

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VLOGA AGREGATORJA PRI VZPOSTAVITVI TRGA VODENEGA
POLNJENJA ELEKTRIČNIH VOZIL**

Ljubljana, december 2022

JAN KOROŠEC

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Jan Korošec, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Vloga agregatorja pri vzpostavitvi trga vodenega polnjenja električnih vozil, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem doc. dr. Antonom Manfredo

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne _____

Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD	1
1 RAZVOJ ELEKTROMOBILNOSTI	4
1.1 Električna vozila in njihova opredelitev	4
1.2 Analiza razvoja trga EV	5
1.3 Polnilna infrastruktura EV	6
1.3.1 Razširjenost in vrste polnilnic	6
1.3.2 Standardi in protokoli povezovanja	7
1.4 Stanje elektromobilnosti na izbranih trgih	8
2 RAZVOJ IN UREDITEV TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO.....	10
2.1 Reforme EU za liberalizacijo elektrogospodarstva	10
2.2 Razvoj elektrogospodarstva v Sloveniji.....	12
2.3 Značilnosti deležnikov slovenskega trga z električno energijo	13
2.3.1 Proizvodnja.....	14
2.3.2 Prenos	15
2.3.3 Distribucija	16
2.3.4 Dobava.....	16
2.3.5 Odjem	17
2.3.6 Shranjevanje	18
2.3.7 Agregiranje	19
2.3.8 Trgovanje z energijo.....	19
2.4 Viri energije, regulacija in trgovanje	20
2.4.1 Maloprodajni trg z električno energijo v Sloveniji.....	21
2.4.2 Veleprodajni trg z električno energijo v Sloveniji.....	22
3 IZZIVI IN PRILOŽNOSTI INFRASTRUKTURE OMREŽJA PRIHODNOSTI.....	22
3.1 Izzivi	23
3.1.1 EV in vpliv na energetske sistem	23
3.1.2 Konične obremenitve.....	24
3.1.3 Povečevanje deleža energije iz OVE.....	25
3.2 Prožnost odjema.....	27
3.2.1 Tržno področje – prožnost.....	29

3.2.2	Tržno področje – dobava.....	29
3.2.3	Regulirano področje – sistemske storitve.....	30
3.2.4	Področje aktivnega odjemalca.....	30
3.3	Vzpostavitev vloge agregatorja	33
3.3.1	Umestitev agregatorja v EES	33
3.3.2	Primer vpeljave agregatorja	34
3.3.3	Pilotni projekti.....	36
3.4	Vodeno polnjenje EV.....	38
3.4.1	Karakteristike baterij, polnilnic in vozil za vodeno polnjenje	38
3.4.2	Dejavniki privzemanja vodenega polnjenja	40
4	METODOLOGIJA RAZISKAVE	41
4.1	Izvedba intervjujev.....	42
4.2	Pregled osnovnih vprašanj za poglobljene intervjuje	44
5	REZULTATI RAZISKAVE GLEDE AGREGATORJA NA TRGU VODENEGA POLNJENJA	45
5.1	Analiza intervjuja z regulatorjem trga.....	45
5.1.1	Pogled na obstoječe stanje trga	45
5.1.2	Pogled na nove vloge v okviru prožnosti odjema	46
5.2	Analiza intervjujev z elektrooperaterjema	47
5.2.1	Izzivi sočasnosti odjema in spoznavnosti omrežja.....	47
5.2.2	Priložnosti merjenja odjema.....	47
5.2.3	Dojemanje vloge agregatorja	48
5.3	Analiza intervjujev z dobavitelji	50
5.3.1	Interes za vstop na trg agregatorja.....	50
5.3.2	Interes za vodeno polnjenje.....	51
5.3.3	Pomembnost razumevanja končnih odjemalcev	52
5.4	Ključne ugotovitve izbranih deležnikov	53
6	DISKUSIJA O PREDLOGIH AKTIVNOSTI DELEŽNIKOV ZA VZPOSTAVITEV VODENEGA POLNJENJA	54
6.1	Razvoj poslovnih modelov	54
6.1.1	Zasnova poslovnih modelov.....	55
6.1.2	Obravnavna in reševanje ovir.....	56
6.1.3	Razvoj poslovnih modelov in platform.....	57

6.2	Razvoj platforme za izmenjavo podatkov	57
6.2.1	Določitev ustreznosti merilnih naprav.....	58
6.2.2	Registracija zasebne polnilne infrastrukture.....	59
6.3	Omejitve in predlog nadaljnjih raziskav	60
	SKLEP	61
	LITERATURA IN VIRI	62
	PRILOGE.....	69

KAZALO TABEL

Tabela 1:	Primerjava nekaterih najbolj razširjenih vtičnic za polnjenje EV v Evropi	8
Tabela 2:	Primerjava elektromobilnosti na Norveškem, v EU in Sloveniji v letu 2021	9
Tabela 3:	Deleži proizvajalcev električne energije v letu 2020 v Sloveniji	14
Tabela 4:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu za gospodinjiski odjem.....	17
Tabela 5:	Delež proizvodnje elektrike v Sloveniji iz različnih virov energije	25
Tabela 6:	Primerjava proizvodnje in odjema nekoč in danes	26
Tabela 7:	Pripravljenost na plačilo ali višina nadomestila glede na rezultate raziskave med odjemalci	32
Tabela 8:	Nekateri pilotni projekti na področju prilagojenega odjema	36
Tabela 9:	Profili intervjuvancev – dobaviteljev	43
Tabela 10:	Združeni izzivi in predlogi obeh elektrooperaterjev.....	49
Tabela 11:	Zbirni prikaz interesa dobaviteljev za vstop na področje agregatorja, vodenega polnjenja in lastništva polnilnih postaj	51
Tabela 12:	Ocena dejavnikov za privzemanje s strani odjemalca	53

KAZALO SLIK

Slika 1:	Odločilni dejavniki za nakup EV med 12.000 uporabniki na Norveškem.....	9
Slika 2:	Struktura porabnikov električne energije v letu 2020 po deležu odjema.....	18
Slika 3:	Koncentracija trga dobaviteljev v državah članicah EU glede na Herfindahl- Hirschman indeks (HHI) in razmerje koncentracije (CR_m).....	22
Slika 4:	Shema deležnikov na trgu prožnosti odjema.....	28
Slika 5:	Prevladujoča koncepta umestitve agregatorja v odvisnosti do ostalih deležnikov na trgu.....	34
Slika 6:	Značilnosti, ki jih uporabniki pričakujejo v aplikaciji za vodeno polnjenje EV	41
Slika 7:	Število intervjuvanih podjetij glede na dejavnost	43
Slika 8:	Predlagane aktivnosti in nosilci pri razvoju poslovnih modelov agregatorja	55

Slika 9: Prilagojen »St. Gallen model za razvoj poslovnega modela«.....	56
Slika 10: Predlog scenarijev za platformo za izmenjavo podatkov	59

KAZALO PRILOG

Priloga 1: Struktura vprašalnika za poglobljeni intervju z regulatorjem trga	1
Priloga 2: Struktura vprašalnika za poglobljena intervjuja z elektrooperaterjema	2
Priloga 3: Struktura vprašalnika za poglobljene intervjuje z dobavitelji	3

SEZNAM KRATIC

angl. – angleško

ACER – (angl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators); Agencija za sodelovanje energetske regulatorjev

AFIR – (angl. Alternative Fuels Infrastructure Regulation); Regulacija na področju infrastrukture za alternativna goriva

EES – elektroenergetski sistem

EU – (angl. European Union); Evropska unija

EV – (angl. Electric Vehicle); električno vozilo

IEA – (angl. International Energy Agency); Mednarodna agencija za energijo

OVE – obnovljivi viri energije

PHEV – (angl. Plug-In Hybrid Electric Vehicle); priključno hibridno električno vozilo

UVOD

Sodobno življenje si težko predstavljamo brez nekaterih dobrin, in to še posebej velja za električno energijo, ki je vpeta v vse plati našega vsakdanjika. V zadnjih letih se je zgodil velik napredek tudi pri mobilnosti, kjer je elektrika, kot pogovorno imenujemo električno energijo, postala pomemben del električnih vozil (v nadaljevanju EV). Po napovedih Mednarodne agencije za energijo bodo EV že do leta 2030 namesto današnjih 0,3 % predstavljala 4 % svetovnega povpraševanja po električni energiji, zato bodo izzivi, povezani z infrastrukturo, vedno bolj pereči. Potrebna bo sprememba infrastrukture, ki bo zmožna podpirati tovrstno količino EV (IEA, 2020). Za elektroenergetski sistem (v nadaljevanju EES), ki je od nekdaj veljal za konservativnega in predvidljivega, energetika pa za tradicionalno panogo z nižjo dinamiko sprememb, so trenutni trendi pravi izziv in jih je treba aktivno spremljati (ELES, 2021).

Po definiciji električna energija potuje po prenosnem ter po distribucijskem omrežju, za njeno zanesljivo oskrbo pa skrbijo številni vmesni deležniki, ki energijo dovajajo do porabnika elektrike oziroma končnega odjemalca. V okviru EES je bila vloga končnega odjemalca tradicionalno gledano vedno pasivna: odjemalec je povpraševal po energiji, ko jo je potreboval, energijo pa so zagotavljali veliki proizvodni obrati (BEUC, 2019). Danes vedno večji delež električne energije iz obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) proizvedejo manjši proizvodni obrati. Po podatkih Agencije za energijo (2021) v Sloveniji že več kot tretjino električne energije letno proizvedemo s pomočjo OVE. Podatki razkrivajo, da je leta 2020 globalna proizvodnja električne energije iz OVE doživela rekordno rast, h kateri je energija, pridobljena iz vetra in sonca, skupaj prispevala skoraj dve tretjini (IEA, 2021).

Značilnost proizvodnje električne energije iz OVE, kot sta vetrna in sončna energija, je zaradi vpliva vremenskih pojavov podvržena nepredvidljivosti in oteženemu napovedovanju količine proizvodnje, posledično pa izziv za ohranjanje ravnovesja ponudbe in povpraševanja električne energije. Predvsem je zanesljiva oskrba kritična v času koničnih obremenitev ali konic odjema, ko v delih dneva povpraševanje zaradi različnih dejavnikov preseže razpoložljivo ponudbo energije (Agencija za energijo, 2022a). Pri tem se morajo aktivirati mehanizmi za zagotavljanje ravnovesja v sistemu. Problematiki pritrjuje tudi Mednarodna agencija za energijo, ki kot največji izziv prihodnosti navaja uravnavanje odjema električne energije. Izpostavlja, da bi lahko odjemalci iz trenutno pasivne vloge pridobili aktivno vlogo v EES ter tako postali aktivni odjemalci, ki bi prilagajali odjem glede na informacije v okolju (IEA, 2020).

Kot menijo Batič, Marčič in Stergar (2019), je prednost prožnosti na podlagi prilagajanja odjema predvsem pri nižjih stroških investicij in zamiku investicijskih ciklov za vzdrževanje in obnovo omrežij. Z zavedanjem, da prirast EV vedno bolj vpliva na omrežje, naraščanje OVE pa vse težje omogoča zanesljivo oskrbo, se pojavljajo tehnološke in normativne rešitve, ki bodo omogočile prožnost odjema. Med najpogosteje predlaganima sta vpeljava

prilagodljivih načinov zaračunavanja električne energije, ki spodbuja polnjenje EV izven konic odjema, ter vpeljava naprednih načinov polnjenja, kot je tehnologija vodenega polnjenja (angl. controlled charging). Gre za način polnjenja, ki omogoča nadzor nad polnjenjem, pri čemer EV deluje kot prilagodljiv odjemalec električne energije, ki daje upravljalcu v času polnjenja določeno mero prožnosti (Wangsness & Halse, 2021).

Za izkoriščanje prožnosti odjema je potrebno večje število posameznih vodeno polnjenih EV, zato se bodo na trgu pojavili deležniki, ki bodo ponujali tovrstne storitve. Kot ugotavlja Verzijlbergh (2013), so v znanstveni literaturi pogosto opredeljeni s pojmom agregatorji. Na slovenskem EES je agregator uveljavljena vloga tradicionalnega ponudnika sistemskih storitev, ki ponuja prožnost večjih proizvodnih enot, kot so hidroelektrarne, plinske elektrarne in baterijski hranilniki. Z vodenim polnjenjem in aktivnim odjemalcem pa se vzpostavlja nov, t. i. lokacijski trg, s pomočjo katerega bo mogoče storitve prožnosti odjema ponujati glede na lokacije, kjer se pojavi potreba v omrežju (Naš stik, 2021). Po mnenju Evropske komisije je obstoječ sistem naravnano na potrebe tradicionalnih agregatorjev, težava pa so predvsem usmeritve trgov, ki s prilagodljivimi načini zaračunavanja električne energije še ne spodbujajo lastnika EV, da bi se vključil v sistem aktivnega odjema (Interreg Europe, 2017).

Leta 2019 je Agencija za energijo pričela javna posvetovanja z deležniki EES, kar je predstavljalo osnovo za oblikovanje zakonodajne opredelitve vloge agregatorja v okviru Zakona o oskrbi z električno energijo. Med izzivi za vpeljavo vloge agregatorja se pojavljata predvsem dilemi, kateri od deležnikov bo prevzel to vlogo ter kako bo urejeno razmerje agregatorja do ostalih deležnikov obstoječega EES, predvsem v smislu finančne poravnave (BORZEN, 2020). Kot poudarjajo Bach Andersen in drugi (2019) obstaja resna prepreka v smislu odsotnosti skupnega evropskega modela agregatorja glede njegove vloge in odgovornosti. Danski model »Market Model 2.0« predstavljajo kot prvi poskus harmonizacije te vloge na evropskem trgu, vendar hkrati opozarjajo, da modela agregatorja ni mogoče preprosto prenesti na kateri koli trg. De Heer in Van der Laan (2017) to pripisujeta predvsem specifičnosti lokalnega trga, razvitosti trga s prožnostjo prožnosti odjema in preferencam odjemalcev.

Na strani ponudbe obnovljivi viri energije pridobivajo vedno večji tržni delež, vendar so ti viri močno pogojeni z lokalnimi dejavniki, kot je moč vetra ali sonca, zato lahko njihova dnevna proizvodnja močno niha. Če ob tem izpostavimo vedno večja povpraševanja po energiji s strani EV, je torej nujno, da se pravočasno vzpostavi trg, ki bo z naprednimi tehnologijami, kot je vodeno polnjenje, odgovarjal na izzive potreb in omrežij prihodnosti. Pri tem ima agregator potencial, da postane ključni deležnik sistema, ki bo povezoval odjemalce vodenega polnjenja in jih vključil na trg s prožnostjo.

Namen magistrskega dela je analizirati možnosti za vpeljavo vodenega polnjenja električnih vozil kot enega izmed načinov za vzdrževanje ravnovesij elektroenergetskih sistemov prihodnosti. Na podlagi empirične raziskave želim na različnih ravneh deležnikov preveriti

interes za vpeljavo nove vloge agregatorja ter na podlagi tega izoblikovati akcijski plan za potencialne deležnike, ki bodo prevzeli to vlogo. Predstavljeni rezultati bodo koristili deležnikom elektroenergetskih sistemov na ravni prenosa, distribucije in odjema električne energije, zlasti pa potencialnim agregatorjem pri vključevanju vodenega polnjenja EV na trg s prožnostjo.

Cilji magistrskega dela so:

- opredeliti stanje elektroenergetskega sistema in trga EV,
- predstaviti obstoječe deležnike elektroenergetskega sistema v Sloveniji,
- s pomočjo literature raziskati izzive in priložnosti energetskega sistema,
- z opravljeno raziskavo pridobiti informacije glede aktivnosti potencialnih agregatorjev za vključitev vodenega polnjenja med storitve prožnosti,
- predstaviti različne vidike dožemanja vloge agregatorja med dobavitelji, elektrooperaterjema in regulatornim organom,
- prikazati ključne aktivnosti, ki omogočajo vzpostavitev trga vodenega polnjenja,
- predstaviti možnosti nadaljnjih raziskav na tem področju.

V magistrskem delu želim odgovoriti na raziskovalno vprašanje: »Kakšne aktivnosti bodo potrebne, da bi se vzpostavili agregatorji in s tem trg storitev prožnosti odjema z vodenim polnjenjem EV?«

Magistrsko delo je razdeljeno na dva sklopa, in sicer na teoretični in empirični del. Teoretični del je zasnovan na podlagi strokovne literature, pri čemer se bom posluževal virov, ki so relevantni za slovenski trg. V začetnem delu bosta predstavljena elektromobilnost in njen razvoj, pri čemer bodo opredeljene nekatere ključne tehnologije vozil in polnjenja. Na primeru Slovenije, EU in Norveške bo prikazana primerjalna analiza razvoja trgov elektromobilnosti. Sledita poglavje z opredelitvijo trga z električno energijo, ki bo vključevalo pregled razvoja EES do današnje ureditve, ter predstavitev ključnih deležnikov slovenskega trga. Teoretični del bo zaokrožen s predstavitvijo ključnih izzivov in priložnosti infrastrukture omrežij prihodnosti s poudarkom na prožnosti odjema, vodenem polnjenju in vzpostavitvi vloge agregatorja.

Empirični del sestavlja analiza intervjujev, ki sem jih izvedel z deležniki slovenskega elektroenergetskega sistema. Z intervjuji na treh nivojih – z elektrooperaterjema, dobavitelji in Agencijo za energijo – sem skušal pridobiti čim bolj celosten vpogled na stališča do vpeljave vloge agregatorja in s tem vodenega polnjenja v slovenski EES. Vprašanja so se v večji meri nanašala na ugotovitve v teoretičnem delu, njihove ugotovitve sem predstavil takoj za poglavjem o metodologiji raziskave. Ključne stične točke in razhajanja med intervjuji z deležniki so služili kot osnova za oblikovanje predlogov. Ti so predstavljeni v poglavju diskusije o predlogih aktivnosti za vzpostavitev vodenega polnjenja, in sicer v obliki akcijskega plana za implementacijo na strani izbranega deležnika.

1 RAZVOJ ELEKTROMOBILNOSTI

Po podatkih Mednarodne agencije za energijo se je v primerjavi z letom prej v letu 2021 prodaja EV več kot podvojila na skupno 16,5 milijona prodanih vozil, v primerjavi z letom 2018 pa kar potrojila (IEA, 2022b). Trendu raziskovalci pripisujejo številne dejavnike, v prvi vrsti večinoma napredek na področju tehnologije, ki postaja vedno bolj dostopna, ter preboj v miselnosti uporabnikov, ki se vedno bolj zavedajo škodljivih učinkov pridobivanja energije za vozila z notranjim izgorevanjem (Huber, Schaule, Jung & Weinhardt, 2019). Kot poudarja Mednarodni svet za vire pod okriljem Združenih narodov, naj bi proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov energije prispevala za 94 % manj emisij toplogrednih plinov v primerjavi s proizvodnjo iz premoga ter 90 % manj od proizvodnje iz naravnih plinov (UNEP, 2016).

1.1 Električna vozila in njihova opredelitev

Huber, Schaule, Jung in Weinhardt (2019) električna vozila opredeljujejo kot prevozna sredstva, ki jim iz energije, shranjene v baterijskem sklopu, pogon zagotavlja elektromotor. Podvrsti EV sta dva hibridna tipa vozil, ki elektromotor uporabljata v kombinaciji z motorjem z notranjim izgorevanjem. Razlikujeta se po načinu polnjenja, pri čemer se hibridnim električnim vozilom (HEV) baterija polni regenerativno ob zaviranju, priključno hibridnim vozilom (PHEV) pa poleg tega tudi s priključitvijo na električno omrežje. Ker se HEV ne polnijo preko električnega omrežja, ne morejo izkoristiti potenciala vodenega polnjenja in s tem prispevati k prilagajanju odjema. V nadaljevanju dela bodo z izrazom EV predstavljena PHEV in HEV.

Zaradi dejstva, da EV nimajo notranje enote z izgorevanjem in med svojim delovanjem ne oddajajo nobenih emisij razen toplote in zvoka, so v zadnjih letih EV postala tudi pomemben dejavnik pri prehodu v bolj trajnostno prihodnost. Srce EV je baterijski sklop, ki omogoča shranjevanje energije, njegova prostornina pa se meri v kapaciteti oziroma vatnih urah (Wh). Manzetti in Mariasiu (2015) ob primerjavi značilnosti različnih tehnologij baterij izpostavljata litij-ionske in litij-ionske polimerne baterije kot trenutno najbolj učinkoviti tehnologiji za baterijske sklope EV. Po njunem mnenju namreč predstavljajo največji izkoristek kapacitete na kilogram (Wh/kg), prostornino (Wh/L) in moč (W/kg).

Povprečna kapaciteta baterij EV v prodaji leta 2022 znaša 63 kWh in dosega realni doseg v povprečju 330 km, pri čemer trenutno najzmogljivejša modela avtomobilov, kot sta Lucid Air in Mercedes EQS AMG, presegata kapaciteto 100 kWh in dosežeta realni doseg skoraj 600 km (EV Database, brez datuma).

1.2 Analiza razvoja trga EV

Kot ugotavlja IEA (2022b), je svetovno povpraševanje po EV v zadnjih letih doživelo pravi razcvet, ki se nadaljuje kljub zunanjim dejavnikom, kot so pandemija covid-19 in globalne politične nestabilnosti. Čeprav se je globalno povpraševanje po avtomobilih znižalo za 16 %, je število registriranih EV leta 2019 naraslo za 41 %. Po številu novo registriranih EV je Evropa z 1,4 milijona registracijami v letu 2020 prvič prehitela Kitajsko (1,2 milijona vozil), tretji največji trg pa predstavljajo ZDA (0,3 milijona vozil). IEA v svojem poročilu porast deleža EV pripisuje naslednjim dejavnikom (IEA, 2022b):

1. Postopno zaostrovanje politike izpustov CO₂ in dolgoročni cilji elektrifikacije vozil. Do leta 2020 je že več kot 20 držav napovedalo omejitve vstopa v določena območja vozilom z notranjim izgorevanjem in zadalo konkretne cilje za popolno elektrifikacijo voznega parka.
2. Povečanje dostopnosti javnih in zasebnih polnilnih mest preko neposrednih investicij ali finančnih spodbud za postavitev lastnih polnilnic doma. Evropske države so v povprečju za 25 % povečale sofinanciranje EV, Kitajska pa je zadržala napovedano ukinitve sheme subvencioniranja.
3. Razširitev ponudbe različnih modelov EV in padec cen baterijskih sklopov. 18 od 20 največjih svetovnih proizvajalcev avtomobilov je potrdilo namere o razširitvi svojega portfelja modelov EV.

EU je v zadnjih letih v okviru prizadevanj za ogljično nevtralnost do leta 2050 sprejela nekaj ključnih ukrepov za spodbujanje elektromobilnosti. Tako imenovani Evropski zeleni dogovor (angl. European green deal) uvaja ambiciozne cilje za mobilnost in energetiko, hkrati pa nalaga državam, da morajo pripraviti desetletne nacionalne energetske načrte za obdobje 2021–2030. V njih morajo države EU predstaviti ukrepe za naslednja področja (Evropska komisija, brez datuma a):

- energijska učinkovitost,
- obnovljivi viri energije,
- zmanjšanje emisij toplogrednih plinov,
- medsebojne povezave na energetske področju,
- raziskave in inovacije.

V okviru Strategije za trajnostno in pametno mobilnost leta 2020 ter načrta za odpornost, poimenovanega Next Gen Europe, so bile leta 2021 začrtane jasne smernice razvoja evropskega trga za podnebno nevtralnost, ki v okviru svežnja Pripravljeni na 55 izpostavlja številne ukrepe za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov za vsaj 55 % do leta 2030. Pri tem ukrepi na področju mobilnosti predstavljajo enega od ključnih stebrov za doseganje zastavljenih ciljev, zato se v prihodnjih letih obetajo velike spremembe v povezavi s trajnostno mobilnostjo (Evropska komisija, brez datuma a).

Sektor prometa prispeva skoraj tretjino toplogrednih plinov v Sloveniji (SODO, 2022). V okviru zasledovanja ciljev na področju alternativnih goriv je Vlada RS sprejela Strategijo o alternativnih gorivih v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji, ki v slovenski pravni red prenaša Direktivo AFIR. Strategija poleg ukrepov na področju javnega potniškega prometa do leta 2030 določa zagotovitev vsaj 17-odstotnega deleža EV in PHEV, kar predstavlja 200.000 vozil, ter 12-odstotni delež električnih lahkih tovornih vozil, kar znaša skupno 11.000 vozil (Ministrstvo za infrastrukturo RS, brez datuma).

1.3 Polnilna infrastruktura EV

EU se zavzema za postavitev milijona javnih električnih polnilnic do leta 2025, kar predstavlja eno polnilnico na vsakih 13 vozil. To pomeni več kot 7-kratno povečanje količine polnilnih mest v manj kot petih letih (IEA, 2022b). Krovni dokument na tem področju je Regulacija na področju infrastrukture za alternativna goriva, ki predstavlja usmeritve polnilne infrastrukture, ki jih bo EU sprejela v prihodnjih letih v okviru svežnja Pripravljeni na 55. V Sloveniji so v trenutni shemi polnjenja EV prepoznani naslednji deležniki (NCUP, brez datuma):

- upravljalci električnih polnilnih mest,
- ponudniki storitev električnega polnjenja,
- lastniki polnilne infrastrukture za električna vozila,
- lastniki/najemniki zemljišča, kjer je vzpostavljena polnilna infrastruktura za električna vozila.

V nadaljevanju so predstavljeni ključne lastnosti polnilne infrastrukture ter vidiki predvsem za lastnike polnilne infrastrukture za EV.

1.3.1 Razširjenost in vrste polnilnic

Zaradi vse večje vloge, ki jo predstavlja polnjenje doma in na delovnem mestu, se pojavlja vse več predlogov, da AFIR poleg javnih polnilnic vključuje tudi infrastrukturo zasebnih in omejeno javnih polnilnic, pri čemer so opredeljene tri definicije različnih polnilnic (ChargeUp Europe, 2020):

1. javne polnilnice: polnilna mesta brez omejitve javnega dostopa in brez predpogoja nakupa ali uporabe povezanih izdelkov in storitev;
2. javne polnilnice z omejeno dostopnostjo: polnilna mesta brez omejitev samo določeni skupini uporabnikov ali na voljo samo v določenemu delu dneva; uporaba je lahko pogojena z nakupom ali uporabo povezanih izdelkov ali storitev (npr. polnilnice na javnih plačljivih parkiriščih, hotelih, restavracijah);
3. zasebne polnilnice: polnilna mesta omejena zgolj na določeno osebo ali podjetje, kjer je uporabnik hkrati tudi lastnik polnilne postaje; uporaba je največkrat omejena na

uporabnike na posestvu (npr. polnilnice za zaposlene na parkirišču podjetja, domača polnilnica).

Zasebne polnilnice postavljajo zasebniki na svojem posestvu, javne polnilnice pa podjetja ali organizacije. AFIR določa, da je za vzpostavitev javne polnilne infrastrukture v Sloveniji odgovoren distribucijski operater, ki mora strateško in pravočasno načrtovati obremenitve in razvoj omrežja (SODO, 2020). Konec leta 2021 je bilo po ocenah Ministrstva za infrastrukturo v Sloveniji dostopnih naslednje število polnilnih mest za alternativna goriva (Ministrstvo za infrastrukturo RS, brez datuma):

- 71 hitrih javnih polnilnic z močjo 43–50 kW,
- 474 javnih polnilnic z močjo do vključno 22 kW,
- 144 polnilnih mest za vozila na utekočinjen naftni plin (UNP) v javni rabi,
- 5 polnilnic za stisnjen zemeljski plin (SZP) v javni rabi,
- 2 polnilnici za utekočinjen zemeljski plin (UZP) v javni rabi.






Pri tem velja izpostaviti, da sistematični model spremljanja podatkov o polnilni infrastrukturi ni vzpostavljen, zato se podatki pridobivajo iz javno dostopnih virov ter informacij, ki jih posredujejo ponudniki polnjenja, operaterji in lastniki polnilne infrastrukture. Hardman in drugi (2018) so ob pregledu raziskav o vzorcih uporabe EV po svetu polnjenje na domu prepoznali kot najbolj priljubljen način polnjenja, medtem ko je polnjenje na delovnem mestu najbolj priljubljena oblika polnjenja z javnimi polnilnicami in predstavlja med 15 in 25 % vseh polnjenj.

