

**TARBIMISE JUHTIMISE ISESEISVA
AGREGAATORI TURURAAMISTIKU
ETTEPANEKUD EESTILE**

**Konkurentsiamet, Majandus- ja
Kommunikatsiooniministeerium, Elering AS**

03.07.2020

Sisukord

1. Taust	3
2. Kontseptsioonidokumendi eesmärk	3
3. Mõisted.....	4
I AGREGEERIMISE PÕHIMÕTTED ja TURULAHENDUS	
4. Tarbimise juhtimise üldpõhimõtted	6
4.1. Tarbimise juhtimine läbi agregeerimise	6
5. EL seadusandluse nägemus tarbimise juhtimise osas.	7
Direktiivis ette nähtud põhimõtted:.....	7
Määrusest tulenevad põhimõtted:.....	8
6. Üldpõhimõtted tarbimise juhtimise kontseptsioonile Eestis	10
7. Turumudelid	11
7.1. Mudel I: Integreeritud ehk portfelligisene mudel.....	11
7.2. Iseseisva agregaatori mudelid:.....	11
7.2.1. Mudel II: Tsentraalse arveldusega turumudel	12
7.2.2. Mudel III: Ilma selgituseta turumudel	13
7.2.3. Mudel IV: Ilma keskse selgituseta kuid andmevahetusega mudel kus on lubatud BH-tel kompensatsiooninõude esitamine aktiivsetele tarbijatele	15
7.3. Turumudeli ettepanekud:	16
7.3.1. Mudel I: Integreeritud agregeerimise mudel:.....	16
7.3.2. Mudel II: Tsentraalse arveldusega turumudel	16
II AGREGEERIMISEGA SEOTUD PROTSESSID	
8. Üldpõhimõtted ja ulatus	18
9. Lepingud.....	18
10. Agregaatori turutarnete üldpõhimõtted, andmevahetus ja arveldus.....	18
11. Agregaatoriga seotud tarnete selgitamine ja arveldus.....	19
12. Arvelduse referentshinna meetoodika ettepanek	21
13. Agregaatoriga sõlmitavad lepingud	24
14. Agregaatorile andmevahetuse nõuded	24
15. Tarnete usaldusväarsuse kontrollimine, baseline meetoodika	25
III TARBIMISE JUHTIMISE JA AGREGEERIMISEGA SEOTUD MUUDATUSED SEADUSANDLUSES	
16. Seadusandluse muudatused	27
IV KONSULTATSIOON	
17. Konsultatsiooni eesmärk ja skoop.....	29
18. Kasutatud materjal.....	30

1. Taust

Rohkem hajatootmist ja –tarbimist ja kasvav transpordi elektrifitseerimine loovad uusi väljakutseid elektrivõrgus ning seeläbi kõigi võrguoperaatorite poolt nii uusi vajadusi kui ka võimalusi elektrisüsteemi paindlikumaks ja kuluefektiivsemaks juhtimiseks. Arvestades Eesti ja ka üldiselt Baltikumi väiksust ning niigi madalat likviidsust Baltikumi reguleerimisturul, toetab see omakorda vajadust uueks lähenemisviisiks ja visiooni paindlikkusteenuste turu väljaarendamiseks Baltikumi ja Põhjamaade turul.

Paindlikkusteenuste turgude väljaarendamise eelduseks on digitaliseerimine, andmete vahetamine ja uued IT platvormid. Paindlikkusteenuse turu mõiste all nähakse tururaamistikku ja paindlikkusteenuste turuplatvormi kui turuplatsti, mis ühendab erinevad paindlikkustooted ja teeb need kättesaadavaks erinevatele elektriturule etappidele. Ligipääs sellisele kauplemiskeskonnale (paindlikkusteenuste turuplatvormile) peab olema lihtne nii lõpptarbijate kui turuosaliste jaoks, kes pakuvad või soovivad osta paindlikkusturu tooteid.

