balansno odgovornih strana tek treba da se razviju.

P-7 OPS i ODS definišu standardizovane API-je za pristup podacima agregatora

Šta treba promeniti	OPS i ODS objavljuju tehničke specifikacije za API pristup mernim podacima: (a) automatizovano preuzimanje podataka o potrošnji/proizvodnji, (b) definisan format podataka i protokol za razmenu podataka, (c) jasno određen rok isporuke podataka.
Zašto je važno	Bez standardizovanog pristupa, svaki agregator mora posebno pregovarati o pristupu podacima, što povećava troškove i stvara prostor za diskriminatorno postupanje.
Koji rešava problem	Ad hoc i nejednaki pristup podacima
Ko deluje	OPS (EMS) + ODS (EDS) uz regulatorni nadzor AERS
Prioritet	SREDNJEROČNO — 2027

P-8 Definisanje tehničkih zahteva za aktivaciju i operativno upravljanje fleksibilnim resursima

Šta treba promeniti	Potrebno je definisati minimalne tehničke zahteve za komunikaciju, aktivaciju i praćenje odziva fleksibilnih resursa u agregatorskim portfeljima. Ti zahtevi treba da obuhvate način izdavanja naloga za aktivaciju, potvrdu prijema i izvršenja naloga i razmenu operativnih podataka.
Zašto je važno	Agregator ne pruža samo komercijalnu uslugu objedinjavanja resursa, već mora operativno da upravlja portfeljem. To zahteva softversku platformu, komunikacionu opremu, tehničku integraciju resursa i jasne protokole, što može predstavljati značajan trošak i prepreku za ulazak na tržište.
Koji rešava problem	Smanjuje tehničku neizvesnost i rizik razvoja nekompatibilnih rešenja, olakšava ulazak agregatora na tržište i omogućava pouzdanu aktivaciju, praćenje i dokazivanje isporučene fleksibilnosti.
Ko deluje	OPS i ODS, uz regulatorni nadzor AERS-a.
Prioritet	SREDNJEROČNO — 2027

P-9 Uvođenje registra fleksibilnih resursa kao centralne evidencije

Šta treba promeniti	OPS, u koordinaciji sa ODS, uspostavlja digitalni registar koji sadrži: (a) listu svih pretkvalifikovanih članova agregatorskih grupa, (b) tehničke karakteristike svakog resursa (lokacija, tip, kapacitet, brzina odziva), (c) status pretkvalifikacije i rok važenja. Registar je dostupan svim tržišnim učesnicima koji imaju legitimni interes.
----------------------------	--

Zašto je važno	Bez centralne evidencije, ni OPS ni ODS ne mogu efikasno planirati angažovanje fleksibilnih resursa. Ovo je osnov za razvoj lokalnih proizvoda fleksibilnosti i koordinaciju između prenosnog i distributivnog nivoa.
Koji rešava problem	Rascepanost i nevidljivost dostupnih fleksibilnih resursa, što povećava troškove planiranja i smanjuje efikasnost sistema.
Ko deluje	OPS (EMS) u koordinaciji sa AERS i ODS
Prioritet	SREDNJOROČNO — 2028 U skladu sa EU Network Code on Demand Response

6.4 Merenje, verifikacija i poravnanje (kompenzacija)

Fleksibilnost postaje tržišna usluga tek kada se može pouzdano izmeriti i dokazati. Ključno usko grlo je metodologija određivanja osnovne linije (baseline) — tj. šta bi se desilo da aktivacija nije sprovedena. Bez transparentne i unifikovane metodologije, sporovi između agregatora i BOS odnosno snabdevača su neizbežni, a poverenje tržišnih učesnika ostaje nisko. Srbija formalno ima okvir (agregator definiše osnovnu liniju na osnovu svoje predikcije), ali kako na nivou EU još uvek nije definisana harmonizovana metodologija određivanja osnovne linije, rešenje koje je primenjeno u Srbiji može dovesti do gore pomenutih posledica.

Domaći regulatorni okvir primenjuje model energetske korekcije, prema kojem BOS snabdevača ne odgovara za odstupanja koja su posledica aktivacije upravljanja potrošnjom, dok se finansijsko poravnanje uređuje između krajnjeg kupca, agregatora, snabdevača i/ili balansno odgovornih strana koje su direktno pogođene aktivacijom. Zakon o energetici propisuje obavezu finansijskog poravnanja u skladu sa Pravilima o radu tržišta, a OPS je ovu obavezu dalje razradio kroz deo Pravila o radu tržišta koji uređuje način utvrđivanja nadoknade za učestvovanje u upravljanju potrošnjom. Time je formalni okvir za finansijsko poravnanje uspostavljen. Ipak, pošto u Srbiji još nema praktičnog iskustva sa radom agregatora, ostaje da se vidi kako će se ova pravila primenjivati u realnim tržišnim situacijama, posebno u odnosima između agregatora, snabdevača i balansno odgovornih strana.