1.3.2 Standardi in protokoli povezovanja

Za uspešno povezovanje EV s polnilno infrastrukturo so ključni jasno opredeljeni mednarodni standardi. Konduktivno polnjenje poteka s fizično povezavo polnilnice in avtomobila s priključkom in je opredeljeno s standardom IEC 62196. Obstaja tudi induktivno polnjenje, ki se izvaja brezžično s pomočjo elektromagnetne indukcije, vendar je konduktivno polnjenje učinkovitejše in bolj splošno razširjeno, zlasti z vrstami in standardi priključkov med vozilom in polnilnico (Huber, Schaule, Jung & Weinhardt, 2019).

V EU se je že leta 2003 uveljavil standard za priključek tipa 2. Za hitro polnjenje z enosmernim tokom je v EU uveljavljen prilagojen priključek CSS Combo 2, pri katerem en priključek skrbi za polnjenje z visoko močjo do 350 kW, drugi pa za izmenjavo podatkov med vozilom in polnilnico (EVEXPERT, brez datuma). V tabeli 1 je prikazan primerjalni pregled nekaterih najbolj razširjenih vrst priključkov, ki se razlikujejo glede na regijo, moč polnjenja in druge karakteristike.

Tabela 1: Primerjava nekaterih najbolj razširjenih vtičnic za polnjenje EV v Evropi

Naziv vtičnice	Shema	Moč polnjenja	Posebnost
Type 1		Izmenični tok do 7,4 kW	Razširjena v S Ameriki in na Japonskem, manj v EU
Type 2		Izmenični in enosmerni tok od 3,7 kW do 44 kW	Standardizirana vtičnica v EU (IEC-62196-2)
CCS Combo 2		Enosmerni tok 50 kW do 150 kW; včasih tudi 50 kW do 350 kW	Standardizirana vtičnica v EU (IEC-62196-3)
CHAdeMO/ Type 4		Enosmerni tok do 50 kW	Omogoča dvosmerni pretok energije (iz omrežja v vozilo in obratno) za V2G protokole
TESLA Supercharger		Izmenični in enosmerni tok do 150 kW	Modificirana vtičnica Type 2, za polnjenje vozil proizvajalca Tesla

Prirejeno po NCUP (brez datuma), EVEXPERT (brez datuma).

1.4 Stanje elektromobilnosti na izbranih trgih

Za vzorčni primer vpeljave novih tehnologij na področju EV velja Norveška, ki za dobro desetletje prehitava cilj EU o popolni ogljični nevtralnosti novih osebnih vozil. V državi z enim najvišjih okoljskih standardov so EV že od leta 1996 v celoti izvzeta iz plačila davka pri nakupu ali uvozu, do leta 2025 pa ciljajo, da bo vsak novo prodani avtomobil na električni pogon. S progresivno obdavčitvijo EV je postala večina vozil cenovno celo bolj dostopna od primerljivih modelov z notranjim izgorevanjem, mesta pa uvajajo številne ugodnosti za lastnike EV. V letu 2021 je bilo kar 86,2 % novo prodanih avtomobilov električnih, kar je precej več od 19,18 %, kot je znašalo povprečje za EU (Norsk elbilforening, brez datuma).

V primerjalni tabeli 2 lahko vidimo precejšnje razlike med Norveško, povprečjem EU in Slovenijo glede števila registriranih EV v letu 2021. Slovenija je s 4,29 % novo registriranimi EV na 21. mestu med vsemi državami v Evropi (European Environmental Agency, 2022a). Značilnost norveškega EES je izjemno visok delež proizvedene električne energije iz OVE (98,3 % v letu 2020), kar je iz systemskega vidika in zagotavljanja ravnovesja sistema lahko precejšen izziv. Vendar pa je zaradi naravnih razmer večina OVE pridobljena iz hidroelektrarn (93 % v letu 2020), za katere je značilna razmeroma visoka zanesljivost (EUROSTAT, brez datuma). Delež subvencij za vozila se je v zadnjih letih na Norveškem začel zmanjševati, vendar pa se je okrepilo financiranje polnilne infrastrukture. Lastniki infrastrukture so upravljalci, pri čemer je celotno cestno omrežje razdeljeno na več

manjših območij, kar upravljalcem omogoča tekmovanje za sofinanciranje na teh odsekih. Posledično se je vzpostavil sistem, kjer so hitre polnilnice nameščene na vsakih 50 km glavne ceste v državi (Norsk elbilforening, brez datuma).

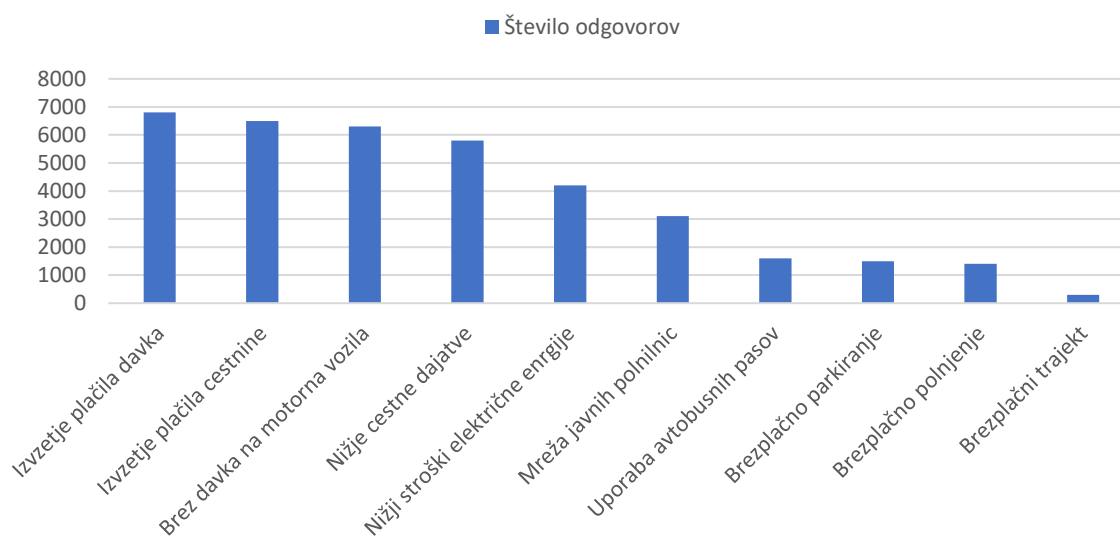
Tabela 2: Primerjava elektromobilnosti na Norveškem, v EU in Sloveniji v letu 2021

Dejavnik	EU	Norveška	Slovenija
Število novo registriranih avtomobilov	10.125.713	175.388	51.858
Delež novo registriranih EV	19,18 %	86,2 %	4,29 %
Število javnih AC polnilnic	307.862	18.897	5.300
Število javnih DC polnilnic	30.329	5.976	247
Št. vozil na polnilnico	39,62	25,01	3,35
Št. polnilnic na km avtoceste	3,17	37,46	8,63
Št. prebivalcev na polnilnico	1.321,76	216,76	380,20

Prirejeno po EU Commission (brez datuma), European Environmental Agency (2022a).

Razultati študije med uporabniki EV, razvidni na sliki 1, nakazujejo, da so med respondenti odločilni dejavniki za nakup EV predvsem spodbude v obliki subvencije ali ugodnosti pri uporabi avtomobilov v mestih. Trendi nakazujejo, da je trg na Norveškem dozorel, saj tudi ob zmanjšanju količine vladnega sofinanciranja delež EV vztrajno raste in se bliža ciljem popolne elektrifikacije do leta 2025 (Lorentzen, Haugneland, Bu & Hauge, 2017).

Slika 1: Odločilni dejavniki za nakup EV med 12.000 uporabniki na Norveškem



Prirejeno po Lorentzen, Haugneland, Bu & Hauge (2017).

Lorentzen, Haugneland, Bu in Hauge (2017) so povzeli ugotovitve raziskave o uporabi polnilnic med 12.000 obstoječimi uporabniki EV na Norveškem. Med drugim so ugotovili, da večina uporabnikov uporablja hitre javne polnilnice enkrat mesečno ali še redkeje. Skoraj vsi respondenti (97 %), ki živijo v stanovanjski hiši, dnevno ali tedensko EV polnijo doma na polnilnicah tipa 1 ali 2, prav tako velika večina (64 %) polni doma tudi v večstanovanjskih objektih. To je predvsem posledica vladne iniciative, imenovane »Pravica do polnjenja«, zaradi katere morajo imeti vsi novozgrajeni večstanovanjski objekti nameščene polnilnice, prav tako pa mora biti v obstoječih stanovanjskih objektih stanovalcem omogočena postavitev polnilnic, če to zahtevajo.

2 RAZVOJ IN UREDITEV TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Trg z električno energijo je kompleksna ureditev razmerij med različnimi udeleženci na evropskih in nacionalnih energetskih sistemih. Članice EU že od leta 1996 sprejemajo ukrepe, ki urejajo pravičen dostop do trga, zanesljivost in visoko stopnjo varstva potrošnikov. Z regulatornimi organi zagotavljajo konkurenčen, prožen in transparenten trg, kjer se oblikujejo tržne cene (Ciucci, 2021). Pomembna lastnost notranjega trga EU z električno energijo je medsebojna povezanost, kar zahteva usklajenost udeležencev in regulatorjev v vsaki od držav članic. Za vzpostavitev enotnega trga so države članice, med njimi tudi Slovenija, v procesu liberalizacije postopno preoblikovale svoje trge z električno energijo tudi v luči vse večjega pomena trajnostne proizvodnje in porabe s tehnologijami, ki bodo zaznamovale prihodnja desetletja.

2.1 Reforme EU za liberalizacijo elektrogospodarstva

Vse od konca 90. let je EU začela zasledovati cilj liberalizacije trga električne energije med posameznimi državami članicami in vzpostavitev enotnega notranjega trga (angl. Single European Market), s čimer bi okrepili konkurenco in vlaganje v učinkovito skupno omrežje. V večini držav članic je vlogo proizvodnje, trgovanja, distribucije in dobave električne energije opravljalo posamezno ali pa peščica državnih podjetij, kar je z vidika nizke stopnje konkurence na trgu pod vprašaj postavljalo njihov razvoj in učinkovitost (Hrovatin & Zorić, 2011).

Z direktivo 96/92/ES o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo (prvi energetski sveženj) je EU leta 1996 začrtala postopno odpiranje trga z električno energijo z namenom povečanja konkurenčnosti, nižje cene električne energije ter višje učinkovitosti in zanesljivosti oskrbe. Temu je sledil drugi energetski sveženj, ki je bil v nacionalno zakonodajo držav članic prenesen od leta 2007 (Ciucci, 2021). Sveženj je naslovil pomanjkljivosti prejšnje uredbe, predvsem z vidika večje transparentnosti informacij glede skupnih tarif, lažjega vključevanja manjših proizvajalcev ter odprave diskriminatornosti dostopa odjemalcev do prenosnega in distribucijskega omrežja (Hrovatin & Zorić, 2011).

V prihodnjih desetletjih so z liberalizacijo potekali tudi privatizacija javnih podjetij, prevzemi in združitve ter prestrukturiranje elektrogospodarstev. Tretji zakonodajni sveženj je leta 2009 prinesel še več ukrepov za povečanje konkurenčnosti, medsebojnih povezav lokalnih trgov in spodbujanje infrastrukturnih investicij. Vzpostavil je nov pravni režim ločevanja operaterjev prenosnih omrežij in lastnikov omrežij, začrtal smernice nacionalnim regulatorjem in poudaril transparentno hranjenje evidenc ter varstvo odjemalcev (Pirnat, 2009).

Svetovna banka je ključne reforme za liberalizacijo energetskega trga v državah strnila v šestih stopnjah, ki si sledijo od najbolj do najmanj pogosto izpeljane (Jamash, Mota, Newbery & Pollitt, 2004):

1. Komercializacija dejavnosti javnih podjetij
2. Vpeljava novega energetskega zakona kot podlaga reformam
3. Vzpostavitev neodvisnega regulatorja
4. Prestrukturiranje javnih podjetij
5. Investiranje zasebnih podjetij v nove inovativne »greenfield« projekte
6. Privatizacija elektroenergetskih podjetij

Proizvodnja električne energije je od tretjega svežnja reform doživljala več sprememb, predvsem v povezavi z obnovljivimi viri energije. Najprej z direktivo za obnovljive vire energije, predvsem pa z vzpostavitvijo sistema EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) oz. trgovanja z emisijskimi kuponi med največjimi onesnaževalci. S tem se je okrepil nadzor, poleg tega pa se je spodbudila učinkovita raba energije predvsem nad proizvajalci toplote in električne energije, energetsko intenzivnimi industrijskimi obrati in letalskim prometom, ki predstavljajo okoli 40 % vseh izpustov toplogrednih plinov v EU (Evropska komisija, brez datuma b).

Leta 2019 sprejet četrti energetski sveženj Čista energija za vse Evropejce (angl. Clean energy package, v nadaljevanju CEP) je okrepil prizadevanja za trajnostno proizvodnjo in porabo energije s ciljem uvrstiti EU kot vodilno vlogo pri obnovljivih virih energije ter povečati transparentnosti za vse porabnike energije. Junija 2021 je bil predstavljen peti energetski sveženj o uresničevanju evropskega zelenega dogovora. Njegov namen je usklajevanje energetskega sektorja EU z evropskimi podnebnimi cilji za leti 2030 in 2050, pri čemer pa razprava glede energetskih vidikov svežnja še poteka (Ciucci, 2021).

Kot poudarja Pollitt (2019), je bilo kljub številnim ukrepom na strani zakonodajalcev veliko reform EU vsaj delno ali pa v celoti neizpolnjenih (Pollitt, 2019). Kljub temu je Evropa v splošnem prepoznana kot primer enega bolj uspešnih postopnih prehodov v liberaliziran trg z električno energijo (Bojnec & Križaj, 2021).

2.2 Razvoj elektro gospodarstva v Sloveniji

Slovensko elektro gospodarstvo je bilo pred izvedbo reform za liberalizacijo vertikalno integriran monopol v izključno državni lasti, kar je bila pogosta praksa tudi v drugih evropskih državah. Leta 1991 je z ustanovitvijo neodvisnih podjetij za proizvodnjo, prenos in distribucijo elektrike prišlo do vertikalne in horizontalne dezintegracije elektroenergetskega sistema (Hrovatin & Zorić, 2011). Izoblikoval se je trg, pri katerem je proizvodnja električne energije zajemala jedrsko elektrarno, tri hidroelektrarne ter termoelektrarno-toplarno. Dnevni načrt dispečiranja elektrarn (napovedovanje in upravljanje ravnotežja med proizvodnjo in obremenitvijo sistema na podlagi pogodb in cen) je opravljalo prenosno podjetje Elektro-Slovenija v državni lasti, ki je skrbelo tudi za tehnično in ekonomsko načrtovanje, optimizacijo ter trgovanje (ELES, brez datuma). Za distribucijo končnim odjemalcem je bilo odgovornih pet elektrodistribucijskih podjetij, ki so na svojih področjih delovala kot regionalni monopolisti dobave elektrike. Prihodki od prodaje so se na podlagi stroškov obratovanja razdelili vzdolž verige vključenih podjetij, pri čemer je bila optimizacija dosežena tudi s tem, da so stroškovno bolj učinkovite elektrarne subvencionirale manj učinkovite elektrarne (Hrovatin & Zorić, 2011).

Tako kot številne druge države je tudi Slovenija kmalu po osamosvojitvi in približevanju EU, predvsem pa od leta 1999 dalje s sprejetim Energetskim zakonom, uvedla vrsto reform, ki so pripomogle do notranje reorganizacije elektroenergetskega trga. Uvedena je bila konkurenca v dejavnostih proizvodnje in dobave električne energije, za določanje cen za uporabo omrežja je bila ustanovljena Javna agencija RS za energijo. Večja proizvodna podjetja so pridobila status upravičenih odjemalcev in s tem pravico izbire dobavitelja električne energije. Ustanovljeno je bilo podjetje Borzen, odgovorno za trgovanje, ki je vključevalo tudi čezmejno trgovanje (uvoz in izvoz) energije. Z združitvijo večine proizvodnih elektrarn v Holding Slovenske elektrarne (HSE) je država podjetjem zagotovila večjo pogajalsko moč na vedno bolj liberalnem in konkurenčnem trgu (Hrovatin & Zorić, 2011).

Prvo delno odprtje trga je potekalo leta 2001 na segmentu industrijskih porabnikov, ki so predstavljali 65 % celotnega trga. Naslednji korak liberalizacije se je zgodil leta 2004, ko so vsi industrijski odjemalci lahko izbirali odjemalca (Bojnec & Križaj, 2021). Popolno odprtje EES se je zgodilo 1. junija 2007, ko so tudi gospodinjstva postala upravičeni odjemalci s svobodno izbiro dobavitelja. Novoustanovljena družba SODO v 100-odstotni državni lasti je od elektrodistribucijskih podjetij prevzela javno gospodarsko službo operaterja distribucijskega omrežja, s tem pa so elektrodistribucijska podjetja tudi izgubila status javnih podjetij (Hrovatin & Zorić, 2011). Kot ugotavlja Janjič (2017), se je zaradi liberalizacije trga z električno energijo število dobaviteljev v Sloveniji od začetka odprtja trga podvojilo, z večjo konkurenco pa je slovenski trg postal likviden in primerljiv s soslednjimi.

Po številnih opozorilih Evropske komisije in ugotovljenih nepravilnostih Računskega sodišča RS so se po dolгих usklajevanjih iz leta 2014 sprejetega Energetskega zakona (EZ-

1), Ur. l. RS, št. 17/14, uredila še nekatera neskladja v okviru liberalizacije trga. V okviru 85. člena EZ-1 so bile podane zahteve glede ločitve dejavnosti distribucijskega operaterja, pri čemer mora dejavnost distribucijskega operaterja izvajati distribucijski operater v ločeni pravni osebi, ki ne opravlja druge dejavnosti. Tako je bila izpeljana statusna ločitev dejavnosti operaterja in dejavnosti dobavitelja, s čimer so se iz matičnih elektrodistribucijskih podjetij z izčlenitvijo tržnih dejavnosti tvorile nove hčerinske družbe (Janjič, Bahun & Habjan, 2010).

Danes je slovenski elektroenergetski sistem močno vpet v evropski trg, kar omogoča interoperabilnost in učinkovitost pri zagotavljanju ponudbe in povpraševanja na domačem in tujih trgih. Po oceni Svetovnega gospodarskega foruma se od 115 držav Slovenija uvršča na 23. mesto po učinkovitosti obstoječega energetskega sistema ter pripravljenosti na trajnostni energetske prehod (WEF, 2020). Kljub temu da ima po mnenju SODO Slovenija razvejane in dobro uravnotežene vire energije ter varno in stabilno omrežje, bo to v prihodnosti zaradi vse večjega deleža OVE postavljeno pred velik izziv, ki bo terjal prilagoditve deležnikov in delovanja (SODO, 2022).

2.3 Značilnosti deležnikov slovenskega trga z električno energijo

Osnovne dejavnosti EES zajemajo proizvodnjo, prenos, distribucijo in dobavo električne energije do končnega odjemalca. Prenos se dogaja na visokonapetostnem omrežju, medtem ko distribucija in dobava potekata na srednjenapetostnem in nizkonapetostnem omrežju. Novembra 2021 je v veljavo stopil Zakon o oskrbi z električno energijo (ZOEE), Ur. l. RS, št. 172/21, ki pomembno dopolnjuje ureditev oskrbe z električno energijo, pred leti določene v EZ-1. ZOEE največ sprememb uvaja predvsem na področju razmerij med elektroenergetskimi podjetji in končnimi odjemalci. 5. člen ZOEE opredeljuje naslednje elektroenergetske dejavnosti:

- proizvodnja električne energije,
- dobava električne energije,
- trgovanje z električno energijo,
- shranjevanje energije,
- agregiranje,
- dejavnost systemskega operaterja,
- dejavnost distribucijskega operaterja,
- dejavnost operaterja trga z električno energijo.

Z nazivom **elektroenergetsko podjetje** zakon opredeljuje gospodarski subjekt, ki opravlja vsaj eno izmed tržno naravnanih dejavnosti (proizvodnja, dobava, trgovanje, shranjevanje ali agregiranje električne energije). Po liberalizaciji elektroenergetskih dejavnosti je trg v Sloveniji sestavljen iz tržnih in netržnih dejavnosti. Tržne dejavnosti zajemajo proizvodnjo, trgovanje in dobavo ter se odražajo na ceni električne energije kot dobrine, ki se prosto

oblikuje na trgu. Prenos in distribucija sta netržni dejavnosti, kjer so prisotni naravni monopoli, zato sta regulirana s strani vlade in javnih agencij (Bojnec & Križaj, 2021).

Z besedo **elektrooperater** zakon opredeljuje subjekt, ki opravlja javno gospodarsko službo systemskega operaterja prenosnega omrežja in distribucijskega operaterja. Operater prenosnega omrežja razpolaga z visokonapetostnim omrežjem in zagotavlja oskrbo z energijo večjim industrijskim odjemalcem ter distribucijskim podjetjem. Distribucijski operater najema infrastrukturo od lastnikov distribucijskega omrežja (petih distribucijskih podjetij) in obsega nizkonapetostno, srednjenapetostno in v določenih primerih visokonapetostno omrežje (Agencija za energijo, 2022b). V nadaljevanju so predstavljene ključne značilnosti slovenskega EES glede na vsako izmed dejavnosti, ki jih vključuje ZOOE.

2.3.1 Proizvodnja

Dejavnost proizvodnje električne energije je pomemben gradnik gospodarstva. Za slovenski energetske sistem je značilna razmeroma enakomerna struktura proizvajalcev energije na področju termo-, hidro- in nuklearne električne energije. V letu 2021 so največji delež prispevale termoelektrarne in toplarne (20,6 %), jedrska elektrarna (23,2 %) in hidroelektrarne (20,4 %), manjši delež pa sončne elektrarne (1,5 %) in vetrne elektrarne (0,02 %) (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021a).

V Tabela 3 je razvidna razporeditev največjih proizvodnih podjetij v Sloveniji. V letu 2020 sta glavna proizvajalca v Sloveniji HSE, d. o. o., ter GEN-Energija, d. o. o., skupaj pokrivala 86,8 % celotnega trga proizvodnje električne energije (Agencija za energijo, 2021).

Tabela 3: Deleži proizvajalcev električne energije v letu 2020 v Sloveniji

Proizvodno podjetje	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)
HSE, d. o. o.	7.627,00	57,30
GEN-Energija, d. o. o.	3.931,30	29,50
Energetika Ljubljana (JPEL)	282,80	2,10
Drugi manjši proizvajalci	1.474,00	11,10
SKUPAJ	13.315,10	100

Vir: Agencija za energijo (2021).

Pomemben dejavnik sposobnosti sistema za pokrivanje potreb odjemalcev je zadostnost proizvodnih enot (angl. adequacy). Iz trendov zadnjih let je razvidno, da je Slovenija

uvoznica električne energije. To sicer ne pomeni, da s svojimi proizvodnimi kapacitetami ne moremo pokriti lastnih potreb, ampak je posledica EES, saj je v določenih trenutkih ekonomsko bolj ugoden uvoz iz proizvodnih enot v tujini. Iz podatkov družbe ELES je razvidno, da je za pokrivanje potreb domačih odjemalcev v letu 2019 Slovenija 81 % časa uvažala elektriko, pri čemer je bil povprečen urni primanjkljaj 17 % (ELES, 2021). V določenih urah leta 2019 je primanjkljaj energije znašal tudi do 74 %, kar je ELES lahko obvladoval zaradi dobre povezave prenosnega omrežja s sistemi sosednjih držav (ELES, 2021).

Izmed virov za proizvodnjo elektrike prevladujeta jedrska energija in OVE. Delež proizvodnje iz obnovljivih virov energije je leta 2020 znašal 5.514 GWh oziroma 35 %. Iz leta v leto se povečuje delež novih sončnih elektrarn, ki predstavlja 87,1 % vseh novo priključenih elektrarn (Agencija za energijo, 2021).

2.3.2 Prenos

Prenosno omrežje je ključno za pretok energije po visokonapetostnih objektih in je v lasti systemskega operaterja prenosnega omrežja, družbe ELES, d. o. o. Systemski operater mora v vsakem trenutku ohranjati ravnovesje med proizvodnjo in porabo električne energije, kar doseže s systemskimi storitvami. Systemske storitve lahko systemskemu operaterju ponujajo tako proizvajalci kot tudi odjemalci, pri čemer je prilagodljivost na strani proizvodnje zagotovljena s strani proizvodnih enot ali agregatov, ki delujejo z znižano močjo ali pa se glede na potrebo vključijo v EES. Prenosno omrežje napaja vseh pet distribucijskih omrežij, neposredno pa so nanj priključeni tudi nekateri energetske najbolj intenzivni odjemalci (Agencija za energijo, 2017).

Pomembna vloga systemskega operaterja je tudi učinkovito obvladovanje izgub na energetske sistema in tržni zakup potrebnih količin električne energije za izgube. V splošnem velja, da so izgube večje, če je omrežje bolj obremenjeno, prav tako pa so izgube povezane tudi s prenosom v druge države. Nakup električne energije za pokrivanje izgub se pokriva iz naslova omrežnine, v interesu systemskega operaterja pa je, da je pri nakupu čim bolj učinkovit, pri čemer s strani Agencije za energijo dobi tudi finančno spodbudo. V zadnjih letih je opazen trend zmanjševanja količine izgub na prenosnem omrežju (Agencija za energijo, 2021).

Slovensko prenosno omrežje je dobro povezano z omrežji iz sosednjih držav, kar omogoča medsebojno pomoč pri zagotavljanju stabilnosti ter ponuja možnost za čezmejno trgovanje z elektriko (Agencija za energijo, 2017). Zgolj v Italijo na leto v povprečju izvozimo 45 % domačega prevzema EE, s čimer se uvrščamo med najbolj tranzitne trge v Evropi (ELES, 2021). Prenosno omrežje mora zagotavljati najvišjo možno obremenitev (konično moč) ter najnižjo možno obremenitev (minimalno moč). Po poročilu družbe ELES naj bi bil trend naraščanja konične moči v zadnjih letih posledica razgibanega trga z električno energijo ter novih načinov odjema, kot je ogrevanje s toplotnimi črpalkami (ELES, 2021).

2.3.3 Distribucija

Distribucija električne energije vključuje transport od prenosnega omrežja do končnega odjemalca po distribucijskem sistemu na visoki napetosti, srednji napetosti in nizki napetosti. Distribucijski operater je družba SODO, d. o. o., ki lasti 2,7 % distribucijskega omrežja, za preostanek pa za izvajanje dejavnosti najema infrastrukturo in storitve za vzdrževanje infrastrukture od distribucijskih operaterjev (Elektro Maribor, Elektro Celje, Elektro Ljubljana, Elektro Gorenjska in Elektro Primorska) (SODO, 2020). Dejavnost družbe SODO vključuje investicije v razvoj, izgradnjo in vzdrževanje omrežja, družba pa skrbi tudi za medsebojne povezave z drugimi sistemi ter zagotavlja dolgoročne zmogljivosti sistema. Financira se iz omrežnine, katere višina je določena s strani regulatornega organa Agencija za energijo (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021a). Kot upravljalec skrbi za večje investicije v omrežje, zato je pomembno, da razpolaga z ustreznimi podatki glede kapacitet prožnosti, ki so v danem trenutku na voljo (EU Smart Grids Task Force, 2015).

Poleg tega poznamo tudi zaprt distribucijski sistem, v katerega se skladno s 87. členom ZOEE uvrščajo sistemi za distribucijo električne energije, ki delujejo na geografsko zaokroženem industrijskem ali poslovnem območju ali območju za skupne storitve. Agencija za energijo je dovoljenje za zaprt distribucijski sistem podelila družbam SIJ Acroni, d. o. o., Petrol Energetika, d. o. o., ZDS Jesenice, d. o. o., Talum Tovarna aluminija, d. d., in Salonit Anhovo, d. d. Večji industrijski porabniki električne energije so lahko neposredno povezani na prenosno omrežje ali na visokonapetostno omrežje distribucijskega omrežja (Agencija za energijo, 2021).

Distribucijski operater je odgovoren za stroškovno učinkovito distribucijo energije ob vzdrževanju stabilnosti infrastrukture omrežja v regiji, ki jo pokriva (De Heer & Van der Laan, 2017). Po podatkih Agencije za energijo se je leta 2020 preneslo skupno 12.915 GWh električne energije. Omrežje pa vključuje tudi manjše proizvajalce EE, ki so v letu 2020 proizvedli 1.025 GWh električne energije, v zaprtih distribucijskih sistemih pa je bilo proizvedenih še nadaljnjih 63 GWh (Agencija za energijo, 2021).