Seega tarbijate paremaks kaasamiseks elektriturudele ja paindlikkusteenuste efektiivsemaks kasutamiseks on oluline võimaldada võrgus oleval paindlikkusel osaleda samaaegselt erinevate toodete pakkumisel (erinevad süsteemiteenused, reguleerimisreserv) ning pakkuda tooteid samaaegselt erinevatele kasutajatele, nii võrguettevõtjatele, süsteemihaldurile kui ka teistele tootjatele, tarbijatele ja elektrimüüjatele.

Selliseks paindlikkuse efektiivseks kasutuseks on oluline paindlikkuse sisenemine kõigile turutasemetele ning seega selleks sobiva keskkonna (tururaamistiku ja paindlikkusteenuste turuplatvormi näol) loomine, mis võimaldab erinevate turu osapoolte vahelist koordineeritud suhtlust ning paindlikkuse kõige optimaalsemat kasutust nii võrguprobleemide lahendamise kui ka ressursi omanikule suurima tulu võimaldamise seisukohast.

Puhta energia direktiiv näeb omakorda ette luua toetav regulatiivne raamistik, mis annaks võrguoperaatorite stiimuli kasutada paindlikkusteenuseid võrguarenduses ja juhtimises. Samuti luua süsteemihalduri ja võrguettevõtjate vahel võimalikult ühtsed paindlikkusturu tooted ülekoormuste juhtimiseks ja bilansiturul kasutamiseks (eesmärk võimaldada sama paindlikkust kasutada mitme tootena, mis toetab visiooni tõsta elektriturude likviidsust) ning seeläbi tagada süsteemihalduri ja võrguettevõtjate tihe koostöö paindlikkustoodete ja –turu väljaarendamisel ja sellega seotud andmevahetuse osas.

Puhta energia direktiivi kohaselt peab ka tarbimise juhtimine, sh agregatorid, olema lubatud kõigile turutasemetele. Toetav turumudel ei tohi tekitada turubarjääre ja arvestab seejuures ka turule loodud tulu, vajalikku andmevahetust turuosalistele vahel (sh arvelduse turumudelit) ja tarbijate ligipääsu oma andmetele.

2. Kontseptsioonidokumendi eesmärk

Käesolev kontseptsioonidokument on Konkurentsiameti, Eleringi ning Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi moodustatud tarbimise juhtimise töögrupi arutelude käigus välja töötatud nägemus iseseisva agregatori kaasamiseks kõigile turutasemetele Eestis.

Kontseptsioonidokumendi üldpõhimõtted lähtuvad Puhta Energia direktiivi eesmärkidest kaasata kogu turul olev paindlikkus, võimaldades sellel osaleda kõigil turuetappidel võrdselt tootmisega. Selleks on vaja luua esimese etapina selge tururaamistik ja andmevahetuse

põhimõtted aktiveeritud paindlikkuse selgituse osas süsteemihalduri – agregatorite / paindlikkuse pakkujate – bilansihaldurite vaheliselt. Teises etapis saab keskenduda paindlikkuse kasutamise edasisele soodustamisele, võimaldades sama paindlikkust kasutada süsteemihalduri(te) ja võrguettevõtjate poolt ühiselt, luues koordineerimismehhanismid TSO- ja DSOde vahel, ja tõstes läbi selle turu likviidsust, töötada välja selged tehnilised tingimused võrguoperaatorite poolt kasutatavate paindlikkustoodete osas, täpsustada andmevahetuse küsimusi jne.

Käesolev kontseptsioonidokument keskendub esimesele etapile ja jätab käsitlemata võrguettevõtja ressurssidel põhinevate paindlikkusteenuste osutamise tingimused ning koordineerimise süsteemihalduri ja võrguettevõtjate vahel, kuid arvestab, et selline kohustus Puhta Energia direktiivist tuleneb ja antud teemasid käsitletakse edasi teise etapina, kaasates aruteludesse täiendavalt võrguettevõtjad.