P-10 Ubrzanje implementacije pametnih brojila kao strateškog prioriteta

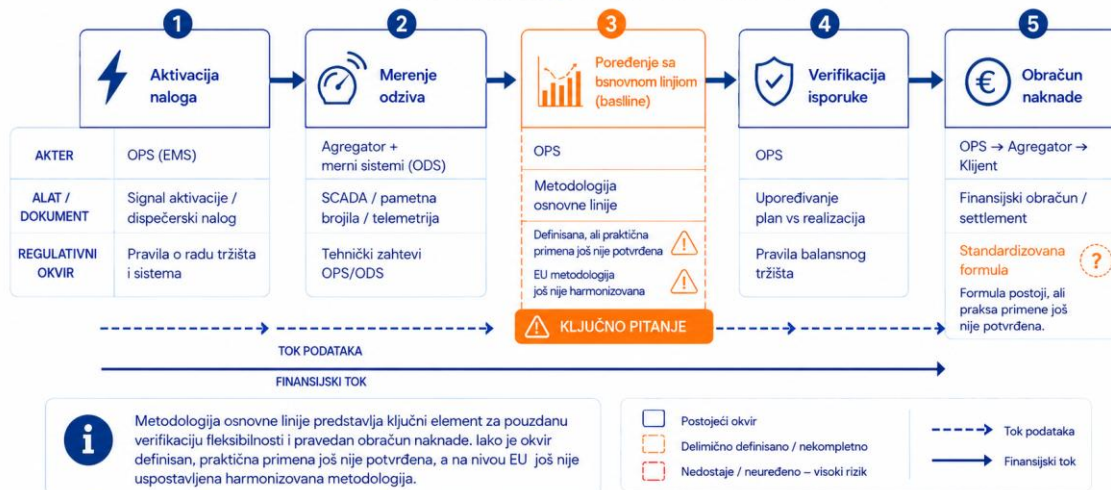
Šta treba promeniti	Program uvođenja pametnih brojila potrebno je redefinisati tako da se ne posmatra isključivo kao mrežni investicioni projekat, već kao ključna infrastruktura za razvoj tržišta fleksibilnosti i aktivnije učešće krajnjih korisnika.
Zašto je važno	Bez adekvatne pokrivenosti pametnim brojilima, a potencijal za aktivno upravljanje potrošnjom i decentralizovanu fleksibilnost ostaje neiskorišćen. Iako je OPS za pružanje usluga balansiranja predvideo da krajnji korisnik o svom trošku (ili o trošku agregatora) implementira novi tip brojila koji će omogućiti praćenje aktivacije za učešće na balansnom tržištu, to može stvoriti prepreku za otvaranje tržišta. Širi koncept može obuhvati instalaciju ovakvog tipa brojila kao rešenje kojim se ovo brojilo uzima i kao obračunsko te bi se modernizacija sproveda zarad sveobuhvatnog učešća i na maloprodajnom i balansnom tržištu.
Koji rešava problem	Uklanjanje ključni infrastrukturni nedostatak koji ograničava razvoj fleksibilnosti na distributivnom nivou i usporava modernizaciju maloprodajnog tržišta električne energije.
Ko deluje	MRE (strateška odluka) + ODS (EDS) (implementacija)

Prioritet

KRATKOROČNO do SREDNJOROČNO — plan do Q4 2026, implementacija 2027–2029

Lanac verifikacije fleksibilnosti

Proces od aktivacije do obračuna naknade



Slika 67 - Lanac verifikacije fleksibilnosti

6.5 Koordinacija OPS–ODS

Agregatoru koji deluje na resursima priključenim na distributivnu mrežu neophodna je koordinacija između OPS-a i ODS-a. OPS može dati nalog za aktivaciju koji utiče na lokalne tokove snage u distributivnoj mreži, a ODS mora biti u mogućnosti da spreči aktivacije koje bi narušile lokalne parametre mreže.

Bez formalizovanog protokola koordinacije postoji rizik od "duplog komandovanja" istim resursom i od konflikta između tržišnih signala i mrežnih ograničenja.

P-11 Uspostavljanje formalnog protokola koordinacije OPS–ODS za agregatore**Šta treba promeniti**

OPS i ODS zajednički definišu i objavljuju protokol koji reguliše: (a) razmenu informacija o raspoloživim fleksibilnim resursima i lokalnim mrežnim ograničenjima, (b) hijerarhiju prioriteta kada postoji konflikt između tržišne aktivacije i mrežnog ograničenja, (c) sistem upozorenja ("zelena/žuta/crvena zona") koji agregatoru signalizira lokalna ograničenja, (d) procedure za zajednički nadzor u slučaju aktivacija sa efektima na oba nivoa.