2.3.4 Dobava

4. člen ZOEE opredeljuje dobavo kot »prodajo, vključno z nadaljnjo prodajo elektrike odjemalcem«. Dejavnost dobave na trgu opravljajo dobavitelji, ki so lahko pravne ali fizične osebe, izjemoma lahko opravljajo tudi vlogo proizvajalca

Značilnost slovenskega maloprodajnega trga je zmerna stopnja koncentracije. Razkorak med dobavitelji, ki delujejo na gospodinjskem in negospodinjskem trgu, je razviden v tabeli 4. Skupni delež treh največjih dobaviteljev je tako na trgu gospodinjskega odjema leta 2021 znašal več kot 50 %, pri čemer največji delež na maloprodajnem trgu obvladuje GEN-I, d. o. o. (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2022).

Tabela 4: Tržni deleži dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu za gospodinjski odjem

Dobavitelj	Tržni delež (%)		Sprememba tržnega deleža (%)
	2021	2020	2021–2020
GEN-I	29,4	26,7	+2,7
ECE	14,8	15,6	–0,8
E3	13,6	14,4	–0,8
Energija Plus	12,7	13,0	–0,3
Elektro Energija	12,6	13,3	–0,7
Petrol Ljubljana	10,7	9,8	+0,9
E.ON Ljubljana	3,4	4,4	–1
Telekom Slovenije	1,7	2,0	–0,3
Ostali	1,1	0,8	+0,3

Prirejeno po Ministrstvo za infrastrukturo RS (2022).

2.3.5 Odjem

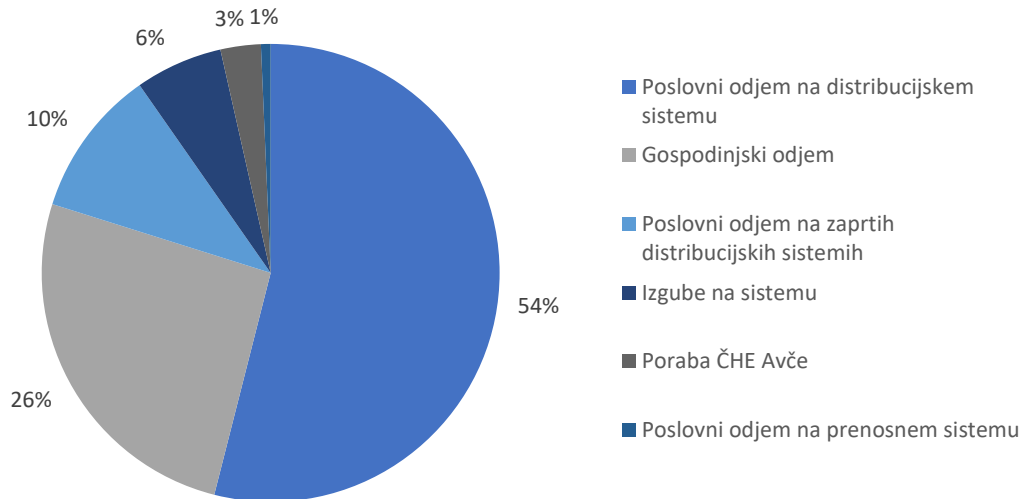
ZOEE opredeljuje odjemalca kot trgovca ali končnega odjemalca EE. Loči med gospodinjskim odjemalcem, ki kupuje energijo za lastno rabo, ter poslovnim odjemalcem. Poslovni odjem zajema proizvajalce, industrijske odjemalce, mala in srednja podjetja, poslovne subjekte in trgovce na debelo.

Odjemalci v energetske omrežju nastopajo na visokonapetostnem (VN), srednjenapetostnem (SN) in nizkonapetostnem (NN) omrežju. Na NN in SN omrežju so največji porabniki gospodinjstva in poslovni uporabniki, ki skupaj predstavljajo več kot tri četrtine povpraševane energije. Desetina porabe električne energije nastane tudi na zaprtih distribucijskih sistemih, del pa se porabi za črpalno hidroelektrarno Avče. Struktura je razvidna na sliki 2 v nadaljevanju. V začetku leta 2021 je bilo na slovenski elektroenergetski sistem vključenih 963.779 končnih odjemalcev. Največji porabnik elektrike je industrijski sektor, ki je v letu 2021 porabil 45,3 % električne energije, sledijo pa gospodinjstva (27,9 %). Promet predstavlja zgolj 1,6 % porabe (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021a).

Med odjemalce distribucijskega sistema uvrščamo tudi odjemalce, ki imajo v notranji inštalaciji vključeno proizvodno napravo, in odjemalce, ki so priključeni v sistem samooskrbe. Po podatkih Agencije za energijo za leto 2020 je bilo 9.457 (okrog 1 %) hkrati

v vlogi odjemalca in proizvajalca EE, kar predstavlja skoraj dvakratno povečanje v primerjavi z letom prej (Agencija za energijo, 2021).

Slika 2: Struktura porabnikov električne energije v letu 2020 po deležu odjema



Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS (2021a).

V zadnjih letih se govori tudi o odjemalcu, ki svoj odjem (povpraševanje) prilagaja glede na različne signale iz okolja. Gre za tako imenovanega aktivnega odjemalca, ki ga ZOEE opredeljuje kot »končnega odjemalca ali skupino končnih odjemalcev, ki delujejo skupaj, ki porablja ali shranjuje električno energijo, proizvedeno na njegovih lokacijah znotraj omejenih območij ali na drugih lokacijah, ali ki prodaja energijo, ki jo sam proizvede, ali sodeluje v programih prožnosti ali programih energetske učinkovitosti, če te dejavnosti niso njegova osnovna gospodarska ali poklicna dejavnost«.

Vloga aktivnega odjemalca je podrobneje predstavljena v poglavju 3.2.4.

2.3.6 Shranjevanje

Shranjevanje energije v ZOEE pomeni »odložitev končne uporabe električne energije na pozneje, kot je bila proizvedena, ali pretvorbo električne energije v obliko energije, ki jo je mogoče shranjevati, shranjevanje take energije in njeno poznejše ponovno pretvarjanje v električno energijo ali uporabo kot drugi nosilec energije«.

V načrtu za razvoj omrežja do leta 2030 družba ELES izpostavlja težavo majhnosti slovenskega EES in omejenost nacionalnega trga s sistemskimi storitvami, kot priložnost pa izpostavlja sodobne hranilnike električne energije. Shranjevanje energije je v zadnjih letih vse bolj aktualno zlasti zaradi tehnoloških prebojev in zniževanja cen baterijskih hranilnikov. V okviru mednarodnega projekta SINCRO.GRID je bilo nameščenih 10 MW

litij-ionskih hranilnikov, ki zagotavljajo dodaten vir sistemskih storitev ob obremenitvah omrežja. Projekt po zagotovilih družbe ELES služi tudi kot spodbuda drugim investitorjem, da zgradijo tovrstne rešitve v lastni ponudbi sistemskih rešitev (ELES, 2021). Eden tovrstnih ponudnikov je podjetje NGEN, ki v svoji ponudbi sistemskih rešitev vključuje lastno platformo z možnostjo krmiljenja velikih baterijskih hranilnikov, nameščenih v večjih industrijskih podjetjih Talum in Acroni, ter manjših baterij za podjetja in gospodinjstva odjemalce. Po besedah direktorja družbe ELES je v Evropi ob upoštevanju velikosti omrežja Slovenija z nameščenimi kapacitetami prva pri baterijskih sistemih (Hočevar, 2022).

2.3.7 Agregiranje

V ZOEE agregiranje pomeni »dejavnost, ki jo opravlja fizična ali pravna oseba, ki povezuje odjem ali proizvodnjo električne energije več uporabnikov sistema, z namenom prodaje, nakupa ali dražbe na katerem koli trgu električne energije«. Udeleženca na trgu, ki opravlja storitev agregiranja, zakon opredeljuje s pojmom agregator.

Agregiranje na področju zagotavljanja sistemskih storitev za operaterja prenosnega omrežja je uveljavljena storitev, kjer agregatorji za ponujanje svojih storitev uporabljajo prožnost večjih proizvodnih enot, kot so hidroelektrarne, plinske elektrarne in baterijski hranilniki. V praksi to pomeni, da agregator z nakopičenimi kapacitetami večjega števila odjemalcev razpolaga in jih učinkovito razporeja, s tem pa lahko izboljša stroškovno učinkovitost (Naš stik, 2021). Z aktivnim odjemalcem pa se vzpostavlja nov, t. i. lokacijski trg, s pomočjo katerega bo mogoče storitve prožnosti odjema ponujati glede na lokacije, kjer se pojavi potreba v omrežju.

Agencija za energijo ločuje med tremi vrstami agregatorjev (Agencija za energijo, 2022a):

- dobavitelj, ki izvaja vlogo agregatorja za svoje odjemalce,
- dobavitelj, ki izvaja vlogo agregatorja za svoje in tuje odjemalce,
- agregator z opsijskim nudenjem storitve dobave energije (neodvisni agregator).

Pojem neodvisni agregator je bil formalno uveljavljen v svežnju CEP kot koncept za agregacijo virov prožnosti. Nastal je z namenom vključitve najmanjših aktivnih odjemalcev na trgih kot doslej še neizkoriščenega potenciala prožnosti (Agencija za energijo, 2020). Več o vlogi agregatorja je opredeljeno v nadaljevanju.

2.3.8 Trgovanje z energijo

V Sloveniji je trg z električno energijo hierarhično urejen v bilančno shemo, pri čemer operater trga predstavlja vrh bilančne sheme. Ostali člani bilančne sheme so lahko trgovci, ki kupujejo in prodajajo elektriko, ter dobavitelji, ki se poleg trgovanja lahko ukvarjajo tudi z dobavo ter odkupom elektrike od proizvajalcev (BORZEN, brez datuma). Operater trga z

električno energijo, družba Borzen, d. o. o., vodi evidenco vseh pogodb, ki so sklenjene za namen nakupa in prodaje električne energije v obliki dvostranskega (bilateralnega) trgovanja, pri katerem se praviloma sklepajo pogodbe za obdobja, daljša od enega dneva, ter v obliki trgovanja na borzi, pri katerem se sklepajo pogodbe za dan vnaprej (Agencija za energijo, 2022c).

Po opredelitvi v Pravilih za delovanje trga z elektriko, Ur. l. RS, št. 74/18, 62/19, 159/21 – popr. in 69/22, so v bilančno shemo vključeni tudi distribucijski operater, sistemski operater prenosnega omrežja in energetska borza. Sistemski operater prenosnega omrežja, družba ELES, izvaja izravnavo elektroenergetskega omrežja na podlagi pogodb o izravnavi. Operater trga preko bilančnih pogodb skrbi za izravnalno energijo več ravnem bilančnih skupin. Člani višjih ravni bilančnih skupin lahko s pogodbo o izravnavi dobavljajo izravnalno energijo bilančnim podskupinam (BORZEN, 2020). Kot določajo Pravila za delovanje trga z elektriko, operater trga s seštevanjem obratovalnih napovedi (oddaje in odjema elektrike) bilančne skupine in njenih hierarhično nižjih članov izdela celotno obratovalno napoved bilančne skupine. Ta predstavlja agregirano obratovalno napoved bilančne skupine. V bilančnem obračunu so določene količine odstopanj, ki so izračunane s primerjavo tržnega plana bilančnih skupin, in njihove realizacije. Bilančni obračun se uporabi, če dejanska dobava energije odstopa od količine, določene v pogodbi.

2.4 Viri energije, regulacija in trgovanje

Odprt trg trgovanja z električno energijo je eden ključnih stebrov Evropske unije, zaradi česar je rast trgovanja v državah članicah EU večja kot drugod po svetu in letno naraste v povprečju za 3,9 % (IEA, 2022a). Pollitt (2019) na podlagi teh dejavnikov poudarja, da različni viri energije ter relativno dobra medsebojna povezanost večjih in manjših trgov dajejo priložnost evropskim državam za medsebojno trgovanje, izravnavanje koničnih obremenitev in deljenje presežnih kapacitet.

Čeprav je obseg trgovanja z električno energijo v primerjavi z ostalimi energenti, kot sta plin in nafta, relativno majhen (zgolj 3 % svetovne proizvodnje leta 2015), se to vsako leto povečuje. V poročilih Mednarodne agencije za energijo je od leta 1974 do 2020 uvoz električne energije v državah OECD narasel z 89 TWh na 496 TWh, kar predstavlja 3,8-odstotni povprečni letni prirast (IEA, 2022a). Z ustanovitvijo regulatornega organa Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev (angl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, v nadaljevanju ACER) s sedežem v Sloveniji je nastal regulatorni organ, ki skrbi za transparentno in učinkovito medsebojno trgovanje med energetskimi omrežji držav članic. Tržna dejavnost se tako deli na maloprodajni in veleprodajni trg z električno energijo (Agencija za energijo, 2021).

2.4.1 Maloprodajni trg z električno energijo v Sloveniji

V Sloveniji ločimo maloprodajni in veleprodajni trg z električno energijo. Na maloprodajnem trgu se sklepajo odprte pogodbe, pri katerih količine dobavljene energije in časovni odjem niso vnaprej določeni. Maloprodajni trg je sestavljen iz dobaviteljev in odjemalcev, količina energije pa je obračunana na podlagi merilcev. Končna cena električne energije je sestavljena iz več elementov. Delež netržnih dejavnosti se odraža v nadomestilu za uporabo omrežij (omrežnina za prenos in distribucijo ter systemske storitve) ter v višini prispevkov (za učinkovito rabo energije in proizvodnjo iz OVE). Tržne dejavnosti se odražajo v ceni električne energije (za kWh), k celotnemu znesku pa so obračunani še trošarine in davek na dodano vrednost (Agencija za energijo, 2020). V Evropski uniji je razporeditev elementov cene električne energije zaradi različnih davčnih in strukturnih politik zelo različna, v povprečju pa je v letu 2020 največji delež cene, okrog 30 %, predstavljala dejanska poraba energije, precej enakomerno pa so razporejene dajatve za OVE, davki in trošarine (med 12 in 15 %) (ACER, 2021).

V primerjavi z drugimi dobrinami strošek za elektriko povprečnemu gospodinjstvu predstavlja sorazmerno velik delež celotnih izdatkov. Od 115 držav se s skoraj 12 odstotki stroškov Slovenija takoj za Švedsko uvršča na 8. mesto po deležu letnih izdatkov gospodinjstev za električno energijo (WEF, 2020). Kot na podlagi empiričnih podatkov ugotavljata Bojnec & Papler (2016), se je po liberalizaciji trga leta 2007 cena elektrike zvišala, po letu 2009 pa vsako leto znižala, predvsem na račun znižanih marž dobaviteljev kot posledica njihove medsebojne konkurence.

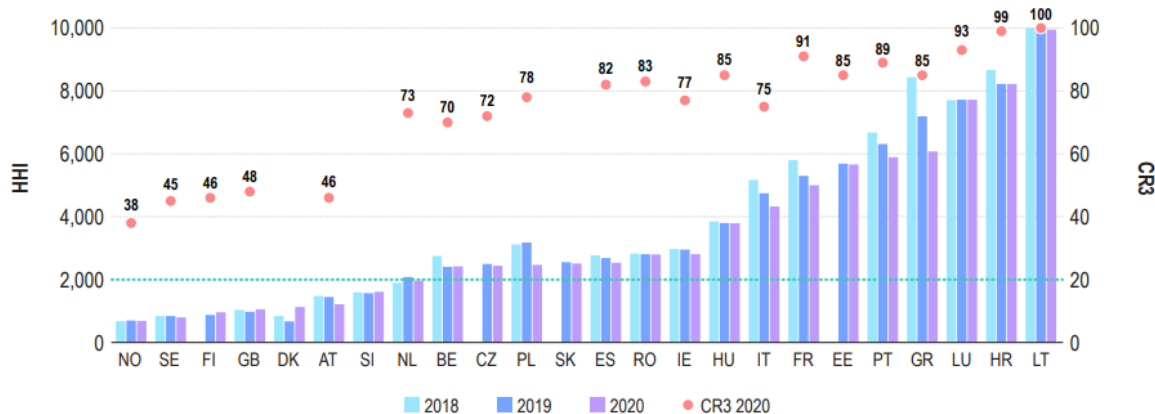
Pomemben dejavnik pri opisovanju vsake industrije je koncentracija trga oziroma velikost podjetij v odvisnosti od industrije, v kateri delujejo (De Rosa, Gainsford, Pallonetto, & Finn, 2022). Po ekonomski teoriji ob vseh ostalih nespremenjenih dejavnikih (lat. *ceteris paribus*) visok delež koncentracije trga, imenovano tudi tržna moč, pomeni večjo verjetnost, da podjetja izvajajo monopolne aktivnosti ter s tem neučinkovito razporejajo dobrine in dosegajo slabše ekonomske rezultate (OECD, 1993). Med najbolj pogosto uporabljenimi metodami za določanje koncentracije trga spadata razmerje koncentracije (CR_m) in Herfindahl-Hirschmanov indeks (v nadaljevanju HHI). Višje vrednosti obeh metod nakazujejo na koncentracijo trga, ki je značilna za monopol, v splošnem pa so meje opredeljene po naslednjih stopnjah (Kvålseth, 2018):

- nizko koncentriran trg: $HHI < 1500$ ali $CR_m < 0,55$;
- srednje koncentriran trg: $1500 < HHI < 2500$ ali $0,55 < CR_m < 0,75$;
- visoko koncentriran trg: $HHI > 2500$ ali $CR_m > 0,75$.

Na trgu dobaviteljev električne energije v EU ima po analizi ACER, ponazorjeni na sliki 3, 16 od 25 držav članic HHI, višji od 2000, kar predstavlja visoko koncentracijo trga z dobavitelji. Slovenija dosega HHI, nižji od 1500, s čimer se uvršča med države z najnižje koncentriranim trgom. Med letoma 2019 in 2020 se je za menjavo dobavitelja odločilo le

4,9 % gospodinjstev (ACER, 2021). Na podlagi indeksa CR3, ki je v letu 2021 znašal 0,57, se slovenski trg uvršča med srednje koncentrirane trge. Glede na leto prej se je indeks zvišal za 0,06 (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2022).

Slika 3: Koncentracija trga dobaviteljev v državah članicah EU glede na Herfindahl-Hirschman indeks (HHI) in razmerje koncentracije (CR_m)



Vir: ACER (2021).

2.4.2 Veleprodajni trg z električno energijo v Sloveniji

Veleprodajni trg z električno energijo je zelo pomemben pri oblikovanju cen, saj veleprodajne cene vplivajo na maloprodajne cene za končnega odjemalca (ACER, 2021). Cena električne energije na veleprodajnem trgu ni odvisna zgolj od proizvodnje doma, ampak predvsem od proizvodnje v drugih državah članicah EU, saj so države medsebojno povezane v skupni evropski trg, ki omogoča interoperabilnost in trgovanje na ravni območij (angl. bidding zones). Gre za koncept implicitnega spajanja trgov, ki je vzpostavljen na ravni EU in Sloveniji omogoča trgovanje za dan vnaprej med sosednjimi državami (Italijo, Hrvaško in Avstrijo). To se odraža tudi v gibanju povprečne cene na trgu za dan vnaprej, ki v Sloveniji odseva gibanje cen na sosednjih borzah (BSP Energetska Borza, brez datuma).

Glavna omejitev trgovanja so zmogljivosti prenosnega omrežja; če te niso zasedene, se na vseh borzah v EU izoblikuje enotna cena za električno energijo, če pa so zmogljivosti prezasedene, se izoblikuje različna cena, ki odraža zasedenosti na posameznih prenosnih omrežjih. Cena na trgih EU se oblikuje na podlagi mejne cene, kar pomeni, da odraža stanje najdražjih proizvajalcev električne energije (Agencija za energijo, 2022c).

3 IZZIVI IN PRILOŽNOSTI INFRASTRUKTURE OMREŽJA PRIHODNOSTI

Električna energija deluje po principu proizvodnje brez zalog oziroma ravno v pravem času (angl. just-in-time), kar pomeni, da je ob proizvodnji takoj tudi porabljena (Petersen, Hansen

& Mølbak, 2012). Operaterji EES se soočajo z vedno večjimi obremenitvami tako na strani ponudbe kot povpraševanja. Povečuje se namreč število samooskrbnih sončnih elektrarn ter novih odjemalcev, kot so toplotne črpalke in EV, na omrežjih, ki niso bila načrtovana za tovrstne letne priraste odjema (Janjič, 2021).

Leta 2020 je na globalni ravni proizvodnja električne energije iz OVE narasla za rekordnih 7 %, pri čemer sta vetrna in sončna energija, ki sta najbolj spremenljiva vira, prispevali skupaj skoraj dve tretjini. Če bi želeli doseči globalno nevtralnost do leta 2030, bi morali s sedanjih 30 % povečati proizvodnjo iz OVE v povprečju za 12 % na leto (IEA, 2021). Značilnost proizvodnje električne energije iz OVE, kot sta vetrna in sončna energija, je zaradi vpliva vremenskih pojavov podvržena nepredvidljivosti in oteženemu napovedovanju količine proizvodnje, posledično pa izziv za ohranjanje ravnovesja ponudbe in povpraševanja. Kot menijo Batič, Marčič in Stergar (2019), je ob vprašljivi poslovni učinkovitosti uporabe hranilnikov energije ključno, da sta proizvodnja in poraba električne energije v ravnovesju. V okviru razvojnega načrta za oskrbo z električno energijo do leta 2030 je distribucijski operater SODO razpršenost proizvodnih virov obnovljive energije prepoznal kot enega ključnih izzivov prihodnosti. Ti viri energije so manj stabilni, bolj oddaljeni od centrov odjema in decentralizirani, zahtevajo pa več povezovanja in sodelovanja med sistemskim operaterjem, distribucijskim operaterjem, odjemalci, agregatorji in ponudniki prožnosti (SODO, 2020).

3.1 Izzivi

V nadaljevanju so predstavljeni nekateri najbolj pogosto predstavljeni izzivi, med katere spadajo naraščanje števila EV, konične obremenitve in povečevanje deleža energije iz OVE. Temu sledijo predlagane rešitve, med katerimi so izpostavljeni prožnost odjema, vzpostavitev vloge agregatorja ter vodeno polnjenje EV.

3.1.1 EV in vpliv na energetske sistem

Več raziskav trga je pokazalo, da polnjenje EV v trenutnem obsegu po različnih regijah v svetu še ne predstavlja negativnih učinkov na energetske omrežje kot celoto (Babrowski, Heinrichs, Jochem, & Fichtner, 2014). Po ocenah SODO ima trenutno na slovenskem distribucijskem omrežju večji vpliv ogrevanje s toplotnimi črpalkami kot polnjenje EV pri samostojnih stanovanjskih objektih (SODO, 2022). V EU danes povpraševanje po električni energiji s strani električnih vozil predstavlja 0,4 TWh letno oziroma okrog 0,1 % celotnega povpraševanja (IEA, 2022b). Po podatkih slovenskih dobaviteljev so v letu 2021 električna vozila skupaj porabila 3,92 GWh električne energije oziroma okrog 0,03 % celotnega povpraševanja (Agencija za energijo, 2022a). Glede na projekcije naj bi do leta 2030 povpraševanje EV predstavljal 86 TWh letno oziroma 3 % (Hagenmaier, Wagener, Bert & Ohngemach, 2021), v svetovnem merilu pa 4 % celotnega odjema (IEA, 2022b).

Kot poudarjajo Babrowski, Heinrichs, Jochem in Fichtner (2014), polnjenje EV predstavlja dva ključna izziva: potrebe po povečani proizvodnji električne energije in dodatne obremenitve na nizkonapetostnih omrežjih. Pri tem menijo, da bo prvi izziv kratkoročno zanemarljiv, medtem pa se bodo težave na nizkonapetostnih omrežjih pojavile bistveno prej. (Hardman in drugi, 2018) so mnenja, da sočasno polnjenje že danes pomembno vpliva na nizkonapetostna omrežja na določenih območjih. Podobno problematiko izpostavljajo tudi pri IEA, kjer kot izziv prihodnosti predstavljajo uravnavanje odjema električne energije in prilagajanje vzorcev polnjenja vozil, predvsem zaradi težav z zagotavljanjem zanesljivosti omrežja ob koničnih obremenitvah (IEA, 2022b). EV torej ne bodo predstavljala znatnega povpraševanja po elektriki na celotnem EES, imela pa bodo potencialno velik vpliv na lokalno distribucijsko omrežje. Tam se bodo ali pa se že občasno pojavljajo ozka grla zaradi koničnih obremenitev, na primer v delih dneva, ko se prebivalci vrnejo iz služb in začnejo polniti svoja vozila (Verzijlbergh, 2013).

SODO v razvojnem načrtu distribucijskega omrežja do leta 2030 izpostavlja, da je treba na nacionalni ravni sprejeti ukrepe za spodbujanje uporabnikov k naprednemu polnjenju EV. Tem bi morali ob prilagajanju odjema zagotavljati ugodnejše cene električne energije, omrežju pa možnost prerazporejanja bremen zaradi koničnih obremenitev (SODO, 2020).

3.1.2 Konične obremenitve

Green II, Wang in Alam (2011) povzemajo glavne vidike vplivov polnjenja EV na distribucijsko omrežje, kot so povečanje izgub na omrežju, zmanjšana življenjska doba infrastrukturnih elementov omrežja ter termične obremenitve povezovalnih vodov in transformatorjev. Lokalna nizkonapetostna omrežja so obremenjena predvsem na račun koničnih obremenitev, ki se pojavljajo v določenih delih dneva (Green II, Wang & Alam, 2011). Konične obremenitve se pojavijo, ko povpraševanje zaradi različnih dejavnikov preseže razpoložljivo ponudbo energije, pri čemer se morajo aktivirati mehanizmi za zagotavljanje ravnovesja v sistemu. Pokazatelj zadostnosti proizvodnih virov je razmerje med razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo. Zaradi povečane konične moči je v letu 2021 to razmerje padlo za 2,1 % (Agencija za energijo, 2022a).

Pri koničnih obremenitvah so precej pomemben faktor demografske in infrastrukturne značilnosti določenega geografskega območja, pa tudi naravni pojavi, kot je nihanje temperature. V Sloveniji se dnevna konica običajno pojavi v zimskih mesecih v večernih urah, kar sovпада s hladnejšim vremenom. Vse pogosteje pa se v zadnjih letih konice pojavljajo tudi v opoldanskih urah (Agencija za energijo, 2022a). Temperature med 19 in 20 °C predstavljajo prelomno točko, kjer je pričakovani odjem najmanjši, izven tega območja pa odjem izrazito narašča. Trend povečanja konične moči v zadnjih letih naj bi bil po ocenah družbe ELES posledica razgibanega trga z električno energijo ter novih načinov odjema, kot je ogrevanje s toplotnimi črpalkami (ELES, 2021).

Konične obremenitve po mnenju direktorja družbe SODO mag. Stanislava Vojska predstavljajo najpomembnejši vidik pri načrtovanju distribucijskih omrežij. Te naj bi z leti vse bolj naraščale, predvsem zaradi elektrifikacije prometa in uporabe toplotnih črpalk za ogrevanje (Janjič, 2021). Po analizi SODO je bilo leta 2021 74.516 odjemalcev z nameščenimi toplotnimi črpalkami. To predstavlja več kot 30-odstotno povečanje v primerjavi z letom 2017 (SODO, 2022). Pri tem Habjan (2017) izpostavlja, da natančni izračuni posledic integracije povečanega odjema na račun novih odjemalcev še niso znani, po prvotnih ocenah pa bi lahko predstavljali povečanje distribucijskega odjema električne energije za 4 % ter povečanje distribucijske konične moči za 44 %.

Vpliv polnilnih postaj EV trenutno še ni kritičen, se pa pričakuje, da so posledice obratovanja večjega števila polnilnih postaj resnejše na lokalnem distribucijskem omrežju, ki se že sedaj srečuje z obremenitvami predvsem v ruralnih območjih. Do leta 2030 naj bi na ta račun po projekcijah SODO konične obremenitve narasle na 3.192 MW, kar predstavlja 4,8-odstotni povprečni letni prirast (SODO, 2020).

3.1.3 Povečevanje deleža energije iz OVE

Po podatkih Evropske okoljske agencije je delež proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov med letoma 2005 in 2020 narasel s 16,4 % na 37,5 %, do leta 2030 pa naj bi presegel 50 % (European Environmental Agency, 2022b). Cilji Slovenije so medtem bolj zmerni, saj predvidevajo 27-odstotni delež obnovljivih virov energije do leta 2030. Postopno naraščanje deleža OVE je razvidno v tabeli 5.