Antud kontseptsioonidokumendi eesmärgiks on kirjeldada lahendust paindlikkuse osalemiseks läbi iseseisva agregatori mudeli järgmistes turuetappides: päev-ette, päevasisene ning reguleerimisreservide turg. Dokument kirjeldab võimalikke turumudeleid Eestile, pakub välja lähenemise iga turuetapi osas, seda nii selgitusmudeli, andmevahetuse kui bilansihalduse korralduse seisukohast. Dokumendi fookus on sellest lähtuvalt põhiliselt tururaamistiku väljatöötamisel ja selleks vajalikke muudatuste tegemine seadusandlusesse. Tehnilisemad ning detailsemad küsimused on jäetud antud kontseptsioonidokumendi raames katmata. Antud teemasid on plaanis käsitleda tarbimise juhtimise töögrupi töö teises etapis, mille eesmärgiks on õhku jäänud küsimusi turuosalistega detailsemalt arutada, kaasata rohkem töögrupi töösse ka jaotusvõrguettevõtjaid paindlikkuse paremaks kaasamiseks jaotusvõrkude töös, mille tulemusel töötada välja samuti vajadusel kontseptsioonidokument.

Käesoleva kontseptsioonidokumendi avaliku konsultatsiooni eesmärk on turuosalistega konsulteerida väljapakutud nägemusi, selgitada välja, kas väljapakutud turumudel II on turuosalistele aktsepteeritav lähenemine, kuidas turuosalistes suhtuvad ajutise referentshinna variantidesse, milline variant oleks sobivaim ja kas seadusandlusesse pakutud muudatused on direktiivi nõudeid ning turumudeli lähenemist arvesse võttes turuosaliste nägemuses piisavad.

Kontseptsioonidokument formuleeritakse lõplikult pärast konsultatsiooni, vastavalt konsultatsiooni tulemustele ning tehakse veel puuduolevad muudatused Elektrituruseaduse eelnõusse ja elektrituru toimimise võrgueeskirja. Seadusandluse muudatused hakkavad vastavalt planeeritule kehtima 2021. aastast.

3. Mõisted

Agregaator on isik, kes osutab agregeerimise teenust.

Agregeerimine on agregatori tegevus, mille käigus ühendatakse tarbijate tarbimiskoormus või tootjate tootmisvõimsus elektriturul, süsteemihaldurile reservvõimsuste turul või muul paindlikkusturul müümiseks. Agregeerimine võib sisaldada erinevate bilansihaldurite avatud tarne ahela tarbimis- või tootmisvõimsuste turuosalistes paindlikke võimsusi, aga peab olema bilansivastutuse kohustusega kaetud kogu bilansivastutuse protsessi ulatuses.

Aktiivne tarbija – tarbija, kes pakub oma paindlikkust otsese tarbimise juhtimise kaudu elektriturgudele kas ise või agregatori vahendusel.

Bilansihaldur on isik, kes on oma bilansi tagamiseks sõlminud süsteemihalduriga bilansilepingu käesolevas seaduses ja selle alusel kehtestatud õigusaktides sätestatud korras.

Elektribörsi korraldaja on Euroopa Komisjoni määruse (EL) 2015/1222, millega kehtestatakse võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise suunised (ELT L 197, 25.07.2015, lk 24–72), artikli 4 lõike 3 kohaselt Konkurentsiameti määratud elektriturukorraldaja.

Iseseisev agregaat ehk sõltumatu energiavahendaja on agregaat, kes ei ole seotud tarbija elektrimüüjaga

Kaudne (implicit) tarbimise juhtimine on tarbija reageerimine turu hinnasignaalidele, kus tarbija sõltuvalt turu hinnast saab oma tarbimismustrit muuta (kas automaatsete süsteemide läbi või isiklike valikuid tehes), eesmärgiga hoida elektrienergia kulusid kokku. [1] Sellist tüüpi tarbimise juhtimine on võimalik läbi dünaamiliste elektripakettide.

mFRR on käsitsi aktiveeritav sageduse taastamise reserv.