Zašto je važno

Bez jasne koordinacije, agregator koji aktivira resurs na osnovu naloga OPS-a može nenamerno narušiti lokalne mrežne parametre. ODS tada mora reagovati korektivno, što je skupo za sistem.

Koji rešava problem

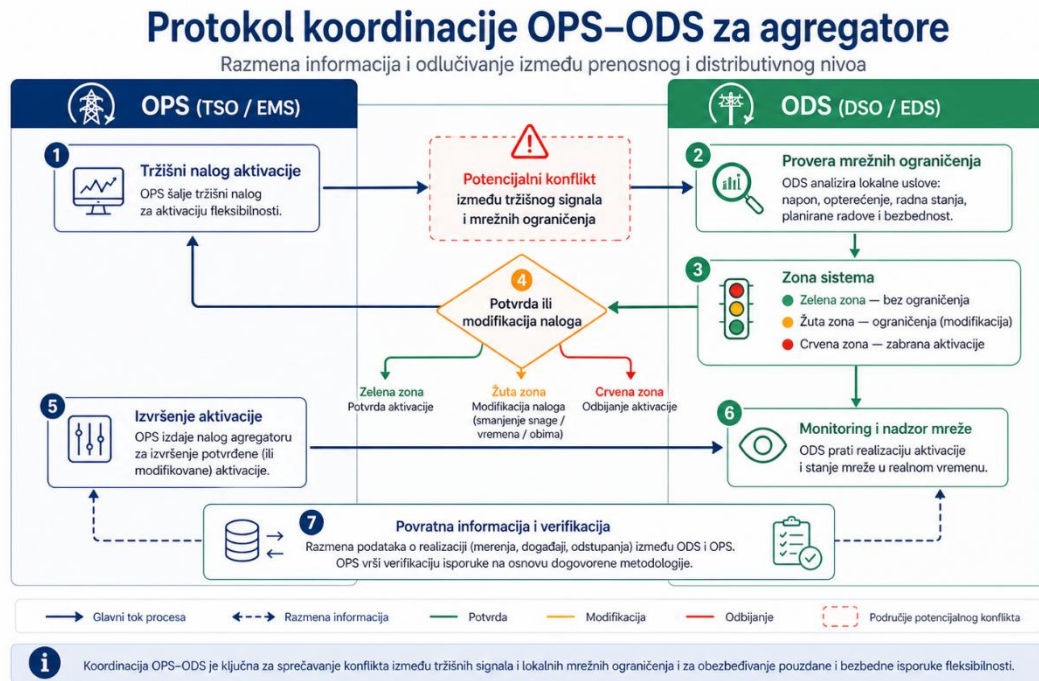
Operativne konflikte između prenosnog i distributivnog nivoa koji mogu ugroziti sistemsku stabilnost i povećati troškove redispeča.

Ko deluje

OPS (EMS) + ODS (EDS) — zajednička radna grupa

Prioritet

KRATKOROČNO — Q4 2026 | Može početi kao neformalni sporazum, potom biti formalizovan



Slika 68 - Protokol koordinacije OPS-ODS za agregatore

6.6 Ekonomski signali i podsticaji za fleksibilnost

Razvoj agregacije ne zavisi samo od tehničkih i regulatornih uslova, već i od toga da li krajnji kupci imaju ekonomski motiv da prilagode potrošnju, koriste skladištenje ili upravljaju sopstvenom proizvodnjom. Bez jasnih cenovnih i ugovornih signala, fleksibilnost ostaje tehnički moguća, ali komercijalno nedovoljno privlačna.

U Srbiji su ovi signali još uvek ograničeni: dinamičko tarifiranje nije razvijeno, PPA ugovori se slabo koriste kod manjih učesnika, a postojeći modeli za kupce-proizvođače ne podstiču dovoljno aktivno upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem.