Tabela 5: Delež proizvodnje elektrike v Sloveniji iz različnih virov energije

Vir energije	2018	2019	2020
Fosilna goriva	28,90 %	28,90 %	26,60 %
Jedrsko gorivo	36,60 %	37,50 %	38,40 %
Obnovljivi viri (vodna energija)	31,89 %	31,04 %	32,42 %
Obnovljivi viri (vetrna energija)	0,04 %	0,04 %	0,04 %
Obnovljivi viri (sončna energija)	1,50 %	1,62 %	1,59 %
Obnovljivi viri (biomasa)	1,08 %	0,91 %	0,96 %

Vir: Agencija za energijo (2021).

Predvsem pomembni so vplivi na distribucijsko omrežje, med katere sodijo težave pri regulaciji napetosti zaradi težav z izenačevanjem proizvodnje in porabe teh spremenljivih proizvodnih virov. Izpostavljajo, da so problematična predvsem ruralna območja, kjer je zaradi razpršenosti odjemalcev marsikje omrežje razvejano in kot tako ne more prevzeti

dodatnih obremenitev sicer ugodnih pogojev (lega, izpostavljenost) za proizvodnjo električne energije (SODO, 2022). Številne študije, med njimi Steinke, Wolfrum in Hoffmann (2013), poudarjajo, da bo treba zaradi nihanj v proizvodnji sončne in vetrne energije zagotavljati dodatne kapacitete prožnosti najmanj v obsegu konične obremenitve omrežja. Pri tem igra pomembno vlogo prožnost EES. Kot poudarja ELES, bo s povečevanjem OVE treba iskati alternativne rešitve, ki bodo omogočale stabilnost EES, ki jo trenutno zagotavljajo konvencionalne elektrarne. Med potencialne rešitve sodijo hranilniki energije, dodatni obsegi rezerv in kompenzacijske naprave – vendar vse to pomeni povečanje investicijskih stroškov in navsezadnje povišanje omrežnine za prenos električne energije (ELES, 2021).

Söder (2010) je mnenja, da je pomen prožnosti največji v situacijah, ko sta povpraševanje po električni energiji in proizvodnja iz razpršenih virov hkrati v skrajnih nasprotujočih si položajih. To se zgodi, ko se povpraševanje po elektriki hitro dviga do konične obremenitve, proizvodnja iz OVE pa zaradi zunanjih dejavnikov pada. V projektu integracije variabilnih proizvodnih virov je Mednarodna agencija za energijo razvila metodološki okvir za oceno prožnosti na določenem območju. Prvi korak zajema identifikacijo enega izmed štirih virov prožnosti (Tuohy & Chandler, 2011):

1. Prožnost proizvodnje
2. Shranjevanje energije
3. Trgovanje z energijo
4. Prožnost odjema

Tradicionalno je bila prožnost doslej obravnavana predvsem na strani proizvodnje, denimo z vključevanjem elektrarn ob povečanem povpraševanju. V tem primeru se morajo aktivirati dodatni proizvodni viri (plinske elektrarne, turbine hidroelektrarn), da pravočasno zadostijo povečanemu povpraševanju. Kot prikazuje tabela 6, se je v zadnjih letih predvsem zaradi težnje po razogljičenju proizvodnih procesov in priložnosti, ki jih ponujajo sodobni porabniki EE, pozornost preusmerila k prožnosti, ki jo ponuja povpraševanje oziroma odjem električne energije (IRENA, 2019).

Tabela 6: Primerjava proizvodnje in odjema nekoč in danes

Nekoč	Danes
Proizvodnja fosilnih goriv izkorišča vire (npr. lignit, zemeljski plin) in jih je dovolj, da s proizvodnjo sledijo povpraševanju.	Proizvodnja OVE izkorišča vire, ki so nepredvidljivi (npr. veter, sonce), njihovo napovedovanje je nagnjeno k napakam.
Povpraševanje je razmeroma predvidljivo, naprave so preproste in nimajo možnosti povezovanja.	Povpraševanje je razmeroma predvidljivo, naprave so napredne in med seboj povezane; omogočajo shranjevanje in oddajanje energije.

Prirajeno po IRENA (2019).

Omenjene rešitve je v usmeritvah upoštevala tudi Agencija za energijo, ki razvoj trga z električno energijo za storitve prožnosti navaja kot eno od ključnih usmeritev razvoja v prihodnjih letih (Agencija za energijo, 2022a).

V okviru Direktive (EU) 2019/944 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije je zakonodajni organ navedel, da ima ob spremenljivosti in razpršenosti OVE prožnost na strani odjema bistveno vlogo pri ohranjanju stabilnosti. Izpostavljeno je predvsem pomanjkanje informacij v realnem času ali skoraj realnem času, ki preprečujejo udeležbo porabnikov na trgu aktivnega odjema. Zasebne polnilnice naj bi po trenutnih ocenah predstavljale dve tretjini celotnega povpraševanja po električni energiji zaradi EV in se uvrščajo med sodobne naprave s potencialom za izkoriščanje prožnosti odjema (Hagenmaier, Wagener, Bert & Ohngemach, 2021), zato bo v nadaljevanju izpostavljen predvsem ta vidik njihove prožnosti.

3.2 Prožnost odjema

V Evropi so prakse prožnosti odjema manj razširjene oziroma omejene zgolj na posamezna področja. Mednarodna agencija za OVE izpostavlja, da oviri predstavljata predvsem neenoten sistem poročanja cen energije ter odsotnost zakonodajnih postopkov za vzpostavitev tega novega trga (IRENA, 2019).

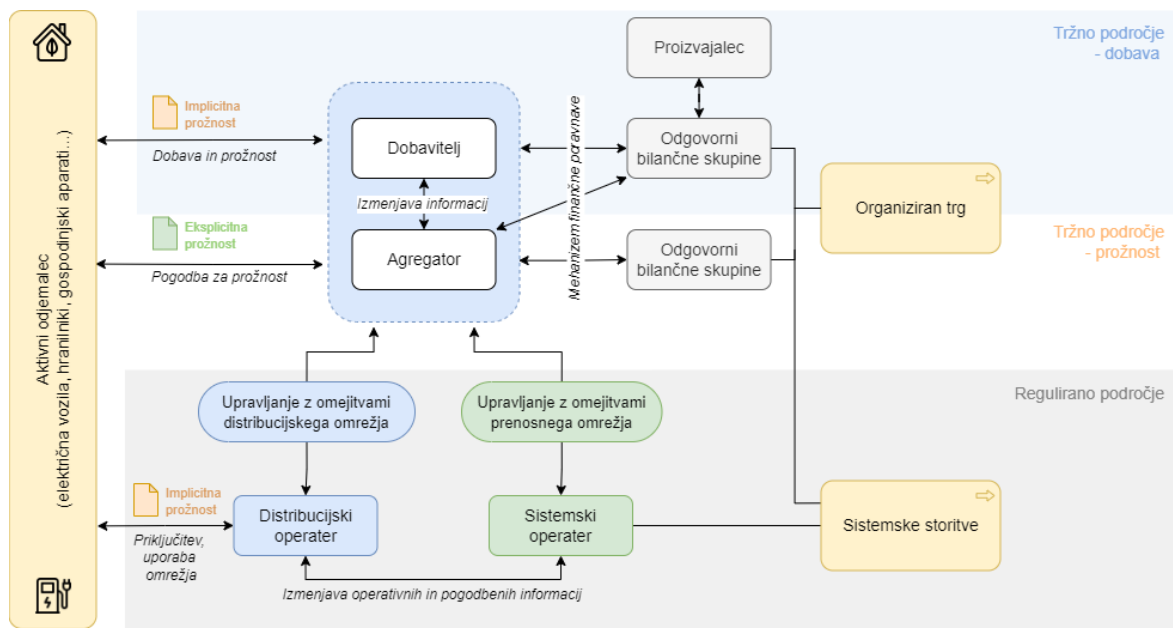
O vpeljavi konceptov pametnih omrežij na podlagi prožnosti odjema se med deležniki energetskih sistemov razpravlja že dlje časa, skupna pa je zahteva po vpeljavi dinamičnega tarifiranja in povezavi merilnih naprav s tehnološkimi rešitvami, ki bodo omogočile merjenje in vodenje odjema (Hamilton, Thomas, Park & Choi, 2012). EU si je zadnjih nekaj let prizadevala za vzpostavitev trga s prožnostjo odjema, kar je skupaj z Uredbo 2019/943 in Direktivo OVE 2018/2001 združeno v Svežnju o čisti energiji. Eden ključnih poudarkov te reforme je zahteva za izkoriščanje virov prožnosti na ravni distribucijskega omrežja s pomočjo razpršenih virov prožnosti (proizvodnja, odjem, hranilniki) ter nameščanje naprednih merilnih naprav za gospodinjске odjemalce. Po mnenju Agencije za energijo je treba razločevati med dvema vrstama izvajanja prožnosti, in sicer preko spreminjanja tarif (implicitna prožnost) ali neposredno na poziv (eksplicitna prožnost) (SODO, 2022).

Implicitna prožnost odjemalca spodbudi k prilagajanju odjema s spremembo tarifnega sistema (SODO, 2020). Primer implicitne prožnosti je dinamična omrežninska tarifa, ki jo zagotovi distributer omrežja. S prenovo metodologije obračuna omrežnine je Agencija za energijo leta 2021 v izvedbeno fazo podala nov način za zaračunavanje prispevka za omrežnino. Uporabniki so razvrščeni v uporabniško skupino glede na napetostni nivo in način priključitve. Glede na letno obremenitev sta v letu določeni dve sezoni, znotraj dneva pa različni časovni bloki. V časovnih blokih najvišje obremenjenosti je dodeljena najvišja postavka za obračun omrežnine s ciljem spodbujanja odjema, ko je obremenjenost sistema manjša (Elektroinštitut Milan Vidmar, 2021).

Eksplisitna prožnost pomeni izvajanje storitev prožnosti na podlagi zaprtih pogodb med odjemalcem in distributerjem (SODO, 2020). Primer eksplisitne prožnosti je dinamična tarifa električne energije, ki jo določi dobavitelj. Po metodologiji ekspertne skupine Smart Grids Task Force pri Evropski komisiji gre za zavezujočo prožnost odjemalca, s katero se lahko trguje na energetskih trgih. Z njo upravlja posrednik, t. i. agregator, ki je lahko neodvisen ponudnik prožnosti (neodvisni agregator) ali dobavitelj (odvisni agregator) (Agencija za energijo, 2019c).

Možne relacije med agregatorjem in ostalimi deležniki, osnovane na modelu skupine EU za razvoj pametnih omrežij, so v priporočilih za slovenski trg predstavili Batič, Marčič in Stergar (2019), nadalje pa so opredeljene v posvetovalnih dokumentih Agencije za energijo (Agencija za energijo, 2019c), kar je prikazano na sliki 4. Avtorji poudarjajo, da je treba izkoristiti možnost izvedbe pilotnih projektov in na podlagi tega določiti okvir agregatorja ter ga implementirati v normativni okvir na nacionalni ravni (Batič, Marčič & Stergar, 2019).

Slika 4: Shema deležnikov na trgu prožnosti odjema



Prirejeno po Agencija za energijo (2020).

Ta novi deležnik združuje zmožnost prilagodljivega odjema večjega števila odjemalcev in to kot storitev ponuja drugim udeležencem na elektroenergetskem trgu (Verzijlbergh, 2013). Vloge deležnikov, ki nastopajo na trgih polnjenja EV, se lahko precej razlikujejo, sploh pa so vloge v verigi vrednosti neopredeljene na področju vodenega polnjenja, kjer deležniki različnih segmentov šele prepoznavajo njihove priložnosti (Hagenmaier, Wagener, Bert & Ohngemach, 2021).

V nadaljevanju so predstavljeni glavna področja in deležniki, ki jih v literaturi pogosto povezujejo kot ključne akterje za vzpostavitev prožnosti odjema in kot predpogoj za vodeno polnjenje vozil.

3.2.1 Tržno področje – prožnost

Na organiziranem energetske trgu se bo izoblikovalo novo tržno področje s prožnostjo. Na trgu s prožnostjo bodo sodelovali dobavitelji, neodvisni agregatorji in odgovorni bilančne skupine. Ker posamezni manjši odjemalci na trgu sami niso zmožni ponujati zadostne količine prožnosti, se mora vzpostaviti vmesni člen, pogosto opredeljen kot agregator (Verzijlbergh, 2013). Agregator pridobi prožnost od odjemalca in jo agregira (združi) kot storitev prožnosti ter ponuja drugemu tržnemu udeležencu. Kot opredeljuje Agencija, je razvoj vloge neodvisnega agregatorja ključen za razvoj trga s prožnostjo (Agencija za energijo, 2020).

Neodvisni agregator je pojem, vpeljan v okviru direktive CEP, kot udeleženec na trgu, ki »opravlja dejavnosti agregiranja in ni povezan z dobaviteljem odjemalca« (Evropska komisija, brez datuma a). Agregator opravlja torej izključno vlogo agregacije, pri čemer informacije izmenjuje z dobaviteljem, svoje kapacitete ponuja sistemskemu in distribucijskemu operaterju ter odgovornim bilančne skupine (v nadaljevanju OBS). Ker agregator s svojo aktivacijo vpliva na OBS, se mora med njima izvesti finančna poravnava. V strokovnem združenju za pametna omrežja opozarjajo, da bo za vpeljavo neodvisnega agregatorja v večini držav članic treba popolnoma na novo definirati pravne odnose na trgu. Ločene pogodbe z deležniki (BRP, dobaviteljem, prenosnim in distribucijskim operaterjem) lahko namreč privedejo do nasprotujočih si interesov in predstavljajo oviro za vstop agregatorja na trg (EU Smart Grids Task Force, 2015).

Stališče Agencije za energijo, predstavljeno v posvetovalnih dokumentih, je, da je smiselno razmisliti tudi o začasnih rešitvah, s katerimi bi zmanjšali ovire za vstop agregatorjev na trg s prožnostjo (Agencija za energijo, 2020). Ena od alternativ je tudi model odvisnega agregatorja, predstavljen v nadaljevanju.

3.2.2 Tržno področje – dobava

Na trgu dobave sodelujejo odvisni agregator (dobavitelj), odgovorni bilančne skupine in proizvajalci. **Odvisni agregator** (dobavitelj, ki izvaja vlogo agregatorja) predstavlja eno od možnih pozicij agregatorja v odnosu do ostalih akterjev na trgu. Odvisni agregator v isti entiteti združuje dobavitelja in agregatorj ter zato ne zahteva dodatnega usklajevanja z OBS in drugim dobaviteljem, kot je to v primeru neodvisnega agregatorja (Verzijlbergh, 2013). Odjemalcem lahko ponudi platforme za avtomatizacijo porabe, ki bi prilagajale naprave odjemalcem glede na informacije v sistemu (EU Smart Grids Task Force, 2015). Model odvisnega agregatorja je že vzpostavljen v Skandinaviji, kjer je Danski elektrooperater

skupaj z raziskovalnimi skupinami in obstoječimi deležniki energetskega trga razvil koncept razvoja trga, imenovan »Market Model 2.0« (Guldbæk Arentsen, Juhler-Verdoner, Møller Jørgensen, Kiil & Holst, 2017).

3.2.3 Regulirano področje – sistemske storitve

V okviru sistemskih storitev delujeta distribucijski operater in sistemski operater. Distribucijski operater mora upoštevajoč omejitve lokalnega omrežja poskrbeti za stabilnost virov prožnosti, ki so prisotni na določenem področju (EU Smart Grids Task Force, 2015). Kot je zapisano v ZOEE, za »nadomeščanje zmogljivosti in varno obratovanje sistema lahko aktivira kapacitete agregatorjev ter ponudnikov porazdeljene proizvodnje iz OVE, prožnosti odjema ali shranjevanja energije«.

Storitve prožnosti elektrooperaterju predstavljajo možnost za regulacijo napetosti, upravljanje z zmogljivostmi omrežja in upravljanje z zamašitvami (Batič, Marčič, & Stergar, 2019). Na podlagi tega je mogoče omrežja dimenzionirati manj bogato in zamakniti določene naložbe v infrastrukturo distribucijskih omrežij. Fernández, San Roman, Cossent, Domingo in Frías (2011) poudarjajo razliko med vplivom polnjenja EV v urbanih in ruralnih območjih, pri čemer polnjenje EV izven konic odjema zmanjšuje investicije v distribucijsko omrežje za 5 do 35 % (Fernández, San Roman, Cossent, Domingo & Frías, 2011).

Po nekaterih predvidevanjih so lahko stroški zaradi vodenega polnjenja tudi do 60 % manjši na račun prihrankov pri zamenjavi elementov omrežja (kabli, transformatorji) ter 40 % nižji zaradi manjših izgub v omrežju (Verzijlbergh, 2013). Storitve prožnosti za distribucijskega operaterja so krajevno omejene, zato se izvajajo samo v delih omrežja, kjer je to potrebno. Vendar pa Agencija poudarja, da posodabljanja omrežij kljub temu ne smemo zanemariti, saj gre pri prožnosti odjema predvsem za reševanje problemov, ki se pojavljajo občasno in v omejenem obsegu (Agencija za energijo, 2019c).

V razvojnih dokumentih Ekspertne skupine EU za pametna omrežja ter tudi Agencije za energijo je izpostavljeno, da bo z razvojem trga s prožnostjo koordinacija med distribucijskim operaterjem in sistemskim operaterjem vse bolj zahtevna. Oba bosta morala preko agregatorjev izmenjevati merilne podatke in jih vključiti v načrtovanje sistemskih storitev ter finančne poravnave po odjemu (EU Smart Grids Task Force, 2015; Agencija za energijo, 2021).

3.2.4 Področje aktivnega odjemalca

Po projekcijah Inštituta za raziskave trajnostnih tehnologij CE Delft (2016) naj bi 83 % vseh gospodinjstev in malih podjetij v EU lahko postalo aktivnih odjemalcev do 2050. Od tega bi jih skoraj polovica lahko prožnost zagotavljala s pomočjo naprav, kot so pametni grelniki, hranilniki energije in električni avtomobili z možnostjo vodenega polnjenja. Ob upoštevanju

hitrosti trenutnega privzemanja tehnologije električnih vozil in polnjenja doma predstavlja vodeno polnjenje po njihovem mnenju daleč največji potencial za zagotavljanje prožnosti (Kampman, Blommerde & Afman, 2016).

Tradicionalno gledano je bil odjemalec vedno pasivna vloga v energetskega sistema, vendar pa se je v zadnjih letih potencial za njegovo razširitev zaradi nameščanja naprednih števec porabe še razširil. V Sloveniji je pomemben korak k temu doprinesel ZOEE, ki zavezuje distribucijskega operaterja, da do konca leta 2027 končnim odjemalcem vgradi napredne števe, ki so skladni z minimalnimi tehnološkimi zahtevami (SODO, 2020). Na ta način je odjemalcem omogočeno transparentno pridobivanje podatkov o porabi in oddaji električne energije – kar je tudi eden od predpogojev za vzpostavitev aktivnega odjema. Prav tako je pridobivanje podatkov o odjemu in oddaji omogočeno tudi tretjim osebam.

Aktivni odjemalec je za sodelovanje na trgu prožnosti s strani agregatorja upravičen do nadomestila za sodelovanje na trgu prožnosti. To zajema pavšalno mesečno nadomestilo, odvisno od moči naprave in časa trajanja prožnosti, ter nadomestilo na podlagi meritev na naprednih števcih. Prav tako sta omrežnina s prilagojenimi postavkami kot nagrada za aktiven prispevek k omrežju ter znižana stopnja prispevka za OVE (Agencija za energijo, 2019a).

Za uspešno implementacijo morajo biti odjemalci pripravljeni sodelovati na trgu s prožnostjo. Ena od oblik, s katero lahko dobavitelj odjemalce spodbudi k prilagojenemu odjemu, je dinamično tarifiranje električne energije, kar je tudi opredeljeno v ZOEE. V skladu s 17. členom zakona mora vsak dobavitelj z več kot 100.000 odjemalci ponuditi možnost pogodbe z dinamičnimi cenami. Pogodbe z dinamičnimi cenami so pomemben dejavnik implicitne prožnosti, saj spodbujajo uporabnike, da glede na višino cene energije (ki je ob večjem povpraševanju praviloma višja) prilagodijo svoje vzorce odjema.

V raziskavah Kosmač in drugi (2010) ter Mert, Suschek-Berger in Tritthart (2008) je bilo prepoznanih nekaj dejavnikov, na podlagi katerih se odjemalci odločajo za vključitev v programe prožnosti odjema, med katere spadajo finančni prihranki, finančne spodbude, varovanje okolja ter drugi dejavniki, kot sta udobje in priročnost. Kot so izpostavili Rihar, Zorić in Hrovatin (2016), je bila večina raziskav doslej usmerjenih v korist ostalih deležnikov, medtem ko je bila smotrnost prilagojenega odjema za odjemalce zapostavljena. V raziskavi, ki so jo izvedli med 1.194 slovenskimi gospodinjskimi odjemalci, so raziskovali pripravljenost za doplačilo oziroma pričakovano nadomestilo v zameno za sodelovanje v programih prilagajanja odjema.

Iz rezultatov raziskave, predstavljenih v tabeli 7, je možno razbrati, da obe vrsti odjemalcev pričakujeta razmeroma visok delež nadomestila mesečne položnice za elektriko, ko gre za neposredno krmiljenje naprav (med 11 in 15 % znižan račun), občutno manj pa so občutljivi na samodejno odzivanje naprav (med 3 in 5 % znižan račun). Oboji so pozitivno naklonjeni sprotnemu spremljanju porabe, ob vpeljavi rabatov za kritične tarife pa so pripravljeni plačati

med 9 in 14 % več. V raziskavi je bilo ugotovljeno, da so odjemalci z enotarifnim obračunom pripravljene investirati v opremo za prilagajanje odjema v povprečju 20,90 €, odjemalci z dvotarifnim obračunom pa v povprečju 25,70 € za vsak odstotek prihranka pri mesečnem računu za elektriko (Rihar, Zorić & Hrovatin, 2016).

Tabela 7: Pripravljenost na plačilo ali višina nadomestila glede na rezultate raziskave med odjemalci

Dejavnik	Pričakovana sprememba	
	Odjemalci z enotarifnim obračunom (n = 235)	Odjemalci z dvotarifnim obračunom (n = 959)
Prehod na trotarifni obračun	-14 %	-5 %
Prehod na urni tarifni obračun	/	-2 %
Samodejno odzivanje naprav	-5 %	-3%
Direktno krmiljenje naprav	-15 %	-11 %
Sprotno spremljanje porabe	+7 %	+1,4 %
Kritični konični rabati	+14 %	+9 %

Legenda: (-) predstavlja delež pričakovanega nadomestila pri mesečnem računu, (+) predstavlja delež, ki so ga pripravljene mesečno doplačati, (/) predstavlja vrednost, ki ni statistično značilna

Prirejeno po Rihar, Zorić & Hrovatin (2016).

Ugotovitev se sklada z rezultati Papermansa (2011), ki je študijo izvajal v Belgiji, kjer so za vsak prihranjen odstotek uporabniki pripravljene investirati 19,70 € za namestitev naprednega števca. Za spodbujanje odjemalcev k vodenemu polnjenju bi torej dobavitelji morali oblikovati finančne mehanizme, ki bi bili privlačni za odjemalce. Avtorji priporočajo, da na podlagi pozitivnega dožemanja spremljanja porabe dobavitelji to vključijo k svoji obstoječi rešitvi in s tem dvignejo dodano vrednost storitve (Rihar, Zorić & Hrovatin, 2016).

Pri EU Smart Grids Task Force (2015) zagovarjajo stališče, da mora biti za odjemalce vključitev v sistem prožnosti preprosta, cenovno ugodna in zanesljiva. Prednosti, ki jih prinaša prožnost odjema in s tem vodeno polnjenje, morajo biti jasne in enostavno merljive. Pri implementaciji je smiselno upoštevati tudi nekatera priporočila, ki jih navajajo strokovna združenja. Organizacija EU za varstvo potrošnikov (BEUC, 2019) je izpostavila nekaj priporočil, ki naj se upoštevajo pri implementaciji prožnosti odjema in s tem vodenega polnjenja:

- Ključno je, da so potrošniki na enostaven in jasen način obveščeni o delovanju prilagojenega odjema in vplivu na njihov vsakdanjik. Uporabnik bo manj verjetno izbral najcenejšega ponudnika, če je delovanje s tem bolj kompleksno.

- Potrošniki morajo vedno imeti možnost izbire tarife, ki ni časovno pogojena (dinamična tarifa). Dinamična tarifa ne sme biti privzeti način zaračunavanja.
- Agregatorji lahko znatno povečajo možnost, da gospodinjstva sodelujejo na trgih sistemskih storitev. Potrošniki morajo imeti na voljo vse informacije (recimo primerjalne spletne strani), da lahko primerjajo različne ponudnike in njihove rešitve.
- Dokler na trgu še ni dovolj velike koncentracije med agregatorji, morajo biti vzpostavljeni mehanizmi (sofinanciranje, krediti), da tudi najbolj ranljivim potrošnikom pokrijejo morebitne dodatne stroške.
- Če aktivnosti agregatorja posegajo v delovanje potrošnikovih naprav, mora biti jasno opredeljeno, kakšni so algoritmi v ozadju in kako ti vplivajo na odločitve.

Navsezadnje strokovna združenja opozarjajo tudi, da morajo agregatorji in dobavitelji imeti enake možnosti za pridobivanje podatkov o fleksibilnosti v imenu svojih strank, pri vsem tem pa se ne sme zanemariti vidika zaščite potrošnikov in odgovornega ravnanja z informacijami (EU Smart Grids Task Force, 2015).

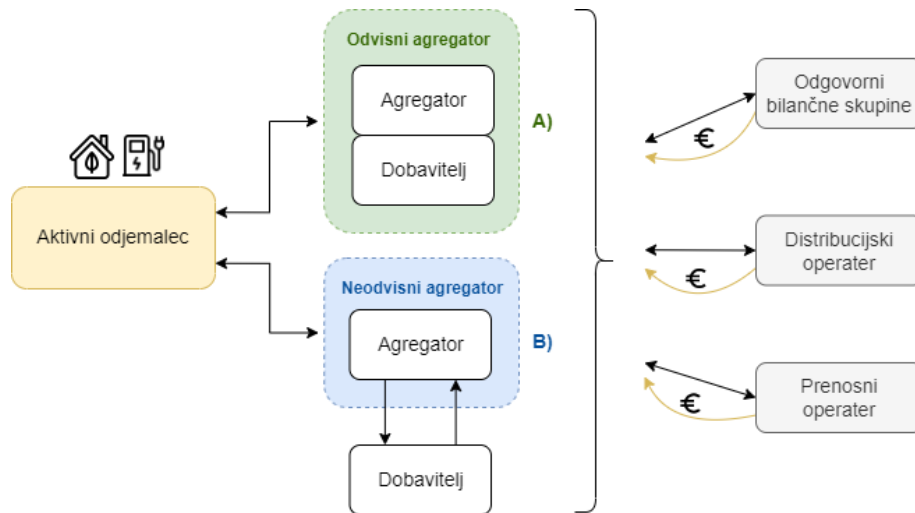
3.3 Vzpostavitev vloge agregatorja

Agregator v modelu je postavljen v središče kot vmesni člen med vsemi deležniki, saj kot tržni subjekt na konkurenčnem trgu izkorišča ekonomije obsega odjemalcev (San Román, Momber, Abbad & Sánchez Miralles, 2011). S povečanjem obsega aktivnih odjemalcev v svojem portfelju agregator zmanjša tveganje za morebitno nezmožnost zagotavljanja dodatnih kapacitet in s tem postane pomemben deležnik v energetskega sistema (De Heer & Van der Laan, 2017).

3.3.1 Umestitev agregatorja v EES

Razmerja med agregatorjem in drugimi tržnimi udeleženci omogočajo široko interpretacijo, zato so se izoblikovali številni poslovni modeli glede na tehnične, zakonodajne in ekonomske zmožnosti na posameznem trgu (Agencija za energijo, 2019a). Kot pojasnjujeta de Heer in Van der Laan (2017), poslovnega modela agregatorja ni mogoče opredeliti enoznačno, saj je pri vpeljavi treba upoštevati raven prilagajanja odjema, segment odjemalcev in značilnosti lokalnega trga. Zato je vsaj v začetni fazi smiselno pričakovati, da bo sočasno implementiranih več modelov, ki bodo prilagojeni glede na potrebe trga. Dva izmed najbolj pogosto omenjenih modelov sta ponazorjena na sliki 5, na kateri je kot primer A prikazan odnos odvisnega agregatorja, kot primer B pa primer neodvisnega agregatorja. Pri tem je ostalo odprto vprašanje povezave in finančne poravnave z ostalimi deležniki.

Slika 5: Prevladujoča koncepta umestitve agregatorja v odvisnosti do ostalih deležnikov na trgu



Prirjeno po Agencija za energijo (2019b).