Otsene (explicit) tarbimise juhtimine on reguleeritav paindlikkus, millega saab kaubelda (sarnaselt tootmispakkumistele) erinevatel elektriturgudel (hulgi-, reguleerimis- ja süsteemiteenuste turgudel). Seda tüüpi tarbimise juhtimist haldab enamasti agregaat, kes võib olla sõltumatu energiavahendaja (iseseisev agregaat) või ka elektrimüüja ise. Seda tüüpi tarbimise juhtimist nimetatakse sageli ka stiimuli põhiseks.[1]

Paindlikkuse mõiste all käsitletakse kontseptsioonidokumenti kontekstis teenust, mis vähendab kulutõhusalt vajadust võrgu läbilaskevõimsust suurendada või asendada ja võrgu ülekoormust juhtida ning aitab võrgul toimida tõhusalt ja turvaliselt, kaasates elektriturule taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootjaid, tarbimiskajas osalevaid turuosalisi, energiasalvestusüksusi käitavaid ettevõtjaid ja agregeerimisega tegelevaid turuosalisi;

Paindlikkusteenus on teenus, kus tarbimise ja/või tootmiskõverat muudetakse algselt planeeritust vastavalt turusignaalile, kaasates elektriturule tõhusamalt taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootjaid, hajatootjaid, tarbimiskajas osalevaid turuosalisi, energiasalvestusega tegelevaid ettevõtjaid ja agregeerimisega tegelevaid turuosalisi.

Võrguperaatori poolt kasutades võimaldab paindlikkusteenus vähendada kulutõhusalt vajadust võrgu läbilaskevõimsust suurendada või asendada ja võrgu koormust juhtida ning aitab võrgul toimida tõhusalt ja turvaliselt. Süsteemioperaatori poolt saab kasutada paindlikkusteenuseid reserve turgudel.

Reguleerimisteenuse pakkuja on isik, kes pakub energiat reguleerimisturule, saab olla nii agregaat kui iseseisev tootja/tarbija, kes on sõlminud süsteemihalduriga reguleerimislepingu ja suudab pakkuda nõuetele vastavat ja turu miinimumsuurust ületavat pakkumist.

Tarbimiskaja ehk tarbimise juhtimine on elektri tarbimise koormuse muutmine tarbijate poolt, mis seisneb normaalse või jooksva tarbimise muutmises vastuseks turusignaalidele, sealhulgas vastuseks ajas muutuvale elektrihinnale või rahalistele stiimulitele, või vastuseks tarbija kas iseseisvalt või energiavahendaja kaudu tehtud ja aktsepteeritud pakkumisele müüa komisjoni rakendusmääruse (EL) nr 1348/2014, milles käsitletakse andmete esitamist ja millega rakendatakse energia hulgemüügituru terviklikust ja läbipaistvust käsitleva Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EL) nr 1227/2011 artikli 8 lõiked 2 ja 6 (ELT L 363, 18.12.2014, lk 121–

142), artikli 2 punktis 4 määratletud organiseeritud turu hinnaga tarbimise vähendamist või suurenemist.

I AGREEERIMISE PÕHIMÕTTED ja TURULAHENDUS

4. Tarbimise juhtimise üldpõhimõtted

Tarbimise juhtimise all mõistetakse kliendi paindlikkust ehk tarbimise või ka hajatootmise ajutist muutust tulenevalt turusignaalist. See tähendab, et tarbimise juhtimisel on võimalik, nagu tootmiselgi, pakkuda turule vastavalt vajadusele nii energia suurendamist kui vähendamist, seda just reservide turu mõistes. Hulgiturgude mõistes on eesmärk enamasti tarbimise vähendamine, mis aitab maha lõigata näiteks tiputundide kõrgeid tarbimisi, seeläbi turuhindu ühtlustades, aga parandades ka süsteemi juhtimist ja varustuskindlust. Läbi tarbimise juhtimise peaksid paindlikkust saama turule pakkuda nii kodumajapidamised, hajatootjad, kui ka suurtarbijad tööstuses või teenindussektoris.