P-12 Razvoj cenovnih signala koji podstiču fleksibilnost krajnjih kupaca

Šta treba promeniti	Postepeno razvijati cenovne i ugovorne modele koji podstiču fleksibilno ponašanje krajnjih kupaca: dinamičke tarife, vremenski diferencirane tarife, fleksibilne ugovore o snabdevanju, PPA ugovore i modele za kupce-proizvođače.
Zašto je važno	Krajnji kupci će učestvovati u agregaciji samo ako imaju jasan ekonomski signal da im se isplati da prilagode potrošnju, skladištenje ili korišćenje sopstvene proizvodnje.
Koji rešava problem	Slabe ekonomske podsticaje za fleksibilnost i nedovoljno razvijene tržišne modele za aktivne kupce i kupce-proizvođače.
Ko deluje	MRE, AERS, snabdevači
Prioritet	SREDNJOROČNO — 2027–2029

6.7 Informisanje tržišnih učesnika

Razvoj agregacije zavisi od poverenja krajnjih kupaca i njihove informisanosti o tome šta učešće u agregatorskoj grupi konkretno znači. Zato je potrebno obezbediti jasnu i razumljivu komunikaciju o ulozi agregatora, pravima kupaca, mogućim koristima i rizicima. To je važno za zaštitu potrošača, ali i za izgradnju poverenja bez kojeg nema šireg razvoja agregacije, posebno Modela B.

P-13 Javna kampanja informisanja o mogućnostima agregacije	
Šta treba promeniti	MRE, AERS i OPS zajednički objavljuju informativni paket koji objašnjava: (a) šta je agregator i čime se bavi, (b) koje su koristi za industrijskog potrošača, prosumera i domaćinstvo, (c) kako se postaje deo agregatorske grupe, (d) koje su zakonske garancije i prava. Paket treba da bude dostupan online, a MRE ga uključuje u postojeće platforme za energetske efikasnost i OIE.
Zašto je važno	Intervjuisani tržišni učesnici eksplicitno navode da je svest o agregatorima u Srbiji veoma niska — čak i kod učesnika na tržištu. Bez upoznavanja javnosti, ne može doći do akvizicije prvih klijenata.
Koji rešava problem	Nisku svest koja direktno usporava izgradnju agregatorskih portfelja i razvoj tržišta.
Ko deluje	MRE + AERS + OPS — zajednička inicijativa
Prioritet	KRATKOROČNO — Q3 2026 Nije zakon — to je komunikaciona mera

6.8 Pilot projekti i inicijalni razvoj tržišta

Pilot projekti su neophodni. Procedure za pretkvalifikaciju, merenje i verifikaciju formalno postoje, ali nijedan agregator ih nije prošao. Ne znamo gde su praktične slabosti, koji rokovi su realni, koji tehnički zahtevi su previše strogi i koji koraci su nejasni.

Samo stvarni pilot može odgovoriti na ova pitanja. Iskustvo Hrvatske pokazuje da pilot koji se dokumentuje i evaluira može biti direktan ulaz u reviziju regulatornog okvira — mnogo efikasnije nego teorijsko planiranje.

P-14 Pokretanje prvog pilot pretkvalifikacionog postupka sa agregatorom resursa priključenih na prenosnu mrežu	
Šta treba promeniti	OPS, u partnerstvu sa jednim ili dva industrijska kandidata, pokreće strukturisani pilot: (a) prolazak kroz celu proceduru od podnošenja zahteva do pretkvalifikacionog ispitivanja, (b) strukturisano dokumentovanje svakog koraka, (c) objavljivanje izveštaja sa nalazima koji ulaze u reviziju procedure.
Zašto je važno	Ovo je najvažniji pojedinačni korak koji Srbija može preduzeti. Sve preporuke u ovom poglavlju su zasnovane na analizi i međunarodnom iskustvu — ali stvarno stanje procedure znamo samo kada kroz nju prođemo. Bez pilota, okvir ostaje "papirnat".
Koji rešava problem	Nepoznanicu o praktičnom funkcionisanju procedura, koja je trenutno ozbiljnija barijera nego regulatorna praznina. Pilot pretvara nepoznato u znanje.
Ko deluje	OPS (EMS) — operativna koordinacija · AERS — nadzor i evaluacija · Pilot agregator — privatni sektor
Prioritet	KRATKOROČNO — Q4 2026 NAJVAŽNIJA KRATKOROČNA MERA

P-15 Uspostavljanje mehanizma za evaluaciju i povratnu spregu iz tržišta

Šta treba promeniti	AERS uspostavlja godišnji ciklus pregleda tržišta agregacije koji uključuje: (a) prikupljanje povratnih informacija od aktivnih agregatora i pretkvalifikovanih kandidata, (b) analizu tržišnih indikatora (broj učesnika, obim tržišta, cene), (c) identifikaciju prepreka koje su se pojavile u praksi, (d) reviziju propisa i procedura gde je potrebno. Ovaj mehanizam sprečava "regulatornu osifikaciju".
Zašto je važno	Tržište fleksibilnosti je novo i dinamično. Okvir koji je dobar u 2026. ne mora biti dobar u 2028. Bez strukturisane povratne sprege, regulatorna praznina između teorije i prakse samo raste.
Koji rešava problem	Statičnost regulatornog okvira u uslovima brzih promena tržišta i tehnologije.
Ko deluje	AERS (koordinacija) · OPS, ODS, agregatori (input)
Prioritet	KRATKOROČNO — uspostaviti mehanizam do Q4 2026; godišnji ciklus od 2027.