Agencija za energijo je z namenom oblikovanja modela leta 2019 pričela z razpravo glede vloge neodvisnega agregatorja ter v posvetovalnem dokumentu združila vidike deležnikov trga v Sloveniji. Oblikovan je bil okvir agregatorja, ki vključuje pravila za delovanje trga, povzet po konzorciju USEF.

3.3.2 Primer vpeljave agregatorja

Zaradi relativno visokega odjema moči polnjenja je Agencija prepoznala polnjenje EV na domu odjemalca kot enega izmed dveh potencialnih poslovnih primerov za vpeljavo vloge agregatorja. V posvetovalnem dokumentu je prednost pripisala ponudniku storitev e-mobilnosti, ki naj bi bil boljše pozicioniran kot obstoječi dobavitelj (Agencija za energijo, 2019c). Gre torej za primer neodvisnega agregatorja, pri čemer pa ne gre zapostaviti tudi alternativnih modelov, ki so predstavljeni kot demonstracijski primeri projektov.

Z namenom odprave kompleksnosti in olajšanja vstopa na trg novim deležnikom, kot je agregator, je danski operater trga skupaj z raziskovalnimi skupinami in obstoječimi deležniki energetskega trga razvil metodologijo »Market Model 2.0«. Model je pogosto opredeljen kot prvi evropski poskus harmonizacije vloge agregatorja v odnosu do drugih deležnikov na trgu sistemskih storitev (Bach Andersen in drugi, 2019).

Koncept je sestavljen iz štirih različnih tržnih modelov, ki lahko po mnenju Guldbæk Arentsena, Juhler-Verdonerja, Møller Jørgensena, Kiila in Holsta (2017) predstavljajo tudi stopnje za implementacijo na določenem trgu. V prvi stopnji vpeljave agregator predstavlja vlogo, ki jo lahko prevzame kateri koli od obstoječih deležnikov na trgu, običajno dobavitelj, kar je tudi značilnost koncepta odvisnega agregatorja. V nadaljnjih stopnjah agregator

postane samostojen deležnik na trgu, ki trguje s prostimi kapacitetami. Zagotavlja predvsem vir za zagotavljanje storitev za vzdrževanje omrežne frekvence (sistemske storitve).

- Model 0: Agregator predstavlja vlogo, ki jo lahko prevzame kateri koli od obstoječih deležnikov na trgu, običajno dobavitelj energije oziroma deležnik, ki je najbližje končnemu uporabniku.
- Model 1: Agregator postane samostojen deležnik na trgu, ki trguje s prostimi kapacitetami. Zagotavlja predvsem vir za zagotavljanje storitev za vzdrževanje omrežne frekvence.
- Model 2: Agregator postane še bolj neodvisna vloga in omogoča trgovanje na vseh energetskih trgih. Je neodvisen od odjemalčevega obstoječega dobavitelja in tudi sam skrbi za merjenje podatkov in odstopanje od enotno določenega »baseline« ravnovesja. Posamezni odjemalec lahko ima pogodbe sklenjene z več agregatorji
- Model 3: Agregator nastopa kot ponudnik storitev, ki za končnega odjemalca združuje fleksibilnost in dobavo energije. Vzpostavljena je enotna meritvena točka za namen merjenja porabe in dobave ter količine fleksibilnosti.

Določitev idealnega modela agregatorja ni enoznačna in naj bo prilagojena značilnostim posameznega trga (Guldbæk Arentsen, Juhler-Verdoner, Møller Jørgensen, Kiil & Holst, 2017). V sklopu pilotnega projekta PARKER je bila uporabljena različica modela 1. Implementirana je bila tako, da agregator (v tem primeru podjetje Nuvve preko platforme GIVE) prejme informacije o skupni kapaciteti, ki je na voljo na polnilnih mestih, ki jih upravlja. Več kot je v nekem trenutku priključenih avtomobilov, z večjo kapaciteto prilagodljivega odjema lahko agregator upravlja. V izračun razpoložljive kapacitete so vključene tudi druge spremenljivke, kot so prejeti načrti voženj, stanje napolnjenosti in temperatura. Agregator nato prejme informacije o frekvenci energetskega sistema in pripravi optimizacijo potrebne kombinacije EV. S ponudbo nato nastopi na trgovni platformi Centrica (Neas Energy) za izravnavo s sistemskim operaterjem. Na podoben način poleg Danske tudi v Franciji in Veliki Britaniji že delujejo nekateri sistemi za prožnost odjema s pomočjo EV (Bach Andersen in drugi, 2019).

Podjetje Nuvve je prisotno na več svetovnih trgih in na Danskem uspešno komercialno izvaja storitve vodenega polnjenja. Nuvve, ki je v tem primeru agregator, na podlagi svojega poslovnega modela te prihranke prelije v nižje cene pametnih polnilnic, znižane cene za električno energijo za polnjenje in letno vzdrževanje polnilne infrastrukture. Uporabnik preko aplikacije vnese potrebe o razpoložljivosti svojega vozila za določen dan, Nuvve pa poskrbi za učinkovito polnjenje z agregiranjem razpoložljivosti omrežja (Nuvve Crop, 2020). V projektu Smart Charging v Veliki Britaniji je nadomestilo za uporabnike namesto finančnega nadomestila pri dobavitelju zajemalo ugodnosti v obliki bonov za nakupe pri različnih trgovcih (Electric Nation Project, 2019).

3.3.3 Pilotni projekti

Na podlagi pilotnega projekta na Danskem so bili analizirani nadgradljivost in potencialni prihranki za končnega uporabnika ob uporabi tehnologij vodenega polnjenja. Pri tem so prihranki za posamezen avtomobil dosegli med 1.000 in 2.300 € na leto (Nuvve Crop, 2020). Bach Andersen in drugi (2019) pri tem poudarjajo, da je višina prihrankov močno odvisna od faktorjev, kot so cena energije, cena polnilnice in vpliv na degradacijo baterije v vozilu.

Kot vsak deležnik obstoječega sistema bo tudi agregator pri svojem delovanju imel določene stroške, najbrž sorodne tradicionalnim dobaviteljem, ki imajo pogodbe sklenjene s končnim odjemalcem. Med drugim stroški obsegajo nadomestila za trgovanje ter stroške analize trga in vzpostavitve IT-infrastrukture (Ensslen, Ringler, Jochem, Keles & Fichtner, 2014). Stroškovna učinkovitost in poenoten pregled za odjemalca lahko postaneta argument za vzpostavitev vloge agregatorja pri obstoječem dobavitelju električne energije. V Sloveniji je po podatkih Agencije za energijo prožnost odjema v začetni fazi, saj distribucijski operater povprašuje po prožnosti zgolj v okviru pilotnega projekta, v katerega je vključen dobavitelj Elektro Energija (Agencija za energijo, 2022a). V tabeli 8 so predstavljeni nekateri od projektov, ki so bili na področju prilagojenega odjema izvedeni ali pa se izvajajo.

Tabela 8: Nekateri pilotni projekti na področju prilagojenega odjema

Projekt	Vključeni udeleženci	Zaključki
<i>Flex4Grid:</i> Razvoj sistema za upravljanje podatkov in vzpostavitev sistemov za upravljanje s prožnostjo na distribucijskem sistemu	Distribucijsko omrežje Elektro Celje Inštitut Jožef Štefan Smartcom 2.000 odjemalcev	V odzivih uporabnikov so ugotovili, da so zaradi dinamičnih tarif bolj pazili na porabo, izmed naprav pa so se najpogosteje odločili za izklop klimatske naprave ali pralnega stroja, najmanj pa za izklop hladilnika.
<i>Premakni porabo:</i> Namestitvev tehnološke opreme ter razvoj naprednih funkcionalnosti na obstoječi energetski infrastrukturi	ELES Hitachi Distribucijsko omrežje Elektro Maribor Elektroinštitut Milan Vidmar LEA Spodnje Podravje 800 odjemalcev	Ugotovljeno je bilo, da so odjemalci na podlagi vodenega odjema zmanjšali porabo tudi do 30 %. Pri gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcih je bil potencial prožnosti ocenjen med 47 in 186 MW. Najbolj opazni učinki znižanja obremenitev so bili doseženi pri uporabnikih z avtomatskim upravljanjem prilagajanja odjema, in sicer med 31 % v času poletja in 48 % pozimi.

se nadaljuje

Tabela 8: Nekateri pilotni projekti na področju prilagojenega odjema (nad.)

Projekt	Vključeni udeleženci	Zaključki
Aktivni odjemalec: Demonstracija tehnologije in ekonomskega potenciala za prilagojen odjem in razpršeno proizvodnjo malih odjemalcev	Gen-i Elektro Ljubljana ELES Cosylab Sitel Elektrina GOAP Kronoterm PLAN-NET	Platforma za agregiranje fleksibilnosti iz naslova 93 nameščenih naprav: toplotne črpalke, sončne elektrarne, baterijski hranilniki, naprave za nadzor nad klimami in grelci, električne polnilnice. Razvoj treh novih tehnoloških produktov ter objava priporočil za regulatorja za odpravo regulatornih ovir.
OneNet: Razbremenjevanje omrežja z nakupom prožnosti gospodinjstev odjemalcev ter enotni dostop do merilnih podatkov prožnosti odjemalcev oziroma pooblaščenih agregatorjev	ELES Distribucijsko omrežje Elektro Ljubljana	(Projekt je še v izvajanju.) Modeliranje lokacij, kjer je na podlagi potreb ustrezno razbremenjevanje omrežja s prožnostjo. Na podlagi sklenjenih pogodb se na koncu meseca za vsakega odjemalca izdelava poročilo in izračuna količina dobropisa za uspešne aktivacije.

Prirejeno po Savanović in drugi (2018), Habjan (2020), SODO (2022) in Agencija za energijo (2022a).

Projekt OneNet, ki vključuje 72 partnerjev iz večine članic EU, je na podlagi analize 15 vseevropskih pilotnih projektov za prilagajanje odjema že v raziskovalni fazi opozoril na odsotnost splošnega EU regulatornega okvira za vzpostavitev lokalnih trgov za agregacijo ter nizke tehnične standardizacije. Drivakou, Bachoumis, Tzoumpas, Troncia in Fernando (2021) so v poročilu projekta izpostavili naslednje ovire in zahteve za prilagojen odjem:

- prožnost odjema zahteva večji poudarek na digitalizaciji;
- eden dolgotrajnejših izzivov je vzpostavitev zanesljivega merjenja podatkov in varnost informacij;
- standardizacija ima velik vpliv na splošno privlačnost trga za nove investitorje; ob vse večjem številu naprav in akterjev, ki sodelujejo na trgu, je nujna opredelitev njihovih vlog;
- trenutne tehnološke rešitve je treba uveljaviti na realnih projektih, da se dokaže njihova upravičenost;
- aktivni odjemalci neposredno sodelujejo v procesih izravnave, zato se od obstoječih deležnikov pričakuje, da prilagodijo procese upravljanja in spremenijo obstoječ odnos do strank.

Prožnost odjema ima potencial, da pomaga dobaviteljem razširiti njihov prodajni portfelj, upravljalcem omrežij izognitev ali vsaj odložitev povečanih investicij v omrežje, sistemskim

operaterjem pa uravnavanje ravnovesij in cenovno učinkovit nadzor nad omejitvami omrežja (EU Smart Grids Task Force, 2015). Za zagotavljanje (predvsem lokalnih obremenitev) je pomemben tudi prilagodljiv odjem za manjša podjetja in gospodinjstva, denimo s prilagoditvami odjema njihovih toplotnih črpalk in polnjenja električnih vozil (Guldbæk Arentsen, Juhler-Verdoner, Møller Jørgensen, Kiil & Holst, 2017).

3.4 Vodeno polnjenje EV

Strokovno združenje ChargeUp Europe, ki v Bruslju zastopa ponudnike polnilne infrastrukture EV, je podalo predloge za prenovljeno direktivo AFID. Med ducatom predlaganih zakonodajnih in tehnoloških ukrepov izpostavljajo pomembnost vpeljuje polnilne infrastrukture, ki bo zajemala ustrezne tehnologije za trajno prihodnost. Pri tem predstavijo vodeno polnjenje kot eno od ključnih tehnologij, ki bi jo na zakonodajni in tehnološki ravni morali poenotiti (ChargeUp Europe, 2020). Alternativne načine polnjenja EV sta Kempton in Tomić (2005) razdelila na dva tipa: vodeno enosmerno polnjenje in vodeno dvosmerno polnjenje (imenovano tudi V2G oz. Vehicle to Grid). Način polnjenja, ki lahko kar najbolj optimalno izpolni značilnosti vodenega polnjenja (nizka moč, počasno polnjenje za daljše časovno obdobje), je polnjenje na privatnih in delno privatnih polnilnicah. Hitro polnjenje na javnih polnilnicah v več študijah ni prepoznano kot potencialen način za vodeno polnjenje (Verzijlbergh, 2013).

Vodeno polnjenje se od obstoječih načinov nekontroliranega polnjenja razlikuje v tem, da je močno podprto z načinom izmenjave informacij. Huber, Schaule, Jung in Weinhardt (2019) vodeno polnjenje opredeljujejo kot informacijski sistem za optimizacijo procesa polnjenja, ki poleg cilja določene napolnjenosti baterije zasleduje tudi tehnične, finančne in okoljske cilje, ki jih zasledujejo udeleženci trga. Evropski komite za standardizacijo v elektrotehniko vodeno polnjenje definira kot obliko polnjenja EV, ki ga določajo zunanji dejavniki. To omogoča prilagajanje vzorcev polnjenja in možnost integracije v energetske sistem na način, ki je prijazen tako do uporabnika kot do omrežja (CEN-CENELEC, 2012).

Tehnični cilj vodenega polnjenja je razbremenitev omrežja oziroma glajenje koničnih obremenitev omrežja na način, da polnilnice delujejo kot aktivni odjemalci energije, ki na podlagi informacij iz okolja prilagajajo moč odjema (Verzijlbergh, 2013).

3.4.1 Karakteristike baterij, polnilnic in vozil za vodeno polnjenje

Po mnenju Huberja, Schauleja, Junga in Weinhardta (2019) vse vrste baterijskih sklopov niso primerne za vodeno polnjenje. Kot pojasnjujejo, je za vodeno polnjenje pomembno, da lastnosti baterije zagotavljajo čim manjše časovne razelektritve (angl. self-discharging), kar v praksi pomeni, da avtomobil vzdržuje visoko raven napolnjenosti, tudi če se je polnjenje končalo pred nekaj urami. Prav tako je pomembno, da baterija nima značilnosti pomnjenja

(angl. memory effect), ki bi postopno zmanjševalo kapaciteto baterije v primeru nepopolne razelektritve pred pričetkom naslednjega cikla polnjenja.

Manzettijeva in Mariasiu (2015) izpostavljata, da litij-ionske baterije, ki so trenutno tudi najbolj razširjene, od razpoložljivih tehnologij najbolj optimalno združujejo omenjene karakteristike, poleg tega pa so prilagojene na prekinitve polnjenja in polnjenje pri različnih vrednostih napoljenosti, kar je pomembna karakteristika za vodeno polnjenje. Hitrost polnjenja je odvisna od polnilne postaje, ki je vir energije, povezovalnega kabla in modula za nadzor polnjenja v avtomobilu. Pri tem sta moč in hitrost polnjenja baterije odvisni od najšibkejšega člena v tej verigi. Mednarodni standard za polnjenje električnih vozil IEC 61851-1 opredeljuje štiri različne načine polnjenja na polnilni postaji, ki so predstavljene v Tabela . Hardman in drugi (2018) so načine polnjenja povezali s potencialom za vodeno polnjenje.

Tabela 9: Načini polnjenja in potencial za vodeno polnjenje

Način polnjenja	Moč [kW]	Potencial za vodeno polnjenje	Običajna lokacija polnilnice	Način priključka
Način 1	1–3	NE	Gospodinjstva	Gospodinjaska vtičnica, Type 1, Type 2
Način 2	1–7	DA	Gospodinjstva, služba	Gospodinjaska vtičnica, Type 1, Type 2
Način 3	> 43,5	DA	Služba, javna polnilna mesta	Type 1, Type 2
Način 4	> 400	DA	Glavne prometne povezave	CCS (CHAdemo)

Vir: Hardman in drugi (2018).

Način 1 vključuje polnjenje na domačem trifaznem priključku, ki pa ni primeren za vodeno polnjenje. V tem načinu je moč polnjenja nizka, EV pa je zgolj porabnik energije, ki nima vzpostavljenega nobenega protokola za izmenjavo informacij. Način 2 vključuje namensko polnilno postajo »wall-box«, ki že omogoča višjo moč polnjenja in komunikacijo med vozilom in virom polnjenja. Takšne polnilnice so običajno nameščene doma ali na delovnem mestu, medtem pa so v načinu 3 polnilnice nameščene na delovnem mestu in javnih polnilnih mestih, saj njihova moč presega priključke gospodinjstev. Način 3 predstavlja polnilnice z enosmernim tokom in visoko močjo do 400 kW ter so nameščene ob glavnih prometnih koridorjih (Hardman, in drugi, 2018).

3.4.2 Dejavniki privzemanja vodenega polnjenja

Priložnosti za vpeljavo vodenega polnjenja so vsekakor realne, saj podatki uporabe polnilnic kažejo, da je večina privatnih polnilnic večino časa brez priključenega EV ali pa je ta popolnoma napolnjen (Verzijlbergh, 2013). Prebivalec Nemčije po podatkih Zveznega ministrstva za promet in digitalno infrastrukturo vsakodnevno v povprečju prevozi 30 km, v večjih mestih pa skoraj za polovico manj. V raziskavi sta Nobis in Kuhnimhof (2018) izračunala, da bi običajna polnilnica z močjo 7,7 kW porabo vsakodnevne vožnje napolnila v nekaj več kot dveh urah.

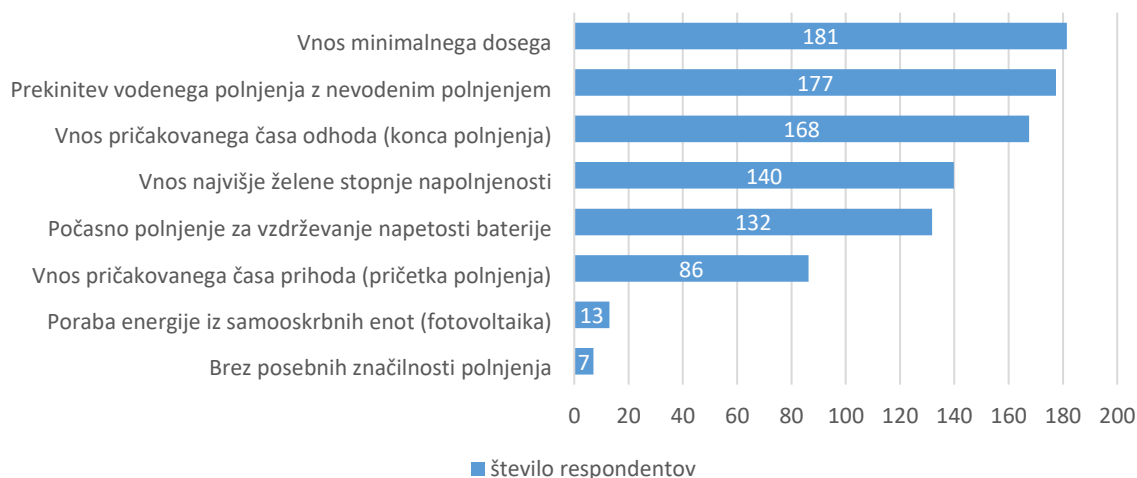
Študija vzorcev polnjenja na Danskem je pokazala, da je vpeljava vodenega polnjenja možna brez izrazitega vpliva na vožnjo ob predpogoju temeljite analize obnašanja končnega uporabnika (Bach Andersen, in drugi, 2019). Analiza strokovnjakov iz Boston Consulting Group je opredelila glavne motivatorje z vidika končnih uporabnikov na področju zasebnih polnilnih postaj (Hagenmaier, Wagener, Bert & Ohngemach, 2021):

- vsestranska in cenovno dostopna strojna oprema,
- preprosta namestitvev,
- možnost spremljanja in upravljanja s porabo energije (npr. spletna ali mobilna aplikacija),
- vključenost v lokalno energetska infrastrukturo.

Obstajajo številni predlogi poslovnih modelov za integracijo vodenega polnjenja EV na trg, ki so hkrati tudi predmet specifik posameznega omrežja in zakonodajnega pogleda na tematiko. Kot poudarjajo Huber, Schaule, Jung in Weinhardt (2019), morajo poslovni modeli za vodeno polnjenje graditi tako na motivaciji končnih odjemalcev kot tudi operaterjev za vpeljavo sistemov vodenega polnjenja. V študiji uporabnikov EV v Veliki Britaniji so uporabnikom v aplikaciji ponudili izbiro vodenega polnjenja v celotnem dnevu ter vodenega polnjenja, ko je cena elektrike najnižja. Pri tem je 53 % večino časa izbralo možnost polnjenja ob najnižji ceni (dinamična tarifa) oziroma izven koničnih obremenitev (Electric Nation Project, 2019).

Po mnenju Marxena, Chemudupatya, Graf-Drascha, Fridgena in Schoepfa (2022) se večina raziskav pri vidikih privzemanja vodenega polnjenja osredotoča predvsem na denarne spodbude za končne odjemalce, manj pa na nedenarne spodbude. Will in Schuller (2016) sta med 237 zgodnjimi uporabniki vodenega polnjenja v Nemčiji izvedla raziskavo dejavnikov za privzemanje vodenega polnjenja, ki so predstavljeni na sliki 6. Med drugim je raziskava pokazala, da na račun vodenega polnjenja uporabniki pričakujejo v povprečju 20-odstotno znižanje stroškov za mesečno polnjenje. Presenetljivo pa z raziskavo ni uspelo dokazati statistične povezave med višino nadomestila in vključitvijo v sistem vodenega polnjenja. Kot najbolj pomembna sta se za respondente namreč izkazala dejavnika prispevek k stabilnosti omrežja ter večja izkoriščenost OVE na račun zamikov terminov polnjenja (Will & Schuller, 2016).

Slika 6: Značilnosti, ki jih uporabniki pričakujejo v aplikaciji za vodeno polnjenje EV



Vir: Will & Schuller (2016).

Deležniki EES, ki bodo želeli vpeljati vodeno polnjenje, bodo morali prepoznati tiste motivatorje, ki bi uporabnikom na račun omejevanja lastnega odjema čim manj vplivali na vzorce privatne vožnje (Marxen, Chemudupaty, Graf-Drasch, Fridgen & Schoepf, 2022). Na podlagi raziskav je torej poleg prihrankov na račun porabe vodenega polnjenja smiselno uporabnikom smiselno komunicirati tudi količino energije, ki je v določenem obdobju prispevala k ohranitvi omrežja ter prihrankom ogljičnih izpustov (Will & Schuller, 2016).

Predpogoj za vpeljavo vodenega polnjenja je visoka stopnja izmenjave podatkov med različnimi deležniki sistema, med katerimi mora potekati varna in zanesljiva komunikacija ob upoštevanju omejitev mobilnosti in uporabnikovih preferenc. Vse to pomeni pomembne premike tako v razumevanju odjemalca kot tudi sposobnostih obstoječe infrastrukture (CEN-CENELEC, 2012).

4 METODOLOGIJA RAZISKAVE

Teoretični del, predstavljen v prejšnjih poglavjih, je nastal z namenom predstavitve obstoječih deležnikov in stanja na elektroenergetskem trgu ter različnih konceptov polnjenja EV in možnih poslovnih modelov v prihodnosti. Predstavljeni so bili različni pogledi na prilagajanje odjema, pri čemer sta bila izpostavljena dva koncepta za vpeljavo vloge agregatorja na trgu vodenega polnjenja EV.

V empiričnem delu magistrskega dela sem izvedel poglobljene intervjuje pri deležnikih EES glede pomena prožnosti odjema, nove vloge agregatorja in stališč glede vpeljave tehnologije vodenega polnjenja. Kot sem na podlagi literature ugotovil v teoretičnem delu, obstaja možnost, da se bo vloga agregatorja najprej vzpostavila pri dobaviteljih električne energije (odvisni agregator), zato sem v raziskavi želel pridobiti čim večji vzorec slovenskih

dobaviteljev. To sem storil z namenom pridobivanja stališč o odnosu do tehnologije in smeri razvoja, ki se ga lotevajo. Zajeti sem skušal tudi mnenje obeh elektrooperaterjev, podjetij SODO in ELES, ki bosta porabnika sistemskih storitev novoustanovljenih agregatorjev. Kot glavni zakonodajni in razvojni organ je v Sloveniji za trg odgovorna Agencija za energijo, zato se mi je zdelo ključno izvesti tudi intervju z njihovim strokovnjakom ter tako predstaviti regulatorni okvir celotnega trga.

Skupno je bilo izvedenih sedem intervjujev s sogovorniki iz prav toliko podjetij. Z intervjuji na treh skupinah intervjuvancev je bil moj namen lažje razumeti in v kontekst postaviti vse ključne deležnike EES, ki bodo v prihodnosti izoblikovali trg prilagojenega odjema in vodenega polnjenja. V nadaljevanju tega poglavja so predstavljeni nameni in cilji raziskave, potek izvajanja intervjujev in udeleženci intervjujev, podan pa je tudi kratek pregled vsebine intervjujev.

4.1 Izvedba intervjujev

Glavna raziskovalna metoda je poglobljeni intervju z deležniki slovenskega EES. Intervjuje s predstavniki podjetij in Agencije sem izvajal med 22. 8. 2022 in 29. 9. 2022. Intervjuji so bili izvedeni na tri načine:

- osebni intervju,
- osebni intervju preko spletne videokonferenčne storitve,
- osebni intervju z vnaprej posredovanimi vprašanji za intervju.

Izbiro načina izvedbe intervjuja sem prepustil intervjuvancem, pri čemer so večinoma izbrali intervju preko videokonferenčne storitve. Trije intervjuvanci so želeli, da jim predčasno posredujem vprašanja za intervjuje. Skupno je bilo izvedenih sedem poglobljenih intervjujev, povprečno trajanje posameznega intervjuja pa je znašalo 40 minut. Pogovorov zaradi zagotavljanja diskretnosti in odprtega okolja nisem snemal, sem pa lahko eni od skupin pred začetkom zagotovil anonimnost (v drugih skupinah je samo eno ali dve podjetji). Ker sem želel pridobiti stališče obstoječih deležnikov EES, sem intervjuje razdelil v tri skupine:

1. Dobavitelji (A, B, C, D)
2. Elektrooperaterja (SODO, ELES)
3. Regulator trga (Agencija za energijo)

Kot je omenjeno v literaturi, so dobavitelji največkrat opredeljeni kot potencialni deležniki, ki bi lahko v začetku prevzeli vlogo agregatorja. Cilj je torej bil pridobiti čim več sodelujočih dobaviteljev in zbrati njihova stališča glede tematike na ravni njihovih tržnih storitev. Povabilo za sodelovanje sem poslal na podlagi seznama dobaviteljev, ki je javno objavljen na spletni strani SODO. Od vseh dobaviteljev sem s seznama izločil dobavitelje, ki se ukvarjajo izključno z dejavnostjo negospodinjanskega odjema. Od osmih preostalih podjetij,

ki ustrezajo tem kriterijem, se je odzvala polovica. Skupen tržni delež vseh štirih podjetij, s katerimi sem izvedel intervjuje, je v prvi polovici leta 2021 znašal 55,6 %. S tem sem pokrival več kot polovico trga gospodinjanskega odjema v Sloveniji.

Tabela 9: Profili intervjuvancev – dobaviteljev

Dodeljena oznaka	Profil intervjuvanca	Tržni delež na področju gospodinj. odjema (2021)
A	Razvoj energetskih storitev	L
B	Razvoj novih produktov s področja energetskih rešitev	L
C	Fleksibilnost in upravljanje z energijo	M
D	Sistemske integracije in merjenje	S
Tržni delež skupaj (2021)		55,6 %

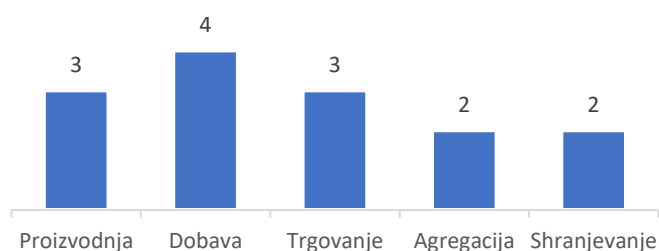
S – tržni delež manj kot 5 %, M – tržni delež med 5 in 13 %, L – tržni delež več kot 13 %

Vir: lastno delo.