Tarbimise juhtimise väärtus Eesti elektrisüsteemile suureneb aja jooksul tulenevalt tootmisvõimsuste vähenemisest (fossiilkütustel põhinevate tootmisvõimsuste sulgemiste tõttu) ja reservide vajaduse kasvust (Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimisest tulenevalt 2025 aastal) ning sõltub ka turul osalevast tarbimise juhtimise kogusest. Samas varieerub tarbimise juhtimise väärtuse kasv sõltuvalt ka selle kasutamisest erinevate turuosaliste poolt. Tarbimise juhtimisega konkureerivad kasutusviisid hõlmavad põhiliselt:

- hulgiturul (päev-ette ja päevasisene) kauplemist, vältimaks eeskätt hinna volatiilsust, aga võimaldab vähendada ka CO₂ heitekoguseid;
- investeeringute edasi lükkamist või ülekoormuste vähendamisi võrkudes (antud kontseptsioonidokumendis edaspidi ei käsitleta);
- reservide ja süsteemiteenuste pakkumist süsteemioperaatorile. Eriti aktuaalseks muutub see valdkond aastal 2025, kui plaanikohaselt peaks toimuma desünkroniseerimine IPS/UPS elektrisüsteemist ning suureneb oluliselt nii reservide kui süsteemiteenuste vajadused. Senimaani on kasutusviis aktuaalne mFRR toote osas.

Tarbimise juhtimisel on potentsiaal parandada märkimisväärselt ka Eesti varustuskindlustust, aidates kulutõhusalt kompenseerida vähenevat baastootmisvõimsust ja suurenevat tarbimist.

Käesolevas kontseptsioonidokumendis käsitletakse nn otseselt (*explicit*) tarbimise juhtimist, mis tähendab, et klient pakub oma paindlikkuse otseselt turule. Teine tarbimise juhtimise lähenemine nn kaudne (*implicit*), mis tähendab, et klient juhib ise oma tarbimist, näiteks kõrgema turuhinna tundidel lülitab mõned seadmed välja, kuid ei tee turule selles osas mingeid pakkumisi.

Otsene tarbimise juhtimine saab olla nii bilansihalduri portfelli sisene kui bilansihaldurite portfelli ülene. Portfellide ülest lahendust saab pakkuda turule iseseisev agregaatork ehk sõltumatu energiavahendaja.

4.1. Tarbimise juhtimine läbi agreeerimise

Agregaatori roll paindlikkuse pakkumisel turule seisneb eeskätt erinevate hajutatud paindlikkusepakkujate ressursside koondamise võimekusel. Tarbimise juhtimine läbi agreeerimise võimaldab turul osaleda ka väikestel pakkujatel, kes iseseisvalt turu miinimumpakumise nõuet ei täidaks ning seeläbi nende paindlikkuse turule kättesaadavaks

teha. Agregaator võib koondada oma portfelli ka eraldiseisvaid pakkujaid, kes küll vastavat turu miinimumkoguse nõuet täidavad, kuid ei ole huvitatud ise turu andmevahetuse ja nõuetega tegelemast. Agregaator võib tegutseda ühe bilansihalduri portfelli siseselt kui ka portfelli üleselt. Viimasel juhul on tegemist nii-öelda iseseisva agreggaatoriga.

Iseseisev agreggaator, agregeerides paindlikkust erinevate bilansihaldurite portfellidest, võib seejuures tekitada kulusid bilansihalduritele, kelle portfellides olevate klientide paindlikkust agregeeriti. Seda arvesse võttes on oluline regulatsiooni loomine turumudeli näol, mis kehtestab põhimõtted andmete selgituseks ja vajadusel ka kompensatsiooniks. Turumudelite lähenemised on kaetud täpsemalt punkti 6 all.

5. EL seadusandluse nägemus tarbimise juhtimise osas.

Põhilised dokumendid, mis annavad ülevaate Euroopa Liidu nägemusest tarbimise juhtimise osas, on 2019. aastal vastu võetud Euroopa Parlamendi ja Nõukogu Direktiiv (EL) 2019/944, 5. juuni 2019, elektrienergia siseturu ühiste normide kohta (edaspidi Direktiiv) ja samas pakettis vastu võetud otsekohalduv Määrus (EL) 2019/943, 5. juuni 2019, milles käsitletakse elektrienergia siseturgu (edaspidi Määrus).