6.9 Prioritetna tabela svih mera

Tabela 3 prikazuje sve preporuke sistematizovane po vremenskom horizontu, odgovornoj instituciji i relevantnom poslovnom modelu.

Tabela 8 - Prioritetna tabela preporuka za razvoj agregatora u Srbiji

#	Mera / Preporuka	Ko deluje	Rok	Relevantni model
KRATKOROČNE MERE (2026–2027) — Otvoriti tržište				
1	Izmene Pravilnika o licenci — konkretni uslovi za licenciranje agregatora	MRE	Q3 2026	Svi modeli
2	Izmene Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja — uslovi i sadržina ugovora o agregiranju	Vlada RS, na predlog MRE	Q3 2026	Svi modeli
3	Izmene Pravila o promeni snabdevača i agregatora	AERS	Q3 2026	Svi modeli
4	OPS objavljuje uputstvo za pretkvalifikaciju "korak po korak"	OPS	Q3 2026	Svi modeli
5	Pokretanje prvog pilot pretkvalifikacionog postupka sa agregatorom resursa priključenih na prenosnu mrežu	OPS + pilot agregator	Q4 2026	Model A
6	Javni vodič za potencijalne agregatore: prilike, procedure, uslovi	MRE + AERS	Q3 2026	Svi modeli
7	OPS uvodi "interventne proizvode" sa nižim minimalnim kapacitetom	OPS	Q4 2026	Model A, C
8	Protokol koordinacije OPS–ODS za aktivacije agregatora	OPS + ODS	Q4 2026	Svi modeli
9	Uspostavljanje mehanizma za evaluaciju i povratnu spregu iz tržišta	AERS + OPS + ODS + agregatori	Q4 2026, zatim godišnje od 2027	Svi modeli

SREDJOROČNE MERE (2027–2029) — Razviti infrastrukturu i otvoriti DS nivo

10	Izmene Pravila o radu distributivnog sistema — otvaranje tržišta fleksibilnosti na nivou DS	ODS koordinaciju AERS i MRE uz sa	2027–2028	Model B
11	Standardizovani API-j za pristup mernim podacima agregatora	OPS + ODS	2027	Svi modeli
12	Definisanje tehničkih zahteva za aktivaciju i operativno upravljanje fleksibilnim resursima	OPS + ODS, uz regulatorni nadzor AERS	2027	Svi modeli
13	Registar fleksibilnih resursa — centralna evidencija kapaciteta	OPS, koordinaciji AERS i ODS u sa	2028	Svi modeli
14	Ubrzanje implementacije pametnih brojala kao strateškog prioriteta	MRE + ODS	2027–2029	Model B
15	Razvoj cenovnih signala koji podstiču fleksibilnost krajnjih kupaca	MRE + AERS + snabdevači	2027–2029	Model B, delimično A

DUGOROČNE MERE (2029–2031) — Integracija i EU usklađivanje

16	Puno usklađivanje sa EU Network Code on Demand Response	MRE + AERS	2029–2030	Svi modeli
17	Centralizovani digitalni portal za pretkvalifikaciju	OPS (EMS)	2028–2029	Model A, C
18	Razmatranje uvođenja kapacitetnog mehanizma koji uključuje agregatore fleksibilnosti	MRE + OPS	2030	Model A, C
19	Postepeno otvaranje tržišta nefrekventnih pomoćnih usluga za fleksibilne resurse	OPS + ODS uz regulatorni okvir	2030–2031	Svi modeli
20	Evaluacija i revizija poslovnih modela na osnovu iskustva iz pilot faze	AERS + OPS + MRE	2030–2031	Svi modeli