Odgovore dobaviteljev sem anonimiziral, tako da sem jim dodelil zaporedne črke angleške abecede, ki predstavljajo posamezno elektropodjetje. Podjetja sem med seboj ločil tudi glede na tržni delež v gospodinjanskem odjemu, ki so ga dosegla v letu 2020. Oblikoval sem tri razrede (S, M in L) z neenotnimi razponi zaradi zagotavljanja anonimnosti podjetij.

Dobavitelji, s katerimi sem izvedel intervjuje, se razlikujejo tudi glede na področja delovanja. Razporeditev dejavnosti je predstavljena na sliki 7. Vsak predstavnik dobaviteljev je opredelil, s katerimi dejavnostmi se ukvarja podjetje. Brez izjeme se vsi ukvarjajo z dobavo, skoraj vsi pa celo s proizvodnjo in trgovanjem. Dva dobavitelja se ukvarjata tudi z agregacijo sistemskih storitev za operaterja prenosnega omrežja, prav tako se dva ukvarjata tudi s shranjevanjem, vendar v večji meri samo v okviru pilotnih projektov.

Slika 7: Število intervjuvanih podjetij glede na dejavnost



Vir: lastno delo.

Srednje- in nizkonapetostno distribucijsko omrežje predstavljata priložnost za vzpostavitev prožnosti odjema in s tem vodenega polnjenja, zato sem se odločil, da bom v raziskavo vključil tudi operaterja distribucijskega omrežja, družbo SODO. Njihova stališča so pomembna z vidika primerjave s stališči dobaviteljev. Svoj osebni pogled na tematiko je podal predstavnik SODO s področja za razvoj pametnih omrežij in mobilnosti. Prožnost odjema po drugi strani predstavlja priložnost tudi za zagotavljanje sistemskih storitev za sistemskega operaterja prenosnega omrežja, družbo ELES. Intervju sem opravil z zaposlenim s področja za strateške inovacije družbe ELES.

Ker je EES podvržen evropskim in nacionalnim zakonodajnim okvirom, je v analizo smiselno vključiti tudi stališče nacionalnega organa, ki bdi nad implementacijo v okviru slovenske zakonodaje. V tretji skupini intervjuvancev je torej regulator Agencija za energijo. Stališče regulatorja je pomembno, ker ima pregled nad celotnim trgom, poleg tega pa ima zaradi urejanja zakonodajnih sprememb tudi vpogled v razvoj segmenta trga tudi za več let vnaprej. Intervju sem izvedel s predstavnikom iz sektorja za razvoj in monitoring trga.

4.2 Pregled osnovnih vprašanj za poglobljene intervjuje

Za vsako od skupin intervjuvancev sem imel pripravljen seznam vprašanj, ki so bila odprtega tipa in so intervjuvancem omogočala poglobljene odgovore ter razpravo. Vsebina vprašanj je temeljila na teoretičnih ugotovitvah, predstavljenih v prejšnjih poglavjih. Vprašanja so bila vsebinsko prilagojena glede na skupino intervjuvancev, zato sem naredil tri različice vprašalnikov. V intervjujih so se vprašanja za vsako od skupin nekoliko razlikovala, neodvisno od skupine intervjuvancev pa so bila vprašanja intervjuja razdeljena na naslednje tematske sklope:

- uvod,
- izzivi in priložnosti prožnosti odjema,
- prepoznavanje vloge agregatorja,
- dejavniki privzemanja tehnologije.

Uvod je zajemal splošna vprašanja, s katerimi sem pridobil podatke o profilih respondentov in podjetjih, ki jih predstavljajo. Ostali sklopi so bili sestavljeni iz vprašanj, ki so se od splošne tematike prilagojenega odjema vse bolj osredotočala na prožnost odjema ter specifično tehnologijo vodenega polnjenja. Večina vprašanj je bila zasnovana na teoretični podlagi, ki sem jo predstavil v vsebini prejšnjih poglavij.

Vprašanja za dobavitelje so se osredotočala na poslovne modele prilagajanja odjema ter možnost za njihovo implementacijo. Vprašanja za elektrooperaterja so se v večji meri nanašala na vlogo prilagojenega odjema in deležnikov za sistemske storitve. Pri vprašanjih za Agencijo za energijo je bil večji poudarek na regulatornih izzivih pri sprejemanju zakonodaje. Zaradi kompleksnosti tematike je pri nekaterih vprašanjih tudi kratka

obrazložitev za lažje izhodišče pri odgovarjanju. Vsebina vprašanj vseh treh različic vprašalnikov je predstavljena v poglavju Priloge.

5 REZULTATI RAZISKAVE GLEDE AGREGATORJA NA TRGU VODENEGA POLNJENJA

V poglavju sem se osredotočil na predstavitev rezultatov posamezne skupine intervjuvancev, ki so predstavljeni v vsakem od podpoglavij. V zadnjem podpoglavju sem opravil sintezo odgovorov vseh treh skupin intervjuvancev ter predstavil ključne stične točke in razhajanja med njimi. Na podlagi rezultatov sem lahko v okviru naslednjega poglavja zasnoval predloge za vpeljavo agregatorja na slovenskem trgu.

5.1 Analiza intervjuja z regulatorjem trga

Intervju s predstavnikom Agencije za energijo je predstavljal osnovo, na kateri sem gradil preostale intervjuje. Glede na to da je Agencija edini regulator trga, ima svojevrsten vpogled na sistemsko in tržno področje, ki ga pokrivajo ostali deležniki. Tesno je vključena v sprejemanje zakonodaje na področju energetike in ima pregled nad vrsto tehnologij, ki se razvijajo. Zanimal me je predvsem razvojni in regulatorni vidik prilagajanja odjema in vloge agregatorja na tem novem trgu.

5.1.1 Pogled na obstoječe stanje trga

Kot je poudaril predstavnik Agencije za energijo, z vidika regulatorja v Sloveniji zagotovo zamujamo predvsem na distribucijskem omrežju, ki ni v zadostni meri upoštevalo usmeritev glede proizvodnje iz OVE. Ministrstvo, ki je skrbelo za nadzor nad razvojnimi načrti distribucije, ni odreagiralo pravočasno na razkorak med plani in realizacijo, zato so danes težave jasno povezljive z nepravočasno odzivnostjo na tem področju. Pristojnost nad potrjevanjem razvojnih načrtov je pred nekaj leti prevzela Agencija, ki je vključila mikroregulacijo s pomočjo uveljavljenih ekonomskih pristopov in razvila novo metodologijo s kazalniki uspešnosti na segmentih, ki so bili najbolj zapostavljeni (OVE, pametna omrežja ...).

Obstaja trg sistemskih storitev za ELES, saj lahko ta po svojem celotnem distribucijskem omrežju išče sistemske storitve prožnosti. Za namen prilagojenega odjema pa je potreben **razvoj lokalnih trgov**, ki jih pri nas še ni. Kot je poudaril intervjuvanec: »Manjka analiza celotnega omrežja, kjer bi po posameznih točkah prepoznali potrebe po prožnosti. Ker ni povpraševanja po prožnosti, tudi ni ponudbe prožnosti in posledično komercialnega ponudnika prožnosti.« Izpostavljeno je bilo nezadostno upravljanje z naprednimi števci, ki bi služili za prepoznavanje potreb odjemalcev. Ti omogočajo dostop do podatkov v realnem

času, vendar je to namenjeno odjemalcu, da podatke uporabi v naprednejših sistemskih storitvah, ne pa operaterju.

5.1.2 Pogled na nove vloge v okviru prožnosti odjema

Kot sem uspel izvedeti, je prožnost odjema ena od prioritet Agencije v naslednjem obdobju. Evropska zakonodaja v okviru svežnja CEP nalaga, da morajo države članice vzpostaviti model trga za agregacijo (odvisno in neodvisno). Agencija je že izvedla posvetovanja s potencialnimi deležniki ter zakonodajno uredila področje agregatorja (Agencija za energijo, 2020). Sogovornik je povedal, da je do nedavnega veljala paradigma, da se počaka na povečanje investicij v omrežja in se potem išče vire prožnosti. Prožnost pa je vpeljana ravno zato, da se poveča izkoriščenost obstoječega omrežja. Konvencionalne metode ojačanja omrežja zahtevajo poseg v prostor in čas, »prožnost pa ponuja priložnost, da (morda začasno) določene probleme rešimo hitreje kot s klasičnimi investicijami«.

Intervjuvanec je pritrdil dejstvu, da je opredelitev agregatorja v zakonskih aktih namenoma širša, ter dodal, da je agregacija tržna dejavnost in se vzpostavi na podlagi situacije stanja na trgu. Agregatorji torej ne bodo regulirani do te mere, kot so regulirani elektrooperaterji, ampak zgolj do te mere, »da se zagotovi osnovne funkcije (npr. izdajo računov) in zaščito odjemalcev«. Sodeč po odzivu sogovornika je tovrstna praksa običajna tudi ob vpeljavi drugih tehnoloških novosti – komercialni deležniki se ob razvoju poslovnega modela sproti usklajujejo z Agencijo – in obratno.

Nedorečen ostaja način kompenzacije med deležniki. Agregator namreč s svojimi aktivacijami vpliva na dobavo na odjemnem mestu in posledično povzroča odstopanja dobavitelju. Zaradi tega vpliva, ki ga ima do dobavitelja, mora delovanje ustrezno kompenzirati. Pri tem ima vlogo Borzen, ki bo najverjetneje še do naslednjega leta vzpostavil začetni model kompenzacije na podlagi analize stroškov in koristi.

Agencija se ne strinja, da je nepoznavanje odjemalcev ovira za dobavitelje ob vpeljavi vodenega polnjenja. Na podlagi posvetovanj, ki so jih izvajali, dobavitelji dobro poznajo svoje odjemalce, torej njihovo občutljivost na spremembo cen, spodbude (znižanja tarif) in vključevanje v sisteme prilagajanja odjema. Prej bi izpostavili tehnične vidike, kot so merjenje v realnem času, informacijske povezave in koordinacija. Po odpravi teh težav bo po njihovem mnenju tudi več interesa in se bodo prvi deležniki na trgu tudi vzpostavili. Kot poudarjajo, »gre sicer za obširno področje, ki za vzpostavitev potrebuje veliko deležnikov, da med seboj sodelujejo in razvijajo rešitve«. Je pa dejstvo, da so lahko trenutne visoke cene električne energije verjetno tudi dobra priložnost za agregatorje, če k temu pravilno pristopijo.

5.2 Analiza intervjujev z elektrooperaterjema

Električna energija se »pretaka« po prenosnem in distribucijskem omrežju do končnih odjemalcev ter med številnimi deležniki, pri čemer ključno vlogo igrata elektrooperaterja SODO in ELES. Vprašanja s predstavnikom podjetja SODO so se nanašala na distribucijsko omrežje, v intervjuju s predstavnikom podjetja ELES pa je bil predstavljen pogled s področja systemskega operaterja prenosnega omrežja. V nadaljevanju so v skupnih podpoglavjih predstavljeni glavni dejavniki, ki bodo po mnenju obeh operaterjev ključni za vzpostavitev vodenege prilagajanja odjema in s tem vodenege polnjenja.

5.2.1 Izzivi sočasnosti odjema in spoznavnosti omrežja

Po mnenju predstavnika distribucijskega operaterja je glede pilotnih projektov Slovenija precej napredna, ne zaostaja za drugimi državami v Evropi in razmišljamo v pravo smer. Predstavniki podjetja ELES je dejal, da ponujajo infrastrukturo in podpirajo pilotne projekte, da lahko različni deležniki testirajo delovanje svojih rešitev. Skladno s teoretičnimi predpostavkami mi je tudi predstavnik SODO potrdil, da distribucijsko omrežje še nima težav zaradi povečane moči odjema zaradi polnilnic za EV. Prav nasprotno je pri sončnih elektrarnah in toplotnih črpalkah, kjer je zelo razviden problem **sočasnosti** – vsi proizvajajo, ko je sončno, in vsi porabljajo, ko je hladno. Z večanjem števila EV pričakujejo problem tudi pri polnjenju, saj običajno avtomobile polnijo prav takrat, ko se uporabniki vrnejo z dnevnih obveznosti.

Izpostavljen je bil problem **spoznavnosti omrežja**. Enotnega pregleda nad podatki glede polnilnic EV na državnem niti na evropskem nivoju še ni, kar je težava tako za odločevalce kot tudi za odjemalce. Pri pridobivanju podatkov za teoretični del sem imel tudi sam težave s pridobivanjem točnih podatkov o polnilnih postajah. Obstajajo sicer ločeni portali, na katerih so zbrani delni podatki glede števila, vendar je tudi na spletni strani Ministrstva za infrastrukturo ob številu opomba, da podatki niso točni.

V tej smeri se razmišlja tudi v novi uredbi AFIR, ki je na ravni EU v sprejemanju. Predstavniki podjetja SODO poudarja, da bi bilo smiselno v soglasjih ali ločeno z merilnim mestom registrirati porabnika (polnilnico ali toplotno črpalko), kar bi potem tudi pripomoglo k načrtovanju omrežij in prilagajanju odjema. NN omrežje namreč ni grajeno na način, da bi v vsakem trenutku poznali njegovo obremenitev v določenem delu. Po mnenju intervjuvanca bosta »večja spoznavnost omrežja in sproten prenos podatkov olajšala vstop novim akterjem na trgu, recimo agregatorjem«.

5.2.2 Priložnosti merjenja odjema

Pomembna elementa merjenja odjema sta točnost in frekvenca zbiranja podatkov. Kot omenja predstavnik SODO, merilci zadnje generacije vsebujejo tudi t. i. I-1 vmesnik, ki

omogoča priključitev dodatnim akterjem neposredno na števec in lahko že zdaj v realnem času pridobiva informacije, ki so potrebne za prilagajanje odjema. Trenutno so števci namenjeni obračunu, v prihodnosti pa »pričakujemo, da bodo z meritvami v realnem času pomembni tako za elektrooperaterja kot tudi za nove akterje, kot so agregatorji«. Predstavniki ELES k temu dodaja, da bi morali poleg obstoječega merilca namestiti še dodaten modul (vmesnik), ki bo podatke iz števca komuniciral v enotni sistem. Izpostavlja še en model, in sicer, da za namen lastnega merjenja agregator namesti svoj lastni števec – slednje je kot predlog podala tudi Agencija za energijo.

Pričakovati je, da se bo v prihodnosti spremenil predvsem koncept načrtovanja omrežij. Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje predvideva t. i. dogovorjeno moč, določeno na podlagi pretekle porabe ali pa jo bo izbral uporabnik sam. Predstavniki SODO je predstavil primer, kjer je trenutna priključna moč za gospodinjstvo na 14 kW. »Uporabnik bo ugotovil, da ima dejansko moč samo 4 kW. Dogovorjeno moč si bo premaknil na 4 kW in s tem olajšal načrtovanje omrežja. Na ta način bo odjemalec bolj začel razmišljati o prožnosti svojega odjema. Nekaj bo k temu prispevala tudi višja cena električne energije, ki je posledica geopolitičnih in tržnih motenj v tem letu.«

5.2.3 Dojemanje vloge agregatorja

Kot meni predstavnik SODO, je dobaviteljem vloga agregatorja »pisana na kožo, se pa pričakuje, da bodo na trgu delovali tudi drugi neodvisni agregatorji«. Tudi predstavnik ELES meni, da je sprva lažja implementacija t. i. odvisnega agregatorja, ki deluje v isti bilančni skupini tako za ponujanje energije kot za prožnost ter je s tem napovedovanje lažje. Agregatorji bodo nudili storitve elektrooperaterjem (ELES, SODO) za obratovanje omrežja in zmanjševanje konic v določenih delih, po drugi strani pa dobaviteljem prilagajali odjem glede na tržne razmere (ceno) energije. Izpostavljeno je bilo, da bodo nudili storitve v dveh smereh, pri čemer bo potrebno paziti, da ne pride do **izničevanja**; »na eni strani bo nekaj zahteval dobavitelj, na drugi strani pa operater in bo s tem neto efekt nižji od pričakovanega«. Podobno problematiko je poudaril tudi predstavnik družbe ELES, ki je omenil, da bo eden glavnih izzivov arbitražno usklajevanje med sistemskim in distribucijskim operaterjem. Če agregator, ki deluje na distribucijskem omrežju, oddaja vire prenosnemu omrežju, se z aktivacijo obremeni tudi distribucijsko omrežje. »Najbrž bo moral obstajati sistem semaforjev, kjer bo ob zaznavi preobremenjenosti SODO blokiral prenos do prenosnega omrežja.«

Predstavljen model sofinanciranja polnilne postaje se predstavniku SODO ne zdi najbolj ekonomičen. Če bi odjemalec dobil zagotovilo, da bo za določeno obdobje cena električne energije nižja, bi se verjetno prej odločil za prilagojen odjem, kot če bi mu polnilnico financiral dobavitelj. Izgradnja polnilnice namreč v primerjavi s ceno avtomobila ni prevelik strošek, po drugi strani pa že zdaj vidimo, da trenutno s sončnimi elektrarnami, ki preko net meteringa zagotavljajo nižjo ceno EE, obstaja ogromno povpraševanje.

Eden od sogovornikov je izpostavil zanimiv vidik zasebnosti, saj se iz 15-minutnih podatkov lahko sklepa o določenih življenjskih vzorcih uporabnikov. So pa s prilagojenim odjemom ločnice vedno bolj zamegljene, saj se naprave vklaplajo, tudi ko uporabnika ni doma in je takrat bolj ugodno za omrežje. Pred recimo 15 leti bi lahko bilo iz profila odjema mogoče lažje predvideti navade gospodinjstva (vklop grelca za vodo, pečice in klimatskih naprav) in s tem osebne podatke. Kot je poudaril, bo naloga vsakega akterja, da spoštuje zakonodajo, naloga države pa, da vrši ustrezen nadzor nad izvajanjem.

Po mnenju predstavnika družbe ELES je največji izziv likvidnost trga vodenega polnjenja, zlasti zaradi trenutno majhnega števila polnilnih postaj, ki to omogočajo. Vendar pa poudarja, da se to utegne spremeniti: »Po projekcijah naj bi bilo do leta 2030 200.000 EV ter po uredbi EU ena polnilnica na 10 avtomobilov. Če torej 20.000 polnilnicam spremenimo moč polnjenja za samo 1 kW, pomeni 20 MW razpoložljivih kapacitet – to je 1/3 vseh kapacitet fleksibilnosti, ki jih v tem trenutku zakupuje ELES za svoje delovanje. To pa že predstavlja likviden in tržno zanimiv trg.« Ključni izzivi in predlogi obeh elektrooperaterjev so predstavljeni v tabeli 11 v nadaljevanju.

Tabela 10: Združeni izzivi in predlogi obeh elektrooperaterjev

Izzivi	Predlogi
Digitalizacija na vseh nivojih	I-1 vmesnik, ki omogoča priključitev dodatnim akterjem neposredno na števec
Problem sočasnosti	Enotna registracijska platforma za polnilnice EV
Problem spoznavnosti (registracija polnilnic, medsebojno gostovanje)	Namesto sofinanciranja polnilnic naj agregatorji vzpostavijo platforme, v katere bodo povezani števcji in tipala v gospodinjstvih (že pri sončnih elektrarnah se je izkazalo, da prihranek za energijo pretehta nad investicijo, ki se povrne v nekaj letih)
Odsotnost enotnega EU protokola pri aparatih, ki se povezujejo v internet (zmožnost povezave v platforme agregatorja za njihovo upravljanje)	Sistem »semaforjev« za izničenje obremenitev distribucijskega omrežja zaradi aktivacij za sistemskega operaterja
Izničevanje agregatrojev (agregatorji bodo nudili storitve na dveh straneh: dobaviteljem prilagajali ceno in sistemske storitve operaterjem)	
Usklajevanje med obema elektrooperaterjema (če bo agregator uporabljal sistemske storitve za sistemskega operaterja, bo s tem obremenjeval tudi omrežje distribucijskega operaterja)	
Zasebnost (iz podatkov uporabe se lahko sklepa o uporabnikovih življenjskih vzorcih)	
Majhno število polnilnic z omogočenim vodenim polnjenjem in s tem izziv likvidnosti za agregatorja	

Vir: lastno delo.

Oba intervjuvanca sta bila mnenja, da bo trg agregatorja zagotovo zaživel. V prvi fazi naj bi se po njunem mnenju njegova vloga izoblikovala pri dobaviteljih električne energije, kasneje pa se bodo pojavili tudi neodvisni agregatorji. Za vodeno polnjenje je predpogoj digitalizacija omrežja, ki je po mnenju predstavnika systemskega operaterja tudi eden od večjih izzivov.

5.3 Analiza intervjujev z dobavitelji

Pri najobširnejši skupini intervjuvancev sem se v intervjujih osredotočil na njihovo stališče glede prožnosti odjema ter aktivnosti, ki jih za ta namen že izvajajo. Zanimale so me glavne ovire, ki jih pri tem izpostavljajo, in splošen interes za prevzem vloge agregatorja ter vpeljavo storitev vodenega polnjenja. Ker so od vseh deležnikov najbližje končnemu odjemalcu, so se vprašanja nanašala tudi na vidik preferenc in pričakovanega privzemanja tovrstnih tehnologij s strani (aktivnih) odjemalcev.

5.3.1 Interes za vstop na trg agregatorja

Pomemben vidik pri vzpostavitvi trga s prožnostjo je vloga agregatorja in določitev deležnika, ki bi to vlogo lahko prevzel. Intervjuvance sem povprašal, kateri od obstoječih deležnikov bi po njihovem mnenju vlogo na začetku lahko prevzel. Podjetji A in B sta se strinjali, da je primeren kandidat za to vlogo dobavitelj, medtem pa je imel intervjuvanec C o tem določene pomisleke. Strinja se, da je za uporabnika bolje čim manj vmesnih členov, vendar »se nagibam bolj k rešitvam, ki bodo na nivoju države reševali tovrstno ponudbo, saj pri strateških dobrinah, kot je tudi električna energija, ne moremo vsega prepustiti trgu«.

Ob tem je bila izpostavljena tudi dilema enega od intervjuvancev glede lastniške strukture agregatorja. Podjetje, ki je v večinski državni lasti, mora za vsako investicijo skozi dolgotrajne postopke nadzornikov, priprave scenarijev in analiz, da upraviči svojo investicijo. Zasebno podjetje, ki bi želelo vstopiti na trg agregator, pa ima po njegovem mnenju časovno prednost, ker lahko deluje tudi kot zagonsko podjetje in lažje upraviči investicijo v tehnologijo, ki se šele razvija. Prav tako je bilo izpostavljeno, da se je manjšim podjetjem, ki se v večjem deležu ukvarjajo s sistemskimi storitvami, lažje vključiti kot večjim, ki jim systemske storitve predstavljajo le mali delež celotnih prihodkov poslovnega modela.

Najpogosteje omenjene ključne besede v kontekstu ovir za vzpostavitev trga s prožnostjo odjema (razvrščene po pogostosti):

- neobveščенost odjemalcev (glede koncepta prilagajanja odjema),
- odsotnost standardizacije produktov prožnosti,
- nedoločenost zakonodaje (glede vloge agregatorja),
- nezadostna standardizacija (na nivoju izmenjave podatkov),

- nezaupanje odjemalcev (za prepuščanje svojih naprav v upravljanje),
- nedorečen način poravnave (vloga agregator-SODO).

Ovire se v nekaterih točkah skladajo z dognanji, ki so jih opredelili na podlagi pilotnih projektov (Drivakou, Bachoumis, Tzoumpas, Troncia & Fernando, 2021). V okviru intervjujev je bilo izpostavljeno, da manjkata interes s strani SODO ter ustrezna finančna nagrada, ki bi pomagala, da se trg agregator vzpostavi.

Čeprav sta dva dobavitelja izpostavila, da je težava v široko zastavljeni zakonski definiciji agregatorja, je dobavitelj C poudaril, da to ni ovira. Predstavil je problem standardizacije s strani industrije in interesnih združenj. Po njegovem mnenju je treba rešiti še precej tehnoloških težav, predvsem »glede standardizacije protokolov za izmenjavo podatkov – in ko bo to definirano, bi se zagotovo lažje oblikovali poslovni modeli, ki bi jih tudi mi prevzeli. Temu bo potem sledila zakonodaja.« Slednje se sklada tudi z ugotovitvami Drivakou, Bachoumis, Tzoumpas, Troncia in Fernando (2021) pri proučevanju EU regulatornega okvira za vzpostavitev lokalnih trgov za agregacijo.

5.3.2 Interes za vodeno polnjenje

Na vprašanje, ali bi izkoristili priložnost razvoja platforme vodenega polnjenja in s tem postali prvi ponudnik z možnostjo prožnosti odjema v Sloveniji, so vsi odjemalci odgovorili pritrdilno. Zbirni prikaz interesa vseh sodelujočih dobaviteljev je predstavljen v tabeli 12. Dobavitelja B in C sta pojasnila, da agregatorska platforma že obstaja, treba pa bo opredeliti tarifni sistem. Dobavitelj A je izpostavil, da imajo za lastne potrebe floto EV in omrežje polnilnic. Prav tako razvijajo svojo platformo, ki bo omogočala vodeno polnjenje in s tem prilagajanje odjema, ko je to za omrežje najbolj ugodno.

Tabela 11: Zbirni prikaz interesa dobaviteljev za vstop na področje agregatorja, vodenega polnjenja in lastništva polnilnih postaj

Oznaka dobavitelja	Interes za agregator	Interes za vodeno polnjenje	Interes za lastništvo polnilnih postaj
A	DA	DA, za lastne potrebe že razvijajo platformo	NE, zaradi stroškov vzdrževanja
B	DA	DA	DA
C	DA	DA, na pilotnem projektu že preizkusili delovanje	DA, če se izkaže za stroškovno učinkovito
D	DA	DA, če se uporabi uveljavljena platforma	DA, predvsem najemanje polnilne infrastrukture

Vir: lastno delo.

Trije dobavitelji so omenili pomembnost pilotnih projektov, kjer že aktivno preizkušajo delovanje opreme, ki se bo odzivala na signale prožnosti. Dobavitelj C je opravil teste na malih gručah polnilnic, kjer sistem vodenega polnjenja tehnično deluje.

Glede možnosti ponujanja polnilnic z vodenim polnjenjem sta dva dobavitelja odgovorila pritrdilno. Pri tem je bilo predpostavljeno, da je bila izdelana analiza stroškov in koristi (angl. cost-benefit analysis), pri čemer bi se tovrstne naložbe oziroma modeli sofinanciranja polnilnic izkazali kot ekonomsko upravičeni. Dobavitelj A je izrazil pomislek glede lastnine polnilnic. Pri vsaki infrastrukturi je treba upoštevati tudi stroške vzdrževanja in druge stroške. Prav tako meni, da je ponudnikov mobilnosti, ki ponujajo polnilnice, na trgu že veliko. »Menimo, da bi raje ponujali platformo in rešitve kot pa samo polnilno infrastrukturo.«

Predstavniki podjetja A je izrazil prepričanje, da podatek o polnilnici v omrežju ne bo dovolj za uspešno obračunavanje. Precej je odvisno tudi od kapacitete baterije priključenega EV in pogostosti polnjenja. Agregator bi moral postaviti vsaj minimalne zahteve glede pogostosti odjema in kapacitete baterij, da bi se to pokrilo s stroški.

5.3.3 Pomembnost razumevanja končnih odjemalcev

Ob koncu leta 2021 so imeli slovenski dobavitelji sklenjene pogodbe z 971.749 končnimi odjemalci, od tega je bilo 88,5 % gospodinjskih odjemalcev (Agencija za energijo, 2022a). Dobavitelji torej razpolagajo s pomembnim znanjem glede svojih odjemalcev in vedo, kako se odzivajo na spremembe, zato imajo zelo neposreden vpogled v nakupne navade končnih odjemalcev.

Intervjuvanci so morali razvrstiti dejavnike, ki so v literaturi opredeljeni kot najpogostejši, da se kupci odločijo za vodeno polnjenje: natančnejše spremljanje porabe, znižan račun EE, cenejša polnilna infrastruktura, stabilnost omrežja (Will & Schuller, 2016). Rezultati, ki so nastali s posrednimi odgovori, so predstavljeni v tabeli 13. Vsi dobavitelji, s katerimi sem izvedel intervju, so ocenili, da bi odjemalce za prožnost odjema najbolj prepričala cena oziroma znižan račun za električno energijo. Sledi cenejša polnilna infrastruktura oziroma subvencioniranje naprav, preostale tri dejavnike pa razvrščajo kot manj pomembne. Dva dobavitelja sta izpostavila, da obstajajo odjemalci, kjer pride na prvem mestu v poštev tudi kateri od naštetih drugih dejavnikov, kot je npr. natančnejše spremljanje porabe – vendar je tovrstnih odjemalcev le peščica.