Direktiivis ette nähtud põhimõtted:

Artikkel 12 näeb ette põhimõtteid agreggaatori vahetuse kohta, mis on samad elektrimüüja vahetusega. Tähtsamad põhimõtted:

1. Tarnija või agregeerimisega tegeleva turuosalise vahetamine peab toimuma võimalikult lühikese aja jooksul. Vahetus peab käima maksimaalselt kolme nädala jooksul alates taotluse esitamise kuupäevast. Hiljemalt 2026. aastal ei tohi tarnija vahetamise tehniline protsess kesta kauem kui 24 tundi ning seda peab olema võimalik teha igal tööpäeval.
2. Liikmesriigid tagavad, et vähemalt kodutarbijatelt ning väikeettevõtjatelt ei nõuta vahetamistasu.

Artikkel 13 kajastab põhimõtteid agregeerimislepingu kohta ja ka tarbija ja tema elektrimüüja vahelisi lähenemisi tarbija osalemisel agregeerimises.

1. Tarbijad võivad vabalt osta ja müüa agregeerimist, sõltumata nende elektrivarustuslepingust ja nende valitud elektriettevõtjast.
2. Lõpptarbijal on õigus sõlmida agregeerimisleping ilma tema elektriettevõtja nõusolekuta. Liikmesriigid tagavad, et agregeerimisega tegelevad turuosalisel teavitavad tarbijaid kõikidest neile pakutavate lepingute tingimustest.
3. Lõpptarbijal on õigus saada tasuta kõik asjakohased andmed tarbimiskaja kohta või andmed tarnitud ja müüdud elektrienergia kohta vähemalt üks kord igal arveldusperioodil.
4. Tarnija ei tohi kohaldada oma tarbijatele diskrimineerivaid tehnilisi ja haldusnõudeid, -menetlusi ja -tasusid lähtuvalt sellest, kas neil on leping agregeerimisega tegeleva turuosalisega.

Artikkel 17 kajastab tarbimiskaja agregeerimise kaudu.

1. Liikmesriigid võimaldavad lõpptarbijatel ja agreggaatoritel osaleda koos tootjatega mittediskrimineerival viisil kõikidel elektriturgudel.

2. Liikmesriigid tagavad, et põhi- ja jaotusvõrguettevõtjad kohtlevad tugiteenuste hankimisel tarbimiskaja agreeerimisega tegelevaid turuosalisi sarnaselt tootjatele mittediskrimineerivalt ja vastavalt nende tehnilisele suutlikkusele.

3. Liikmesriigid tagavad, et nende õigusraamistik hõlmab vähemalt järgmist:

- a) iga agreeerimisega tegeleva turuosalise, sealhulgas sõltumatu energiavahendaja õigus siseneda elektriturgudele ilma teiste turuosaliste nõusolekuta;
- b) mittediskrimineerivad ja läbipaistvad õigusnormid, milles kõikide elektriettevõtjate ja tarbijate jaoks on selgelt määratud ülesanded ja vastutusalad;
- c) agreeerimisega tegelevate turuosaliste ja teiste elektriettevõtjate vahelist andmevahetust reguleerivad mittediskrimineerivad ja läbipaistvad õigusnormid ja kord, millega tagatakse hõlbus juurdepääs andmetele võrdsetel ja mittediskrimineerivatel alustel ning tundliku äriteabe ja tarbijate isikuandmete täielik kaitse;
- d) agreeerimisega tegelevate turuosaliste kohustus olla rahaliselt vastutav tasakaalustamatuse eest, mida nad elektrivõrgus põhjustavad; selles ulatuses on nad tasakaaluhaldurid või peavad delegerima oma tasakaalustamiskohustuse kooskõlas määruse (EL) 2019/943 artikliga 5;
- e) tarnijad ei nõua lõpptarbijatelt, kellel on leping sõltumatute energiavahendajatega, alusetult makseid ega trahve ega rakenda nende suhtes muid põhjendamatuid lepingulisi piiranguid;
- f) agreeerimisega tegelevate turuosaliste ja muude turuosaliste vaheliste konfliktide lahendamise mehhanism, mis hõlmab ka vastutust tasakaalustamatuse eest.