IMPLIKACIJE ZA DONOSIOCE ODLUKA

- MRE: ključna kratkoročna odgovornost je da se obezbedi pravni osnov za praktičan rad agregatora kroz izmene Pravilnika o licenci i Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja, posebno u delu koji se odnosi na uslove i sadržinu ugovora o agregiranju.
- AERS: treba da ažurira Pravila o promeni snabdevača i agregatora, kako bi se jasno uredile procedure promene agregatora, obaveze postojećeg i novog učesnika, prava kupaca i rokovi postupanja. AERS ima važnu ulogu i u regulatornom nadzoru nad razvojem tržišnih pravila i zaštitom nediskriminatornog pristupa.
- OPS/EMS: operativno uputstvo za pretkvalifikaciju, eventualni interventni proizvodi sa nižim minimalnim kapacitetom i pokretanje prvog pilot pretkvalifikacionog postupka predstavljaju ključne mere za pretvaranje formalnog okvira u stvarno tržišno iskustvo.
- ODS/EDS: izmene Pravila o radu distributivnog sistema i bolja koordinacija sa OPS-om preduslov su za razvoj lokalnih usluga fleksibilnosti i šireg razvoja Modela B, posebno za distribuirane resurse, prozjume i buduće VPP portfelje.
- Privatni sektor: regulatorni okvir je dovoljno napredovao za prve korake — čekanje na "savršen" okvir odlaže izgradnju tržišnog iskustva.

POGLAVLJE 7

7 Plan razvoja tržišta agregacije u Srbiji (2026–2031)

Plan koji sledi nije idealistični scenario, već realistična sekvenca koraka zasnovana na domaćim institucionalnim kapacitetima, identifikovanim regulatornim nedostacima i iskustvima zemalja koje su prošle sličan put. Svaka faza ima jasnu logiku: šta mora biti ispunjeno da bi sledeća faza mogla da počne.

LOGIKA TROFAZNOG PLANA

- Faza I (2026–2027) — Stabilizacija: formalni okvir postaje operativan, pojavljuju se prvi pravi agregatori.
- Faza II (2028–2029) — Ekspanzija: raste broj aktera, otvara se ODS tržišni kanal, diversifikuju se modeli.
- Faza III (2030–2031) — Integracija: puna tržišna zrelost i usklađivanje sa EU standardima.
- Faza II ne može početi dok Faza I nije ostvarila definisani minimum.



Slika 69 - Razvojni put tržišta agregacije

7.1 Tri faze razvoja

Razvoj agregatora u Srbiji podeljen je u tri faze koje prate logiku "stabilizacija – ekspanzija – integracija". Faza I (2026–2027) ima jedan primarni cilj: da formalni okvir postane operativan i da se pojave prvi pravi agregatori. Faza II (2028–2029) proširuje broj aktera, otvara novi tržišni kanal (ODS) i diversifikuje modele. Faza III (2030–2031) donosi punu tržišnu zrelost i usklađivanje sa EU standardima. Granice između faza nisu oštre, ali Faza II ne može početi dok Faza I nije ostvarila minimum.

Tabela 9 - Plan razvoja tržišta agregacije u Srbiji 2026–2031

#	Oblast	Akcija / Korak	Ključni ishod / Uslov za sledeću fazu
FAZA I — Osnivanje i pilotiranje (2026–2027)			
1	Licenciranje	MRE donosi izmene Pravilnik o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji — definišu se uslovi za agregatore	<i>Prva licenca agregatora izdata</i>
2	Pravni okvir	Izmene Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja — definisanje uslova i sadržine ugovora o agregiranju	<i>Uspostavljen pravni osnov za zaključivanje ugovora o agregiranju</i>
3	Tržišni pristup	Izmene Pravila o promeni snabdevača i agregatora	<i>Jasno definisana procedura promene agregatora i prava tržišnih učesnika</i>
4	Tržišni pristup	OPS objavljuje operativno uputstvo za pretkvalifikaciju aFRR/mFRR	<i>Dokument javno dostupan; nema nejasnoća u proceduri</i>
5	Tržišni pristup	OPS uvodi interventne proizvode sa nižim minimalnim kapacitetom	<i>Otvoreni prvi tender za fleksibilnost</i>
6	Pilot	Sprovođenje prvog pilot pretkvalifikacionog postupka sa agregatorom resursa priključenih na prenosnu mrežu	<i>Izveštaj sa nalazima — slabosti dokumentovane i adresovane</i>
7	Koordinacija	OPS i ODS definišu protokol koordinacije za aktivacije	<i>Nema operativnih konflikata između prenosnog i distributivnog nivoa</i>
8	Komunikacija	MRE + AERS objavljuju informativni paket za industriju i prozjumere	<i>Svest o agregatorima povećana; prvi komercijalni kontakti</i>
9	Model aktivan	A Agregatori resursa na prenosnoj mreži nastupaju na balansnom tržištu	<i>Prvo plaćanje od OPS-a agregatoru — tržište je živo</i>
FAZA II — Skaliranje i diversifikacija (2028–2029)			
10	Podaci	OPS i ODS uspostavljaju standardizovane API-je za pristup mernim podacima	<i>Agregatori pristupaju podacima automatizovano</i>
11	ODS tržište	ODS donosi izmene Pravila o radu distributivnog sistema	<i>Model B dobija tržišni kanal; prozjumeri postaju izvor prihoda</i>
12	Model aktivan	B Agregatori prozjumeri/VPP aktivni u segmentima sa pametnim brojlama	<i>Virtuelna elektrana isporučuje prve usluge na ODS nivou</i>
13	Model aktivan	C BESS agregatori pretkvalifikovani za aFRR — revenue stacking aktivan	<i>OIE investitori koriste ugovorenu rezervu umesto sopstvenih baterija</i>
14	Registar	Uspostavljanje registra fleksibilnih resursa — centralna evidencija	<i>OPS/ODS planiraju angažovanje resursa na osnovu verifikovanih podataka</i>
15	Evaluacija	AERS sprovodi prvi godišnji pregled tržišta agregacije	<i>Regulatorni okvir revidiran tamo gde praksa pokazuje slabosti</i>
FAZA III — Zrelost i EU integracija (2030–2031)			
16	EU usklađivanje	Puna transpozicija EU Network Code on Demand Response	<i>Agregatori ravnopravni sa EU akterima — prekogranično učešće moguće</i>
17	Digitalna platforma	OPS uspostavlja centralizovani digitalni portal za pretkvalifikaciju	<i>Pretkvalifikacija traje dane, ne mesece</i>
18	Kapacitetni meh.	Razmatranje uvođenja kapacitetnog mehanizma koji uključuje agregatore	<i>Agregatori imaju dugoročni prihodni tok koji poboljšava bankabilnost</i>
19	Nefrekventne pomoćne usluge	Postepeno otvaranje tržišta nefrekventnih pomoćnih usluga za fleksibilne resurse	<i>Agregatori učestvuju u uslugama regulacije napona, upravljanja reaktivnom snagom i lokalnim zagušenjima</i>