Rezultati se razlikujejo od tistih iz študije Willa in Schullerja (2016), ki sta ugotovila, da sta nemškemu odjemalcem na prvem mestu stabilnost omrežja ter večja izkoriščenost OVE. To je lahko tudi posledica specifičnosti odjemalcev v posameznih državah. Eden od intervjuvancev je opozoril, da je slovenski odjemalec »bolj tradicionalen, kar se tiče izdatkov za energente, in bolj občutljiv na ceno kot na druge dejavnike«. V severnih državah (Nemčija,

Skandinavija) so po njegovem mnenju »precej bolj ozaveščeni glede OVE in so za to pripravljeni plačati tudi za 10 % dražjo energijo«.

Tabela 12: Ocena dejavnikov za privzemanje s strani odjemalca

Dejavnik	Vrstni red po oceni dobavitelja			
	A	B	C	D
Znižan račun za električno energijo	1	1	1	1
Natančnejše spremljanje porabe	3	5	4	3
Cenejša polnilna infrastruktura	2	2	2	2
Stabilnost omrežja	4	3	3	5
Večja izkoriščenost OVE	5	4	5	4

Vir: lastno delo.

5.4 Ključne ugotovitve izbranih deležnikov

Na podlagi izvedenih intervjujev sem naredil primerjavo med stališči deležnikov. Iz pogovorov sem izluščil tako glavne skupne točke kot tudi razhajanja, ki se zdijo vredna nadaljnje diskusije.

Glavne skupne točke:

- infrastrukturna podhranjenost distribucijskega omrežja, ključnega za razvoj lokalnih trgov,
- odsotnost potrebne tehnične standardizacije,
- pomembnost centraliziranega sistema podatkov (bodisi kot enotne platforme z napovedmi odjema bodisi z registracijami polnilnih postaj),
- dinamično tarifiranje (omrežnine in/ali energije) kot predpogoj za uspešno prožnost odjema,
- pomembnost vloge agregatorja pri razvoju trga s prožnostjo,
- prevzem vloge agregatorja s strani dobavitelja (odvisni agregator) v začetni fazi.

Glavna razhajanja:

- SODO in eden od dobaviteljev menita, da dobavitelj ne bo sofinanciral polnilne postaje (neekonomičnosti zaradi stroškov vzdrževanja),
- glede izkoriščanja razpoložljivih podatkov merilnikov; Agencija pravi, da niso primerni, SODO pravi, da jih je mogoče uporabiti,

- glede pravne ureditve; Agencija pravi, da je prepuščena trgu, dobavitelji pogrešajo več oprijemljivih smernic.

Vzpostavitev trga vodenega polnjenja zahteva standardizacijo tehnologije, razvoj novih poslovnih modelov in sodelovanje med različnimi deležniki. Ker gre pri tem za usklajevanje na različnih ravneh (regulatorni organ, javna in zasebna podjetja), je bilo pričakovano, da so bili pogledi med deležniki na nekatere tematike različni. V naslednjem poglavju je predstavljena diskusija predlogov aktivnosti deležnikov, ki bi lahko predstavljala temelje za vzpostavitev vodenega polnjenja.

6 DISKUSIJA O PREDLOGIH AKTIVNOSTI DELEŽNIKOV ZA VZPOSTAVITEV VODENEGA POLNJENJA

Na podlagi zbranih odzivov s strani intervjuvancev lahko povzamem, da so v splošnem naklonjeni k vpeljavi vodenega polnjenja električnih vozil. Kot so izpostavili predstavniki elektrooperaterjev, vodeno polnjenje predstavlja priložnost za zmanjšanje obremenitev in s tem določen zamik investicij na distribucijskem omrežju. Slednje je zlasti pomembno z vidika hitrosti privzemanja EV v zadnjih letih, ki lahko ob »statusu quo« že povzročajo določene težave pri distribuciji. Na podlagi pogovorov z dobavitelji sem uspel izvedeti, da so pripravljene vodeno polnjenje vključiti v svoj poslovni model ob predpostavki, da so razrešene nekatere tehnične in zakonodajne ovire. Predpogoj za vodeno polnjenje je vzpostavitev prožnosti odjema, ki je povezana tudi z naprednimi načini merjenja odjema, zato se nekateri dejavniki za vzpostavitev trga tudi prekrivajo.

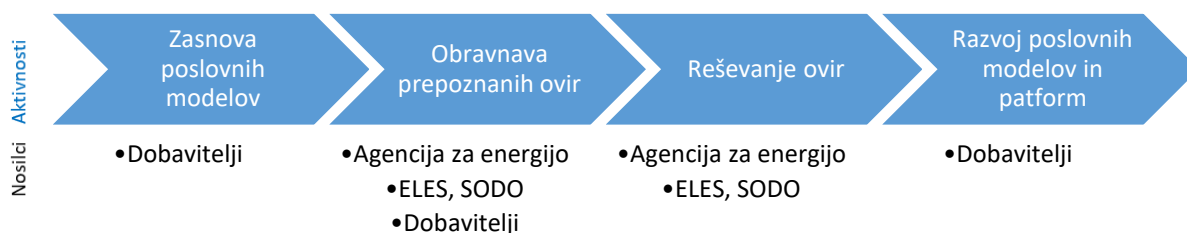
Za boljšo preglednost sem v nadaljevanju aktivnosti za vpeljavo koncepta vodenega polnjenja strnil v dve glavni točki, in sicer glede na tematiko in na vpletene deležnike. Ugotovil sem, da so najbolj kritični dejavniki povezani s poslovnimi modeli in tehničnimi ovirami za izmenjavo podatkov. Vsakega od teh sem opisal v ločenem poglavju, kjer sem tudi predstavil aktivnosti, ki naj se v določenem časovnem obdobju izvedejo za uspešno implementacijo.

6.1 Razvoj poslovnih modelov

Na podlagi intervjujev sem ugotovil, da prihaja do razkoraka med pričakovanji potencialnih deležnikov za vpeljavo vloge agregatorja, dobaviteljev ter stališča Agencije za energijo. Prvi pričakujejo, da bo vloga agregatorja bolj definirana, regulatorni organ pa vloge pušča odprte z namenom, da se najprej vzpostavi trg. Kot mi je bilo predstavljeno, je nekoliko širša zakonska opredelitev običajna praksa, saj zakonodajni organ ne more predvideti vseh poslovnih modelov, ki bi lahko prišli v poštev za posamezne dobavitelje. V primeru novih tehnologij se tudi v procesu izdelave poslovnega modela, kot mi je bilo pojasnjeno, deležniki ob implementaciji pogosto obrnejo na Agencijo za pojasnitev in dodatno opredelitev.

Z vsemi pridobljenimi pogledi na tematiko menim, da prihaja do nepotrebnega zaostanka v razvoju poslovnih modelov, kar tudi zavira trg vzpostavitve prilagojenega odjema. Dobavitelji morajo preučiti svoj obstoječi poslovni model, prepoznati ustrezne priložnosti za vpeljavo prožnosti odjema in izdelati analizo. Glede na prepoznane ovire bi se morali obrniti na ustrezne deležnike na elektroenergetskem sistemu (bodisi na elektrooperaterja bodisi na regulatorja) ter v skupnem diskurzu nato na ravni sistema določiti možne rešitve. Na kratek rok predlagam sosledje aktivnosti, ki je ponazorjeno na sliki 8.

Slika 8: Predlagane aktivnosti in nosilci pri razvoju poslovnih modelov agregatorja



Vir: lastno delo.

V nadaljevanju je vsaka od zgoraj omenjenih aktivnosti podrobneje opisana.

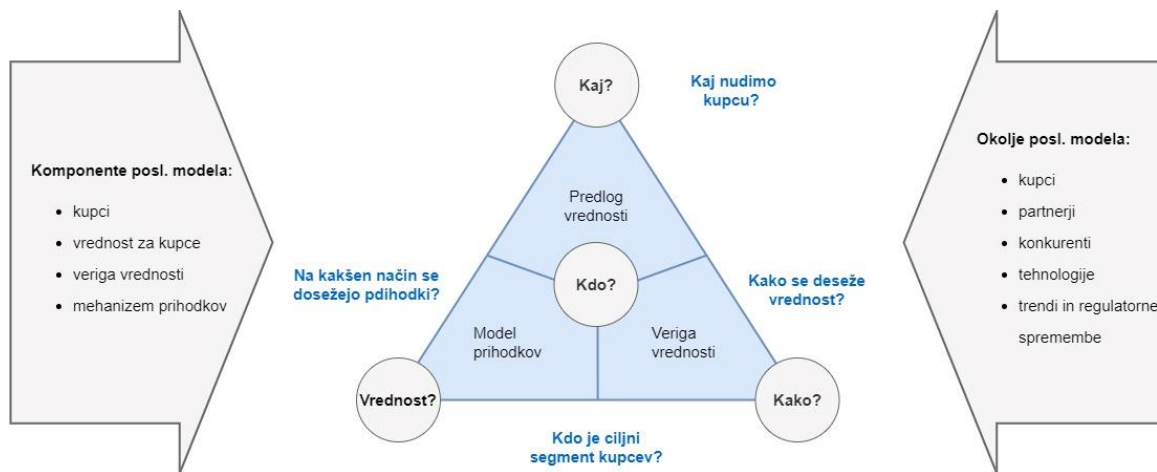
6.1.1 Zasnova poslovnih modelov

Na podlagi zakonodajne osnove, ki je podana s strani regulatorja, naj zainteresirani deležniki izdelajo poslovne modele za vpeljavo vodenega polnjenja. Nekateri intervjujanci so poudarili, da so že izvedli ali pa še izvajajo pilotne projekte na področju prožnosti odjema, zato nekatere neposredne izkušnje že obstajajo. Prav tako so javno dostopni – med drugim v teoretičnem delu te naloge – tudi poslovni modeli za vpeljavo vloge agregatorja v drugih državah.

Obstaja več pristopov za razvoj poslovnih modelov, sam pa bi predlagal razvoj po principu St. Gallen razvoja poslovnih modelov, ki so ga opredelili Gassmann, Frankenberger in Csik (2013). Po tem modelu, prikazanem na sliki 9, je poslovni model definiran na osnovi kupcev, končnega produkta, pričakovane vrednosti in načina pridobivanja zaslужka. Na podlagi osnovnih vprašanj, ki tvorijo »čarobni trikotnik«, se izoblikujejo osnovne predpostavke za poslovni model (Gassmann, Frankenberger & Csik, 2013).

St. Gallen model oblikovanja poslovnega modela poudarek daje zunanjemu okolju in odnosu poslovnega modela do ostalih deležnikov, zato je precej relevanten tudi za deležnike, ki so tesno vpeti v regulatorni okvir slovenskega EES. Steinhöfel, Kohl in Orth (2016) dodajajo, da mora v začetni fazi model zajemati analizo komponent in poslovnega okolja, pri čemer se upoštevajo tudi ostali deležniki na trgu in dejavniki okolja, ki vplivajo na poslovni model.

Slika 9: Prilagojen »St. Gallen model za razvoj poslovnega modela«



Prerejeno po Steinhöfel, Kohl & Orth (2016) in Gassmann, Frankenberger & Csik (2013).

V tej fazi mora deležnik opisati svoj obstoječi poslovni model na podlagi štirih dimenzij trikotnika. Na ta način se prepoznajo morebitne slabosti in nedoslednosti, ki jih je treba v naslednjih korakih razrešiti. Nekatere iztočnice, ki so se na podlagi izvedene raziskave izkazale kot nujno potrebne v procesu zasnove poslovnih modelov agregatorja:

- Kdo bo ciljni kupec in kako mu bomo storitev ponujali?
- Bodo vsi kupci obravnavani enako ali jim bo (glede na delež sodelovanja) omogočena večja nagrada?
- Kako bo potekala finančna poravnava z ostalimi deležniki v sistemu?
- Merjenje odjema z lastnimi merilniki ali obstoječimi naprednimi merilniki?
- Ponujanje vodenega odjema z lastno infrastrukturo ali vključitev zunanjega ponudnika, npr. upravljalca polnilne infrastrukture?

Določena vprašanja so precej odvisna od obstoječega poslovnega modela deležnika, posebej odnos do kupcev, prodajni kanali in mehanizem prihodkov. Kot je poudarjeno s strani Batič, Marčič in Stergar (2019), morajo biti pravila za nadomestila na račun prožnosti, ki je bila realizirana, jasno definirana.

6.1.2 Obravnava in reševanje ovir

Z razvojem poslovnega modela bodo deležniki prepoznali glavne ovire, ki bodo imele bodisi tehnološke bodisi zakonodajne predpostavke. Na podlagi tega se bodo v proces vključili zunanji deležniki (Agencija ali oba elektrooperaterja). Na podlagi prepoznanih ovir se bodo izvedla posvetovanja bodisi individualno bodisi kot javna posvetovanja z vsemi deležniki. Predlagam, da posvetovanja izvede Agencija za energijo, ki lahko po potrebi v pogovore vključi tudi oba elektrooperaterja (glede na vsebino ovir). Posvetovanja naj predstavljajo osnovo za razreševanje ovir, ki sledijo v naslednjem koraku.

Nekatere iztočnice, ki sem jih v intervjujih prepoznal kot ključne pri uspešnem razreševanju ovir:

- Kateri skupini deležnikov ovira predstavlja težavo?
- Gre za tehnično ali regulatorno oviro?
- Kateri deležnik bo pristojen za razreševanje ovire?
- Kakšna bo časovnica razreševanja ovire?

Če izvajalec posvetovanj presodi, da je to potrebno, lahko izvede več iteracij tega in prejšnjega koraka, dokler niso jasno opredeljene ovire in določeni deležniki, ki bodo ovire razreševali. Prepoznane ovire, ki onemogočajo razvoj poslovnih modelov ali nekaterim akterjem otežujejo vstop na trg, je treba odpraviti. Glede na vsebino ovir Agencija za energijo aktivira deležnike, ki sodelujejo na področju, kjer je težava. Če se izkaže, da gre za regulatorno težavo, se lahko poseže tudi po ukrepih na področju zakonodaje.

Nosilec mora napredek poročati vsem udeležnim akterjem, posebej v primeru, da se napredek razlikuje od načrtovane časovnice v prejšnjem koraku. Informacije potrebujejo predvsem tisti deležniki, ki razvijajo poslovne modele.

6.1.3 Razvoj poslovnih modelov in platform

Vzporedno s korakom reševanja ovir lahko poteka nadaljnji razvoj poslovnih modelov. Kot je definirano po principu St. Gallen razvoja poslovnih modelov, je smiselno ob oblikovanju lastnih pregledati vzorčne primere poslovnih modelov ter definirati vzporednice na podlagi lastnih zahtev. S tem se tudi poskuša razrešiti ovire, ki so bile prepoznane. Na tem koraku je še posebej pomembno, da se osredotoči na zunanje okolje novega poslovnega modela.

Pri tem vsekakor ne gre zanemariti vidika končnega odjemalca ter njegovega vidika prevzemanja vodenega polnjenja, ki je predstavljen v poglavju 3.4.2. Zaželeno je tudi lastna raziskava vidikov vpeljave vodenega polnjenja, ki naj bi jih deležniki izvedli na sklopu potencialnih odjemalcev in s tem nadgradili svoj poslovni model. V okviru implementacije poslovnega modela se za zmanjšanje tveganja najprej predlaga izvajanje pilotnih projektov, ki omogočajo popravke in prilagoditve poslovnega modela. Kot je poudarila večina sodelujočih deležnikov, so pilotni projekti pogosto uporabljena metoda za preizkušanje potencialnih poslovnih usmeritev. Z iteracijami in dopolnitvami na podlagi izvedb pilotnih projektov lahko poslovni model agregatorja tudi bolj uspešno integriramo v obstoječ poslovni model deležnika.

6.2 Razvoj platforme za izmenjavo podatkov

Kot precej pereča so se izkazala razhajanja v načinu merjenja podatkov, ki so osnova za uspešno izmenjavo podatkov o prožnosti odjema. Na tehnološkem področju bosta za uspešen

razvoj potrebni analiza celotnega omrežja in vzpostavitev lokalnih trgov. Vse to bi lahko dosegli z merilci in centraliziranim sistemom merilnih podatkov, kar bi lahko izkoriščali tako agregatorji kot tudi operaterji trga.

Odjemalci v Sloveniji imajo v skoraj 90 % nameščene napredne merilnike, ki naj bi na podlagi pogovora z distribucijskim operaterjem omogočali meritve v realnem času, pomembne za vodeno polnjenje. Ostali deležniki se z uporabnostjo teh meritev ne strinjajo v celoti, zato bi bilo smiselno narediti celovito raziskavo delovanja obstoječih merilnikov za namen sprotnega odčitavanja podatkov (čim bližje realnemu času).

Gre za tehnološki problem, ki pa mora v osnovi zagotoviti najmanj:

- izmenjavo podatkov čim bližje realnemu času,
- spoznavnost omrežja na lokalnem nivoju,
- ustrezno povezovanje merilnikov in podatkovnega centra,
- profile odjema uporabnikov ob upoštevanem varstvu osebnih podatkov,
- razvoj platforme za izmenjavo podatkov med pooblaščenimi agregatorji in operaterji trga.

Zgornje cilje bi lahko bilo možno doseči po končanih aktivnostih, opisanih v nadaljevanju: določitvi ustreznosti merilnih naprav ter registraciji zasebne polnilne infrastrukture.

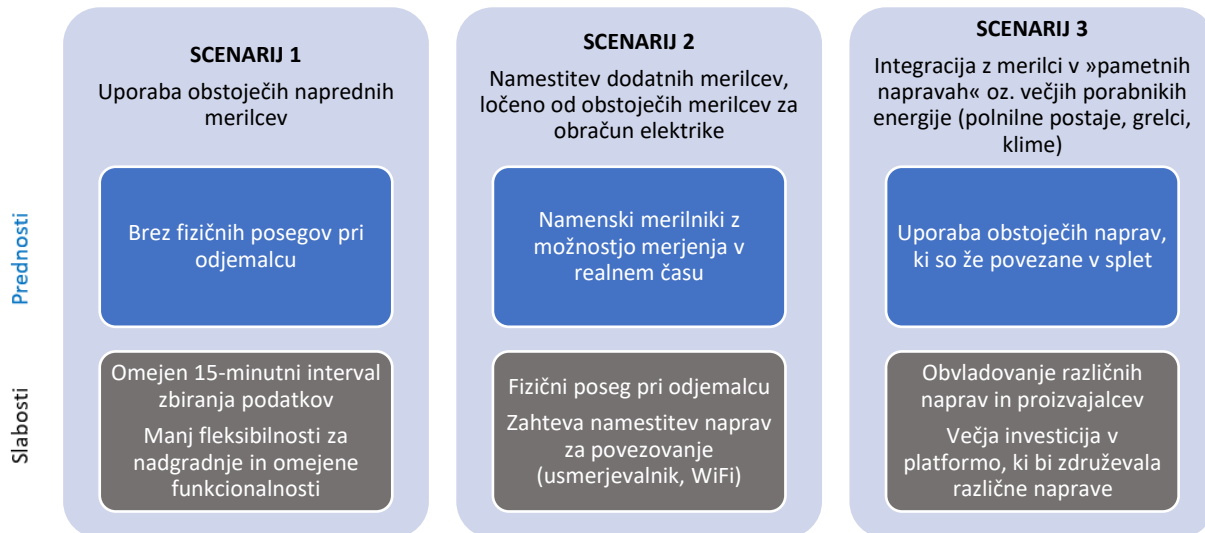
6.2.1 Določitev ustreznosti merilnih naprav

Prva aktivnost obsega raziskavo delovanja merjenja, s katero bo mogoče ugotoviti, ali lahko brez večjih investicijskih vlaganj (tako za odjemalca kot za distributerja) uporabimo obstoječo infrastrukturo naprednih merilnikov. Zdi se mi smiselno, da analizo merilnikov opravi SODO, saj je kot distribucijski operater skrbel za njihovo nameščanje pri odjemalcih v Sloveniji. Kot nadzorni organ naj Agencija za energijo sodeluje skupaj z inštituti, kot sta Elektroinštitut Milan Vidmar in Inštitut Jožef Stefan, ki lahko poskrbijo za testiranje merilnikov.

Treba bo definirati minimalne standarde, ki so potrebni za povezovanje merilnih podatkov z zalednimi sistemi, in opredeliti načine njihove integracije. Če se bo izkazalo, da obstoječa merilna infrastruktura ne zadošča vodenemu polnjenju, se morajo poiskati alternativni načini merjenja, ki lahko zajemajo uporabo obstoječih naprednih merilnikov ali namestitev dodatnih merilnikov ločeno od merilcev za obračun elektrike oziroma uporabo merilcev v »pametnih napravah«, ki so zmožne povezovanja na splet. Vsak od predlaganih načinov ima določene prednosti in slabosti, ki so predstavljene kot scenariji na sliki 10 v nadaljevanju.

Scenarij 1 zajema presojo in uporabo obstoječih merilcev, ki so po podatkih Agencije nameščeni v 88 % odjemalcev na distribucijskem omrežju (Agencija za energijo, 2022a), omogočajo pa spremljanje porabe in oddaje energije na 15-minutnem intervalu.

Slika 10: Predlog scenarijev za platformo za izmenjavo podatkov



Vir: lastno delo.

Drugi scenarij se nanaša na namestitev dodatnih merilnikov, ki bi bili specializirani za merjenje v realnem času. S tem je seveda povezan strošek namestitve in povezovanja na splet. Tretji scenarij, študijo o izvedljivosti uporabe »pametnih naprav«, povezanih v splet, so že opravili Hasan in drugi (2021), ki so dognali, da obstaja realna možnost, da se jih poveže v enotno platformo za enostavno spremljanje porabe tako s strani odjemalcev kot tretjih oseb. Avtorji pa so izpostavili izziv obvladovanja podatkov različnih proizvajalcev in ustrezno interpretacijo v namenski platformi ali aplikaciji.

Po izvedbi tehnološke presoje je treba za vsak scenarij izvesti vsaj analizo stroškov in koristi ter na ta način prepoznati višino potrebne investicije. Tovrstni podatki so ključnega pomena za deležnike, ki želijo prevzeti vlogo agregatorja in v svoj poslovni model vključiti vodeno polnjenje.

6.2.2 Registracija zasebne polnilne infrastrukture

Pomemben vir za prepoznavanje potreb omrežja je poleg ustreznega merjenja odjema tudi spoznavnost kapacitet priključenih naprav. Kot je poudaril eden od elektrooperaterjev v okviru intervjuja, dejstvo, da je na nekem področju polnilnica, še ne pomeni, da je tudi dovolj pogosto v uporabi, da se lahko uporabi za systemske storitve, ki bi jih uporabljal agregator. Odjemalec, ki sodeluje na področju prožnosti odjema v trenutku, ko se to od njega zahteva, predstavlja agregatorju večjo vrednost in bi moral biti ustrezno nagradjen. Način kompenzacije se definira v okviru poslovnega modela, najprej pa je treba prepoznati vire prožnosti, ki so v primeru EV polnilnice z možnostjo vodene polnjenja.

V okviru razvoja platforme za izmenjavo podatkov predlagam registracijo polnilne infrastrukture, ki bi omogočila enotno točko zbiranja podatkov o kapacitetah polnilnic po

določenih območjih. Kot sem zaznal v intervjujih, je tovrstna spoznavnost še kako pomembna pri pravilnem načrtovanju in dimenzioniranju omrežij. Če je pri javnih polnilnih postajah vsaj do določene mere opredeljeno, koliko jih je postavljenih v Sloveniji, je drugače pri zasebnih postajah. Niti približne ocene števila zasebnih polnilnic ni mogel podati noben dobavitelj niti sistemski operater. Zаметki enotne registracijske točke za upravljalce javne polnilne infrastrukture so vzpostavljeni na pobudo Evropske komisije, ki je leta 2021 vzpostavila repozitorij IDRR. Ta preko nacionalnih registracijskih točk dostopa – v Sloveniji je to Registracijska pisarna za ID kode v upravljanju Ministrstva za infrastrukturo – dodeljuje identifikacijske številke upravljalcem polnilne infrastrukture, podjetjem in organizacijam (NCUP, brez datuma). Omenjen način bi bilo smiselno razširiti še za zasebne polnilnice, ki bi podatke nudili preko enotne dostopne točke zgoj za podjetja v slovenskem EES.

Pri tem je treba paziti, da bo način registracije polnilnih naprav preprost. Eden od dobaviteljev je izpostavil, da je pomembno, da se z delovanjem trga odjemalcu ni treba ukvarjati. Prav tako mu je treba zagotoviti, da bo lahko nemoteno uporabljal svoje naprave še naprej. Zato bo treba dobro urediti delovanje v ozadju, kjer bo agregator skrbel za upravljanje z njegovo prožnostjo (trgovanje, upravljanje). To se tudi sklada z usmeritvami, ki jih je podala Organizacija EU za varstvo potrošnikov (BEUC, 2019).

Uporabnike bo torej treba stimulirati k registraciji svojih polnilnih naprav. To bi storili bodisi z vprašalnikom, priloženem k mesečni položnici, bodisi preko unikatne povezave do enotnega portala za registracijo naprave. S sloganom, kot je denimo »Se vaše električno vozilo polni doma? Registrirajte svojo napravo in prihranite«, bi skušali pridobiti čim večji delež uporabnikov, ki bi v zameno za sodelovanje lahko prejeli finančno ugodnost ali pa dostop do portala. Vprašalnik bi moral zajemati najmanj naslednja področja:

1. Število EV v gospodinjstvu in kapaciteta njihovih baterij
2. Najpogostejši čas polnjenja (ure v dnevu od-do)
3. Najpogostejši čas uporabe vozila (ure v dnevu od-do)
4. Spособnost zunanjega krmiljenja polnilnice
5. Izbira zelenega načina prilagojenega odjema: na poziv ali avtomatsko

S pridobljenimi podatki bi lahko izdelali »profile uporabnikov«, ki bi vsaj v začetni fazi pripomogli k boljšemu poznavanju odjemalcev. Skupaj z natančnimi podatki merilcev pri odjemalcih bi lahko sestavili celosten pregled nad trenutnim stanjem in možnosti za vzpostavitev platforme na področjih, ki bi se izkazala za ekonomsko upravičena.

6.3 Omejitve in predlog nadaljnjih raziskav

V raziskavo stališč glede prožnosti odjema, vloge agregatorja in vodenega polnjenja sem želel zajeti kar se da velik vzorec dobaviteljev elektrike v Sloveniji, mojemu povabilu pa se je odzvala polovica tistih, ki dobavljajo elektriko gospodinjstvom. Čeprav so bila njihova stališča v določenih točkah precej enotna, bi veljalo pridobiti mnenja vseh dobaviteljev,

predvsem več manjših iz več različnih delov Slovenije. Posledično težko rečem, da je vzorec reprezentativen in težko posplošim stališča štirih dobaviteljev na vse dobavitelje.

Skupina intervjujev z netržnimi deležniki je bila v celoti zastopana, saj sem izvedel intervjuje z obema elektrooperaterjema ter z Agencijo za energijo kot regulatrom. Je pa v vsakem primeru šlo za osebno stališče osebe, s katero sem izvedel intervju, ki ni nujno enako stališču podjetja ali institucije, ki so jo zastopali. Nekatera uradna mnenja deležnikov, večinoma povzeta iz razvojnih strategij in poročil, so predstavljena v teoretičnem delu naloge. Vseeno pa bo v nadaljnjih raziskavah smiselno pridobiti tudi uradno mnenje institucij, ki navsezadnje skrbijo za celotni EES v Sloveniji.

Deležniki na tržnem področju, ki so v tej nalogi omenjeni, niso pa bili vključeni v raziskavo, so upravljalci polnilne infrastrukture. Njihova vključenost je odvisna od izbranega modela vodenega polnjenja, saj lahko infrastrukturo po nekaterih modelih upravljajo odjemalci sami, lahko pa to izvajajo dobavitelji ali pa v razmerju z zunanjimi ponudniki oziroma upravljalci. Prav tako je bilo predpostavljeno, da dobavitelji dobro poznajo svoje končne kupce (odjemalce), zato posebne raziskave med njimi glede vodenega polnjenja nisem opravljal. Gre pa zagotovo za pomembno tematiko, ki bi si zaslužila bolj poglobljeno raziskavo, saj sem med opravljanjem intervjujev zaznal mnenje, da se slovenski potrošniki v nekaterih pogledih razlikujejo od tistih, ki so bili predstavljeni v raziskavah iz tujine. V analizi sem se zato oprl na raziskavo, ki je bila v Sloveniji izvedena glede prilagojenega odjema, smiselno pa bi jo bilo opraviti tudi za vodeno polnjenje EV.