4. Liikmesriigid võivad kehtestada rahalise hüvitamise nõude tarbimise juhtimise pakkujatele bilansihaldurite ees, kui tarbimiskaja aktiveerimine neid vahetult mõjutab. Samas rahaline hüvitis ei tohi olla takistuseks agreeerimisega tegelevate turuosaliste turule sisenemisele ega paindlikkusele. Sellistel juhtudel peab rahaline hüvitis piirduma üksnes tarbimiskaja aktiveerimise tõttu tekkinud kulude hüvitamiseks. Hüvitise arvutusmeetodis võib arvesse võtta tarbimise juhtimise tegevusest teistele turuosalistele tekkivat tulu, ning kui tulu on tekkinud, võib energiavahendajatelt või osalevatelt tarbijatelt nõuda hüvitisest panustamist üksnes juhul kui, ja sellises ulatuses, milles kõikidele tarnijatele, tarbijatele ja nende tasakaaluhalduritele tekkinud tulu ei ületa nende kantud kulusid. Arvutusmeetodi peab heaks kiitma reguleeriv asutus või muu pädev riigiasutus.

5. Reguleerivad asutused või põhi- ja jaotusvõrguettevõtjad kehtestavad tihedas koostöös turuosaliste ja lõpptarbijatega kõikidel elektriturgudel tarbimiskajas osalemise tehnilised nõuded, arvestades kõnealuste turgude tehnilisi näitajaid ja tarbimiskaja suutlikkust. Sellised nõuded hõlmavad agreeeritud koormuste arvesse võtmist.

Määrusest tulenevad põhimõtted:

Artiklis 3 sätestatakse elektriturgude toimimise põhimõtted.

Punkti (g) all nähakse ette, et turureeglid peavad pakkuma sobivad stiimulid investeeringuteks lisaks säästvale tootmisele ka tarbimiskaja turu vajaduste rahuldamiseks ning edendama ausat konkurentsi.

Punkti (j) all nähakse, et ohutu ja säästev tootmine, salvestamine ja tarbimiskaja toimuvad turul võrdsetel alustel ning liidu õiguses sätestatud nõuete kohaselt.

Punkti (m) all nähakse, et turureeglid võimaldavad tootmisvõimsuste, energia salvestamise ja tarbimiskaja tõhusat koormamist.

Artikkel 6 käsitleb tasakaalustamisturgu.

Artikli 6 punkt 1 näeb ette tasakaalustamisturu eelkvalifitseerimise korralduse osas järgmist:

- a) tagatud on turuosaliste mittediskrimineerimine, võttes arvesse elektrisüsteemi erinevaid tehnilisi vajadusi ning tootmisallikate, energia salvestamise ja tarbimiskaja erinevaid tehnilisi võimalusi;
- c) tagatud on kõikidele turuosalistele mittediskrimineeriv juurdepääs – kas individuaalne või koondjuurdepääs –, muu hulgas erinevatest taastuvatest energiaallikatest saadud elektrienergiale, tarbimiskajale ja energia salvestamisele;
- d) arvestatakse vajadust võtta arvesse muutliku tootmise üha suurenevat osakaalu ja tarbimiskaja suurenemist ning uute tehnoloogiate kasutuselevõttu.

Artiklis 12 käsitletakse tootmise ja tarbimiskaja koormusjaotusi.

Punktis 1 sätestatakse, et energiatootmisüksuste ja tarbimiskaja koormusjaotus peab olema mittediskrimineeriv, läbipaistev ja, välja arvatud juhul, kui lõigetes 2–6 on sätestatud teisti, turupõhine.