20	Zrelo tržište	Sva tri modela aktivna, tržište ima >5 aktivnih agregatora	<i>Srbija ima funkcionalno tržište agregacije — referenca u regionu</i>
----	----------------------	--	---

7.2 Faza I (2026–2027): Od papira do prvog tržišnog učesnika

Ovo je najkritičnija faza — ne zato što je najambicioznija, već zato što sve zavisi od njenog uspešnog završetka. Ako do kraja 2026. ne postoje uslovi za licenciranje, operativno uputstvo za pretkvalifikaciju i bar jedan ozbiljan kandidat koji prolazi kroz proceduru, tržište ostaje u začaranom krugu gde svi čekaju da neko prvi učini korak.

MINIMUM KOJI FAZA I MORA POSTIĆI

- Bar jedna izdata licenca agregatora.
- Bar jedan pretkvalifikovani resurs za nastup na balansnom tržištu.
- Prva finansijska transakcija za uspešnu agregatorsku uslugu.
- Prva stvorena vrednost od strane agregatora.
- Bar jedno izveštavano iskustvo iz tog procesa koje ulazi u reviziju procedura.

ŠTA SE DEŠAVA AKO FAZA I ZAKASNI

- Tržište ostaje u začaranom krugu — svi čekaju da neko prvi učini korak.
- Formalni okvir postepeno zastareva i opisuje tržište koje nikad nije zaživelo.

7.3 Faza II (2028–2029): Diversifikacija i otvaranje distributivnog nivoa

Faza II počinje kada Faza I postigne minimum i kada iz prve generacije agregatora postoji dovoljno iskustva da regulatorni okvir može biti revidiran na osnovu stvarnih podataka. Ključni katalizator Faze II je donošenje izmena Pravila o radu distributivnog sistema — taj korak otvara Model B i transformiše agregatore od aktera koji deluju samo na prenosnom nivou u aktere koji mogu pružati vrednost celom sistemu. Faza II je i faza u kojoj BESS agregacija (Model C) dobija na snazi, jer će do 2028. biti priključeno dovoljno novih OIE projekata da obaveza rezervnog kapaciteta postane materijalan tržišni faktor.

7.4 Faza III (2030–2031): Zrelost i EU integracija

Faza III nije cilj sama po sebi — ona je prirodna posledica uspešno sprovedene Faze II. Do 2030, ako je razvoj tekao prema planu, Srbija bi trebalo da ima funkcionalno tržište fleksibilnosti na prenosnom nivou, otvoreno tržište fleksibilnosti na DS sa prvim transakcijama i regulatorni okvir koji je prošao bar jednu reviziju. Ono što Faza III donosi kao novu vrednost nije samo usklađivanje sa EU — to je i mogućnost da Srbija postane regionalni primer dobre prakse. Zapadni Balkan nema razvijenih tržišta fleksibilnosti.