Magistrsko delo je vsekakor dober temelj za razvoj poslovnih modelov, ki bodo omogočili razvoj trga vodenega polnjenja. Glede na obsežnost tematike so nekatera področja vsebinsko bolj pokrita kot druga, zato bo z zgoraj izpostavljenimi tematikami možno vsebino dodatno podkrepiti in jo z nadaljnjimi raziskavami še utrditi, da bo aktualna tudi za širšo regijo.

SKLEP

Napredek na vseh področjih povzroča nenehne spremembe in te se v zadnjih letih pospešeno dogajajo tudi na področju elektromobilnosti. Zaradi različnih dejavnikov so danes električna vozila (EV) že povsem običajen prizor, dejstvo pa je, da njihovo vedno večje število povečuje izzive podporne infrastrukture. V prvi vrsti je to polnilna infrastruktura, ki je odvisna od elektroenergetskega sistema, preko katerega se vozila polnijo.

Magistrsko delo predstavlja vidike agregatorja, ki so potrebni za vzpostavitev vodenega polnjenja EV. S pomočjo strokovne in znanstvene literature sem v teoretičnem delu magistrskega dela predstavil razvoj trga elektromobilnosti, vključno z najpomembnejšimi pojmi in tehnologijami glede vozil in polnilne infrastrukture. Preko primera sem slovenski trg elektromobilnosti postavil ob bok povprečju EU in Norveški, ki slovi kot trg z največjim deležem EV na prebivalca. Nadaljeval sem s prikazom ureditve trga z električno energijo v kontekstu razvoja od začetkov do trenutne pravno-formalne ureditve ključnih deležnikov.

Predstavil sem povečanje števila EV, konične obremenitve in povečevanja deleža energije iz obnovljivih virov, ki so se v literaturi izkazali kot največji izzivi za omrežja prihodnosti.

Vodeno polnjenje predstavlja eno od možnih rešitev, ki na podlagi signalov v okolju prilagaja jakost polnjenja vozil in s tem vzdržuje ravnovesje ponudbe in povpraševanja po elektriki. Ta način polnjenja vključuje deležnika, pogosto opredeljenega kot agregator, ki krmili večje število polnilnic z vodenim polnjenjem. Agregator za vodeno polnjenje na slovenskem trgu z elektriko še ne obstaja, čeprav je zakonska osnova za to pripravljena. V okviru magistrskega dela sem želel preveriti interes za vpeljavo vloge agregatorja. To sem dosegel preko empirične raziskave na treh ravneh obstoječih deležnikov: dobavitelji, elektrooperaterja in regulatorni organ Agencija za energijo. Na podlagi teoretične osnove in zbranih odzivov v okviru intervjujev sem izoblikoval akcijski plan za vzpostavitev trga z vodenim polnjenjem.

Empirična raziskava je pokazala izrazito pozitivno naklonjenost deležnikov do načinov prožnosti odjema in vzpostavitve vloge agregatorja. Čeprav so se vsi deležniki v splošnem strinjali, da je nizkonapetostno omrežje že v trenutnem stanju pogosto podhranjeno, sem zaznal nekatera razhajanja v dojetanju vloge agregatorja, ki naj bi tovrstne težave reševal. Rezultati so se skladali s predpostavkami iz teoretičnega dela, da bodo v začetku vloge agregatorja najverjetneje prevzeli dobavitelji. Predstavljeni akcijski načrt predstavlja osnovne aktivnosti, ki bodo dobaviteljem in ostalim deležnikom v pomoč pri začetni implementaciji vloge agregatorja v svoje obstoječe poslovne modele.

V preteklosti se je že velikokrat izkazalo, da je do spremembe prišlo hitreje, če se je več deležnikov zavzelo za skupni cilj. Trenutni izzivi elektroenergetskega sistema niso rešljivi v kratkem obdobju, lahko pa jim z ustreznimi tehnologijami, med katere spadata prožnost odjema in vodeno polnjenje, kot odjemalci pomagamo. Z ustreznimi aktivnostmi lahko dosežemo, da bo naš energetski sistem ostal v ravnovesju – kljub izkoriščanju trajnostnih, vendar prebojnih tehnologij, kot sta proizvodnja energije iz obnovljivih virov in splošna uporaba EV.

LITERATURA IN VIRI

1. ACER. (2021). *ACER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020*. Ljubljana: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
2. Agencija za energijo. (2017). *Slovensko prenosno omrežje*. Pridobljeno 8. oktobra 2022 iz <https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/prenosno-omrezje/slovensko-prenosno-omrezje>
3. Agencija za energijo. (2019a). *Neodvisni agregator na slovenskih trgih električne energije - aktualni vidiki*. Maribor: Agencija za energijo.

4. Agencija za energijo. (2019b). *Stališča o nadaljnjem razvoju elektroenergetskega sistema in trga z električno energijo z vidika transformacije sektorja*. Maribor: Agencija za energijo.
5. Agencija za energijo. (2019c). *Vzpostavitev trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji - Izhodišča*. Maribor: Agencija za energijo.
6. Agencija za energijo. (2020). *Koncept implementacije aktivnega odjema v okviru novega modela trga*. Maribor: Agencija za energijo.
7. Agencija za energijo. (2021). *Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2020*. Maribor: Agencija za energijo.
8. Agencija za energijo. (2022a). *Poročilo o stanju na področju energetike v Slovenije v letu 2021*. Maribor: Agencija za energijo.
9. Agencija za energijo. (2022b). *Udeleženci na trgu z električno energijo*. Pridobljeno 19. julija 2022 iz <https://www.agen-rs.si/gospodinjski/elektrika/udelezenci-na-trgu-z-elektricno-energijo>
10. Agencija za energijo. (2022c). *Električna energija - temelj sodobnega načina življenja, tehnološkega razvoja in doseganja podnebne nevtralnosti*. Pridobljeno 5. julija 2022 iz <https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika>
11. Babrowski, S., Heinrichs, H., Jochem, P. & Fichtner, W. (2014). Load shift potential of electric vehicles in Europe. *Journal of Power Sources*, 255, 283–293.
12. Bach Andersen, P., Hashemi Toghroljerdi, S., Sørensen, T., Eske Christensen, B., Lodberg Høj, J. & Zecchino, A. (2019). *The PARKER Project Final Report*. EUDP.
13. Batič, D., Marčič, T. & Stergar, J. (2019). Uvajanje trga s prožnostjo aktivnega odjema v Sloveniji: zaznane ovire in priporočila. *14. konferenca slovenskih elektroenergetikov [predstavitev]* Laško: Agencija za energijo.
14. BEUC. (2019). *Consumers and the future electricity grids: How to make flexible consumption a win-win*. Brussels: European Consumer Organization.
15. Bojnec, Š. & Križaj, A. (2021). Electricity Markets during the Liberalization: The Case of a European Union Country. *Energies*, 14(14).
16. Bojnec, Š. & Papler, D. (2016). Deregulation of Electricity Market and Drivers of Demand for Electrical Energy in Industry. *Management and Production Engineering Review*, 3.
17. BORZEN. (2020). *Začetni predlog modela neodvisne agregacije na slovenskem trgu z električno energijo*. Ljubljana: Borzen.
18. BORZEN. (brez datuma). *Dejavnost operaterja trga*. Pridobljeno 5. julijaa 2022 iz <https://www.borzen.si/sl/Domov/menu2/Operater-trga-z-elektriko/Dejavnost-Operaterja-trga>
19. BSP Energetska Borza. (brez datuma). *Spajanje trgov*. Pridobljeno 5. julija 2022 iz <https://www.bsp-southpool.com/spajanje-trgov.html>
20. CEN-CENELEC. (2012). *Smart Grid Use Case Management Process*. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group.
21. ChargeUp Europe. (2020). *Position paper on the Revision of Directive 2014/94/EU on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure*. Brussels: ChargeUp Europe.

22. Ciucci, M. (2021). *Notranji energetska trg*. Pridobljeno 28. julija 2022 iz <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/sl/sheet/45/notranji-energetska-trg>
23. De Heer, H. & Van der Laan, M. (2017). *USEF Workstream on aggregator implementation models*. USEF.
24. De Rosa, M., Gainsford, K., Pallonetto, F. & Finn, D. (2022). Diversification, concentration and renewability of the energy supply in the European Union. *Energy*, 253.
25. Drivakou, K., Bachoumis, T., Tzoumpas, A., Troncia, M. & Fernando, D. (2021). *Review on markets and platforms in related activities*. One Network for Europe.
26. Electric Nation Project. (2019). *Powered Up: Charging EVs without stressing the electricity network*. Pridobljeno 15. maja 2022 iz <https://www.electricnation.org.uk/wp-content/uploads/2019/10/Electric-Nation-Powered-Up-Report-WEB.pdf>
27. Elektroinštitut Milan Vidmar. (2021). *Prenova metodologije obračunavanja omrežnine in tarifnega sistema, študija pt.: 2507*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar.
28. ELES. (2021). *Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije za obdobje 2021–2030*. Ljubljana: ELES.
29. ELES. (brez datuma). *Slovar izrazov in kratic*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://www.eles.si/medijsko-sredisce/slovar-izrazov-in-kratic/slovar-izrazov>
30. Ensslen, A., Ringler, P., Jochem, P., Keles, D. & Fichtner, W. (2014). About business model specifications of a smart charging manager to integrate electric vehicles into the German electricity market. *4th IAEE European Conference*. Rome.
31. EU Commission. (brez datuma). V *European Alternative Fuels Observatory*. Pridobljeno 16. julija 2022 iz <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/vehicles-and-fleet>
32. EU Smart Grids Task Force. (2015). *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility. Smart Grid Task Force - Expert Group 3*.
33. European Environmental Agency. (2022a). *Newly registered electric cars by country*. Pridobljeno 2. novembra 2022 iz <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/new-electric-vehicles-by-country-1/>
34. European Environmental Agency. (2022b). *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*. Pridobljeno 10. junija 2022 iz <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
35. EUROSTAT. (brez datuma). V *Gross and net production of electricity and derived heat by type of plant and operator*. Pridobljeno 22. junija 2022 iz https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_ind_peh
36. EV Database. (brez datuma). *Useable battery capacity of full electric vehicles*. Pridobljeno 23. junija 2022 iz <https://ev-database.org/cheatsheet/useable-battery-capacity-electric-car>
37. EVEXPERT. (brez datuma). *Connector types for EV charging around the world*. Pridobljeno 23. junija 2022 iz <https://www.evexpert.eu/eshop1/knowledge-center/connector-types-for-ev-charging-around-the-world>

38. Evropska komisija. (brez datuma a). *Energy and the Green Deal*. Pridobljeno 20. junija 2022 iz https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_en
39. Evropska komisija. (brez datuma b). *EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Pridobljeno 12. maja 2022 iz https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_sl
40. Fernández, L., San Roman, T., Cossent, R., Domingo, C. & Frías, P. (2011). Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1, 206–213.
41. Gassmann, O., Frankenberger, K. & Csik, M. (2013). *The St. Gallen Business Model Navigator*. Working Paper.
42. Green II, R., Wang, L. & Alam, M. (2011). The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 544–553.
43. Guldbæk Arentsen, M., Juhler-Verdoner, H., Møller Jørgensen, J., Kiil, U. & Holst, M. (2017). *Market models for aggregators - activation of flexibility*. Danish Energy Association.
44. Habjan, V. (2017). E-mobilnost zahteva razvoj omrežja. *Nas Stik*. Pridobljeno 15. junija 2022 iz <http://www.nas-stik.si/novice/e-mobilnost-zahteva-razvoj-omrezja>
45. Habjan, V. (2020). Končan je demonstracijski projekt »Aktivni odjemalec«. *Nas Stik*. Pridobljeno 19. septembra 2022 iz <http://www.nas-stik.si/novice/podrobnosti-novice/koncan-je-demonstracijski-projekt-187aktivni-odjemalec171>
46. Hagenmaier, M., Wagener, C., Bert, J. & Ohngemach, M. (2021). *Winning the Battle in the EV Charging Ecosystem*. Pridobljeno 24. junija 2022 iz <https://www.bcg.com/publications/2021/the-evolution-of-charging-infrastructures-for-electric-vehicles>
47. Hamilton, B., Thomas, C., Park, S. & Choi, J.-G. (2012). Chapter 16 - The Customer Side of the Meter. *Smart Grid*, 397–418.
48. Hardman, S., Jenn, A., Tal, G., Axsen, J., Beard, G. & Daina, N. F. (2018). A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 62, 508–523.
49. Hasan, M., Ahmed, M., Pandey, B., Gohel, H., Islam, S. & Khalid, I. (2021). Internet of Things-Based Smart Electricity Monitoring and Control System Using Usage Data. *Wireless Communications & Mobile Computing*.
50. Hočvar, B. (2022). *Skrivnost podjetja, ki je Slovenijo popeljalo na evropski vrh pri hrambi energije*. Ljubljana: Časopis Finance.
51. Hrovatin, N. & Zorić, J. (2011). *Reforme elektogospodarstva v EU in Sloveniji*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
52. Huber, J., Schaule, E., Jung, D. & Weinhardt, C. (2019). Quo vadis smart charging? A literature review and expert survey on technical potentials and user acceptance of smart charging systems. *World Electric Vehicle Journal*, 4.

53. IEA. (2020). *EV Global Outlook 2020*. Pridobljeno 5. marca 2022 iz International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
54. IEA. (2021). *Renewable Power*. Paris: IEA. Pridobljeno iz 10. marca 2022 iz <https://www.iea.org/reports/renewable-power>
55. IEA. (2022a). *Electricity Information: Overview*. Pridobljeno 12. maja 2022 iz <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview>
56. IEA. (2022b). *Global EV Outlook 2022 - Securing supplies for an electric future*. Pridobljeno 16. junija 2022 iz <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>
57. Interreg Europe. (2017). *Policy brief: Smart grids: flexibility from new sources needed to make renewable power work*.
58. IRENA. (2019). *Demand-side flexibility for power sector transformation*. International Renewable Energy Agency.
59. Jamasb, T., Mota, R., Newbery, D. & Pollitt, M. (2004). Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance. *Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0439*.
60. Janjič, B. (2017). Desetletnica odprtega trga z električno energijo. *Naš Stik*. Pridobljeno 4. avgusta 2022 iz: <https://www.nas-stik.si/novice/podrobnosti-novice/desetletnica-odprtega-trga-z-elektricno-energijo>
61. Janjič, B. (2021). SODO dobil soglasje k razvojnemu načrtu distribucijskega sistema do leta 2030. *Naš Stik*. Pridobljeno 3. julija 2022 iz: <https://www.nas-stik.si/novice/sodo-dobil-soglasje-k-razvojnemu-nacrtu-distribucijskega-sistema-do-leta-2030>
62. Janjič, B., Bahun, P. & Habjan, V. (2010). *Se obeta reorganizacija celotne panoge?* Naš stik, 2–7.
63. Kampman, B., Blommerde, J. & Afman, M. (2016). *The potential of energy citizens in the European Union*. Delft: CE Delft.
64. Kempton, W. & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 1, 268–279.
65. Kosmač, J., Lakota Jeriček, G., Jurše, J., Kernjak Jager, M., Matovz, D., Omahen, D. & Latarev, G. (2010). *Vizija razvoja koncepta SmartGrids v Sloveniji: študija št. 2026*. Elektroinštitut Milan Vidmar.
66. Kvålseth, T. (2018). *Relationship between concentration ratio and Herfindahl-Hirschman index: A re-examination based on majorization theory*. *Heliyon*, 10(4).
67. Lorentzen, E., Haugneland, P., Bu, C. & Hauge, E. (2017). Charging infrastructure experiences in Norway - the worlds most advanced EV market. *EVS30 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*. Stuttgart.
68. Manzetti, S. & Mariasiu, F. (2015). Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1004–1012.
69. Marxen, H., Chemudupaty, R., Graf-Drasch, V., Fridgen, G. & Schoepf, M. (2022). *Towards an evaluation of incentives and nudges for smart charging*. ECIS 2022 Research-in-Progress Papers.

70. Mert, W., Suschek-Berger, J. & Tritthart, W. (2008). *Consumer acceptance of smart appliances*. Graz: IFZ.
71. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2021a). *Energetska bilanca RS za leto 2021*. Ljubljana: Ministrstvo za infrastrukturo.
72. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2022). *Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnem trgu električne energije v letu 2021*. Pridobljeno 17. julija 2022 iz <https://www.energetika-portal.si/nc/novica/n/trzni-delezi-in-koncentracija-na-maloprodajnem-trgu-elektricne-energije-v-letu-2021/>
73. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (brez datuma). *Strategija za alternativna goriva*. Pridobljeno 15. junija 2022 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/strategija-za-alternativna-goriva/>
74. Naš stik. (2021). *Vlada sprejela predlog Zakona o oskrbi z električno energijo*. Pridobljeno 22. maja 2022 iz <https://www.nas-stik.si/novice/vlada-sprejela-predlog-zakona-o-oskrbi-z-elektricno-energijo>
75. NCUP. (brez datuma). *Hierarhija na področju e-polnilne infrastrukture*. Pridobljeno 23. junija 2022 iz <https://www.nap.si/sl/e-mobility>
76. NCUP. (brez datuma). Registracijska pisarna za ID kode. Pridobljeno 12. oktobra 2022 iz <https://www.nap.si/sl/id-codes>
77. Nobis, C. & Kuhnimhof, T. (2018). *Mobilität in Deutschland - Ergebnisbericht*. Bonn: Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur.
78. Norsk elbilforening. (brez datuma). *Norwegian EV policy*. Pridobljeno 28. junija 2022 iz: <https://elbil.no/english/norwegian-ev-policy/>
79. Nuvve Crop. (2020). *Nuvve Corporation Announces Four Years of Consecutive V2G Operations of Electric Vehicle Fleet in Denmark*. Pridobljeno 10. julija 2022 iz <https://nuvve.com/four-years-of-consecutive-v2g-in-denmark/>
80. OECD. (1993). *Glossary of Industrial Organisation Economics and Competition Law*. OECD.
81. Pepermans, G. (2011). *Do Flemish Households Value Renewables?* Working Papers.
82. Petersen, M., Hansen, L. & Mølbak, T. (2012). Exploring the Value of Flexibility: A Smart Grid Discussion. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(21), 43–48.
83. Pirnat, R. (2009). Pravna vprašanja prenosa tretjega paketa energetskega predpisov EU v slovensko pravo. *Strateško srečanje udeležencev energetskega trga »Inovacija energetike?«*. Brdo pri Kranju.
84. Pollitt, M. (2019). The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. *Review of Industrial Organization*, 55, 63–87.
85. Rihar, M., Zorić, J. & Hrovatin, N. (2016). Pripravljenost gospodinjstev odjemalcev električne energije za sodelovanje v programih prilagajanja odjema. *I. znanstvena konferenca SAE s področja energetske ekonomike* (str. 69–75). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
86. San Román, T., Momber, I., Abbad, M. & Sánchez Miralles, Á. (2011). *Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships*, 10, 6360–6375.

87. Savanović, A., Kos, A., Kiljander, J., Gabrijelčič, D., Stepančič, Ž., Palacka, V. & Elmasllari, E. (2018). *Flex4Grid – D6.6 Validation of Second Pilot*.
88. Söder, L. (2010). *Possibilities for Balancing Wind Power Variations*. KTH Royal Institute of Technology.
89. SODO. (2020). *Razvojni načrt distribucijskega omrežja električne energije v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje od leta 2021 do 2030*. Maribor: SODO.
90. SODO. (2022). *Razvojni načrt distribucijskega sistema električne energije v Republiki Sloveniji od leta 2023 do 2032 (dokument za javno posvetovanje)*. Maribor: SODO.
91. Steinhöfel, E., Kohl, H. & Orth, R. (2016). Business Model Innovation: A Comparative Analysis. *ECIE 2016: 11th European Conference on Innovation and Entrepreneurship*. Jyväskylä, Finland: JAMK University of Applied Science.
92. Steinke, F., Wolfrum, P. & Hoffmann, C. (2013). Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. *Renewable Energy*, 50, 826–832.
93. Tuohy, A. & Chandler, H. (2011). Flexibility Assessment Tool: IEA Grid Integration of Variable Renewables Project. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–4.
94. UNEP. (2016). *Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production*. Report of the International Resource Panel. United Nations Environment Programme.
95. Verzijlbergh, R. (2013). *The Power of Electric Vehicles - Exploring the value of flexible electricity demand in a multi-actor context*. Delft: Delft University of Technology.
96. Wangsness, P. & Halse, A. (2021). The impact of electric vehicle density on local grid costs: Empirical evidence. *The Energy Journal*, 41.
97. WEF. (2020). *Insight Report: Fostering Effective Energy Transition*. Geneva: World Economic Forum.
98. Will, C. & Schuller, A. (2016). Understanding user acceptance factors of electric vehicle smart charging. *Transportation Research Part C*, 71, 198–214.

PRILOGE

Priloga 1: Struktura vprašalnika za poglobljeni intervju z regulatorjem trga

Uvod

1. Kakšen je vaš položaj v Agenciji in za kaj ste odgovorni?
2. Bi rekli, da v Sloveniji v primerjavi z ostalimi državami pri razvoju in načrtovanju EES v zadostni meri upoštevamo povečan delež samooskrbe, OVE in EV?

Izzivi in priložnosti prožnosti odjema

3. Kaj predstavlja po vašem mnenju največji izziv energetskih omrežij?
4. Ali menite, da obstaja potencial prožnosti odjema? Kako ga kot regulatorni organ naslavljate?
5. Kaj ocenjujete, da bo v naslednjih letih ena ključnih nalog deležnikov (razvoj, izmenjava informacij, investicije v omrežja, investicije v IT-opremo)?
6. Za vzpostavitev prožnosti odjema so pomembni podatki v čim bolj realnem času. Mislite, da bo trenutni sistem naprednih števec zadostoval?

Prepoznavanje vloge agregatorja

7. ZOEE opredeljuje vlogo agregatorja, ki je le do neke mere specifična. Je širša zakonodajna opredelitev agregatorja namenjena temu, da se najprej vzpostavi trg, ki se regulira potem naknadno?
8. V posvetovalnem dokumentu je predstavljenih več modelov, recimo model »Split-Supply«. Ste za ta model zaznali že kakšen interes s strani deležnikov?

Dejavniki prevzemanja tehnologije

9. Kaj je po vašem glavni razlog, da se prilagojeni odjem in vodeno polnjenje EV pri deležnikih EES izvajata zgolj v pilotnih projektih (nizka ekonomska upravičenost, druge strateške usmeritve, nepoznavanje trga, zapletena zakonodaja, nepoznavanje uporabnikov)?
10. Je po vašem mnenju neka oblika dinamičnega tarifiranja pomembna za spodbujanje uporabnikov k prilagojenemu odjemu?
11. Koliko časa nas še po vašem mnenju loči do večje vpeljave prilagojenega odjema in vzpostavitve neodvisnih agregatorjev?

Priloga 2: Struktura vprašalnika za poglobljena intervjuja z elektrooperaterjema

Uvod

1. Kakšen je vaš položaj v podjetju in za kaj ste odgovorni?
2. Bi rekli, da v Sloveniji v primerjavi z ostalimi državami pri razvoju in načrtovanju EES v zadostni meri upoštevamo povečan delež samooskrbe, OVE in EV?

Izzivi in priložnosti prožnosti odjema

3. Zakaj je elektrooperaterju v interesu, da se razvije trg vodenega polnjenja oziroma prilagojenega odjema?
4. Kaj predstavlja po vašem mnenju največji izziv nizkonapetostnih energetske omrežij?
5. Kateri dejavniki po vašem mnenju najbolj zavirajo razvoj trga prožnosti odjema? Tehnološki dejavniki, zakonodajni dejavniki ali dejavniki privzemanja?

Prepoznavanje vloge agregatorja

6. Predpogoji za vodeno polnjenje so povečana izmenjava informacij, investicije v IT-opremo in vpeljava dinamičnega tarifiranja. Kateri od deležnikov bi to bil sposoben zagotoviti in kako bi si razdelili stroške?
7. Ali bi moral agregacijo prevzeti kateri od obstoječih deležnikov na trgu? Če da, kateri?
8. V enem od modelov za implementacijo vloge agregatorja prevzame dobavitelj, ki že lahko ima sklenjeno pogodbo s končnim odjemalcem. Kakšen je vaš pogled na tovrstno vlogo v Sloveniji?

Dejavniki prevzemanja tehnologije

9. Ali ste na podlagi pilotnih projektov zaznali povečan interes za prilagojen odjem?
10. Bi bil po vašem mnenju znižan račun za porabo EE dovolj velik motivator, da bi se odjemalci odločali za dinamično tarifiranje in vodeno polnjenje svojih EV?
11. Obstajajo predlogi za poslovne modele, kjer odjemalcu polnilnico sofinancira dobavitelj, ta pa lahko potem z njo upravlja in izkorišča njen prilagojen odjem. Kakšno je vaše mnenje o tem modelu?
12. Agencija za energijo je podala pavšalne usmeritve glede trga prožnosti odjema in vloge agregatorja v slovenskem EES. Kaj ocenjujete kot največjo oviro pri implementaciji tega (zakonodaja, tehnologija, zasebnost, velikost trga ...)?
13. Koliko časa nas še po vašem mnenju loči do večje vpeljave prilagojenega odjema in vzpostavitve neodvisnega agregatorja?

Priloga 3: Struktura vprašalnika za poglobljene intervjuje z dobavitelji

Uvod

1. Kakšen je vaš položaj v podjetju in za kaj ste odgovorni?
2. S katerimi elektroenergetskimi dejavnostmi se ukvarja vaše podjetje (proizvodnja, dobava, trgovanje z električno energijo, shranjevanje ali agregacija)?
3. Kaj bi izpostavili, da podjetje razlikuje od preostalih podjetij v panogi?
4. Kolikšen je po vaši oceni letni prirast deleža vaših odjemalcev, ki doma polnijo EV ali se ogrevajo s pomočjo toplotnih črpalk?

Izzivi in priložnosti prožnosti odjema

5. Kaj predstavlja po vašem mnenju največji izziv nizkonapetostnih energetske omrežij?
6. Ali menite, da obstaja potencial prožnosti odjema? Kje vidite največjo prednost in največje izzive?
7. V trenutnem obsegu EV še ne predstavljajo občutnih obremenitev za energetska omrežja. Ali zaznate kakšne probleme že danes na nizkonapetostnih ali lokalnih omrežjih? Kdaj napovedujete, da lahko to postane problem?
8. Ste pri polnjenju EV zaznali kakšno novo poslovno priložnost, recimo glede naprednih načinov polnjenja EV?
9. Kateri dejavniki po vašem mnenju najbolj zavirajo razvoj trga prožnosti odjema? Tehnološki dejavniki, zakonodajni dejavniki ali dejavniki privzemanja?

Prepoznavanje vloge agregatorja

10. Predpogoji za vodeno polnjenje so povečana izmenjava informacij, investicije v IT-opremo in vpeljava dinamičnega tarifiranja. Kateri od deležnikov bi to moral zagotoviti?
11. Ali bi moral agregacijo prevzeti kateri od obstoječih deležnikov na trgu? Če da, kateri?
12. V enem od modelov za implementacijo vloge agregatorja prevzame dobavitelj, ki že lahko ima sklenjeno pogodbo s končnim odjemalcem. Kakšen je vaš pogled na tovrstno vlogo v Sloveniji?

Dejavniki prevzemanja tehnologije

13. Ali zaznavate interes odjemalcev glede dinamičnega tarifiranja porabe energije?
14. Bi bil po vašem mnenju znižan račun za porabo EE dovolj velik motivator, da bi se odjemalci odločali za dinamično tarifiranje in vodeno polnjenje svojih EV?
15. Obstajajo predlogi za poslovne modele, kjer odjemalcu polnilnico sofinancira dobavitelj, ta pa lahko z njo upravlja in izkorišča njen prilagojen odjem. Kakšno je vaše mnenje o tem modelu?
16. Katere prednosti mislite, da bi bile za odjemalce pri vodenem polnjenju najbolj pomembne (natančnejše spremljanje porabe, znižan račun za elektriko, cenejša polnilna infrastruktura, stabilnost omrežja ...)?

17. Agencija za energijo je podala pavšalne usmeritve glede trga prožnosti odjema in vloge agregatorja v slovenskem EES. Načrtujete v vašem podjetju na podlagi tega implementacijo? Če ne, kaj je pri tem največja ovira (zakonodaja, tehnologija, zasebnost, velikost trga ...)?
18. Ali bi izkoristili priložnost razvoja platforme vodenega polnjenja, če bi s tem postali prvi ponudnik z možnostjo prožnosti odjema v Sloveniji?