POGLAVLJE 8

8 Zaključak

Ova studija polazi od pitanja da li Srbija ima uslove za razvoj funkcionalnog tržišta električne agregacije i koje korake je potrebno preduzeti da bi se taj razvoj zaista pokrenuo. Analiza pokazuje da osnovni preduslovi postoje, ali da tržište još nije operativno zaživelo.

CENTRALNI ZAKLJUČAK STUDIJE

- Srbija nije u poziciji koja zahteva revoluciju — zakon postoji, tržišna pravila su ažurirana, procedure su propisane, a tehnički preduslovi na prenosnom nivou su u osnovi definisani.
- Postoji jaz između formalnog okvira i operativne realnosti — nijedan agregator do sada nije licenciran, nijedan pretkvalifikacioni postupak za agregatore još nije sproveden u praksi (postojeći pružaoci, poput EPS-ovih resursa, su pretkvalifikovani kroz raniji okvir sistemskih usluga).
- Taj jaz između regulatornog papira i tržišne prakse nije specifičan za Srbiju — ali je specifičan za ovu fazu razvoja, i upravo ta faza je ona u kojoj se mora delovati.

8.1 Šta je pokazala analiza

Analiza kroz četiri radna paketa pokazuje da je agregacija resursa priključenih na prenosnu mrežu (industrijska potrošnja i elektrane na prenosnom sistemu) najrealističniji prvi korak. Model A može biti pokrenut u kratkom roku, pod uslovom da se definišu uslovi za licenciranje agregatora i objave jasna operativna uputstva za pretkvalifikaciju. To su ograničene i konkretne mere, koje ne zahtevaju duboke institucionalne reforme.

Modeli B i C imaju značajan srednjoročni i dugoročni potencijal, ali njihova priprema mora početi odmah. Za agregaciju prozjumeru ključni su pametna brojila, razmena podataka i razvoj distributivnog tržišta fleksibilnosti. Za BESS i hibridne modele važni su jasni ugovorni odnosi, pretkvalifikacija i stabilan okvir za valorizaciju više izvora prihoda. Ova analiza ne isključuje postojanje drugih modela koji mogu biti formirani u budućnosti.

8.2 Redosled neophodnih koraka

Preporuke iz Poglavlja 6 treba posmatrati kao redosled praktičnih koraka, a ne kao opštu listu poželjnih reformi. Prioritet treba dati merama koje omogućavaju prvi ulazak agregatora na tržište i testiranje procedura u praksi.

Ključne kratkoročne aktivnosti su:

- definisanje uslova za licenciranje agregatora;
- objavljivanje operativnog uputstva za pretkvalifikaciju;
- sprovođenje prvog pilot postupka pretkvalifikacije;
- definisanje minimalnih standarda ugovora o agregaciji radi zaštite krajnjih korisnika.

Ove mere bi omogućile da se postojeći okvir proveru u praksi i da se identifikuju eventualne prepreke pre nego što tržište uđe u fazu šireg razvoja.

8.3 Povoljan trenutak za razvoj

Usvajanjem Zakona o energetici stvoren je povoljan trenutak za razvoj agregacije, ali taj period neće trajati neograničeno. Ako se u narednom periodu ne pojave prvi licencirani agregatori, ne sprovedu prve pretkvalifikacije i ne testiraju prvi tržišni modeli, postoji rizik da formalni okvir ostane neiskorišćen.

Srbija ima realnu mogućnost da do 2031. godine razvije funkcionalno tržište agregacije i postane relevantan regionalni primer. To ne zahteva novu veliku strategiju, već sprovođenje ograničenog broja konkretnih mera u pravom redosledu.

Ukoliko se kratkoročne mere sprovedu tokom 2026. godine, Srbija može do 2028. imati funkcionalan početni model industrijske agregacije, a do 2030. razvijeniji okvir za šire tržišno učešće fleksibilnih resursa. Ukoliko se odluke odlože, razvoj tržišta neće stati zbog jednog velikog problema, već zbog niza manjih kašnjenja koja zajedno mogu blokirati praktičnu primenu agregacije.

DVA SCENARIJA

- Ako se kratkoročne mere sprovedu tokom 2026. godine, Srbija može do 2028. razviti funkcionalno tržište industrijske agregacije, a do 2030. postati primer dobre prakse u regionu.
- Ukoliko se ove aktivnosti odlože, vremenski prostor za pravovremeni razvoj tržišta postepeno će se sužavati, ne kroz jedan ključni zastoј, već kroz niz manjih odlaganja koja kumulativno usporavaju i ograničavaju razvoj tržišta.
- Razlika između ova dva scenarija svodi se na ograničen broj konkretnih koraka: izmene relevantnih pravilnika, objavljivanje operativnog uputstva i sprovođenje pilot-projekta.