Artikkel 13 käsitleb koormuse ümberjaotamist, milles nähakse ette tarbimiskaja osalemise võimaldamist nn *redispatch*’i korral arvestades järgmisi põhimõtteid:

1. Tootmise koormuse ümberjaotamine ja tarbimiskaja koormuse ümberjaotamine peab põhinema objektiivsetel, läbipaistvatel ja mittediskrimineerivatel kriteeriumidel. See peab olema avatud kõikidele, sealhulgas teistes liikmesriikides asuvatele tootmistehnoloogiatele, energia salvestamisele ja tarbimiskajale, välja arvatud juhul, kui see ei ole tehniliselt võimalik.
2. Ümberjaotatud ressursid valitakse tootmisüksuste, energia salvestamisüksuste ja tarbimiskaja hulgast turupõhiseid mehhanisme kasutades ning see hüvitatakse rahaliselt. Koormuse ümberjaotamiseks kasutatavad tasakaalustamisenergia pakkumused ei määra kindlaks tasakaalustamisenergia hinda.

Artiklis 18 sätestatakse võrgutasude ja tarbimiskaja seoste kohta järgnev põhimõte:

1. Võrgutasudega ei tohi ei positiivselt ega negatiivselt diskrimineerida energiasalvestamist ega energia agregeerimist ega vähendada stiimulit elektrit omatarbeks toota ja ise tarbida ning osaleda tarbimiskajas.

Artiklis 55 nähakse jaotusvõrguettevõtjate ülesannete all ette järgmist:

- c) hõlbustada tarbimise paindlikkust ja tarbimiskaja ning jaotusvõrgu kasutajate juurdepääsu turgudele.

Artikkel 57 käsitleb jaotusvõrguettevõtjate ja põhivõrguettevõtjate vahelist koostööd.

Punkt 2 sätestab, et põhivõrguettevõtjad ja jaotusvõrguettevõtjad teevad omavahel koostööd, et saavutada koordineeritud juurdepääs sellistele ressurssidele nagu hajatootmine, energia salvestamine ja tarbimiskaja, mis võivad aidata kaasa nii ülekandesüsteemi kui ka jaotusvõrguettevõtjate eriomaste vajaduste rahuldamisele.

Varasemast regulatsioonist võib välja tuua Euroopa Parlamendi ja Nõukogu Direktiivi 2012/27/EL, 25. oktoober 2012, milles käsitletakse energiatõhusust. Täpsemalt antud direktiivi artikkel 15, mis käsitleb järgnevaid põhimõtteid:

1. Tuleks julgustada tarbimise juhtimist osalema hulgi- ja jaeturgudel, sh reserve ja süsteemiteenuste turgudel ühiselt tootmisressurssidega. (art 15 (4), art 15 (7), art 15 (8)).

2. TSOd ja DSOd peavad tarbimise juhtimise pakkujaid, sealhulgas agregaatoreid, kohtlema mitte-diskrimineerivalt ja nende tehnilist võimekust arvesse võttes. (art 15 (6), art 15 (8)).
3. TSOd ja DSOd töötavad välja ja riiklikud reguleerivad asutused annavad oma heakskiidu turgudel osalemise tehnilistele tingimustele (art 15(8)).
4. Vastavad tingimused peavad hõlmama ka agregaatrite osalemise võimaldamist. (art 15(8)).

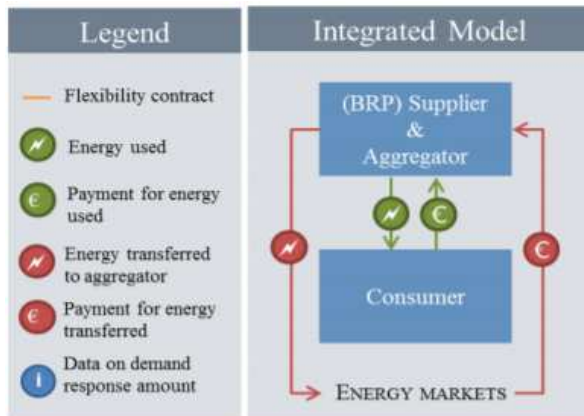
6. Üldpõhimõtted tarbimise juhtimise kontseptsioonile Eestis

Võttes arvesse Euroopa Liidu regulatsioonides ette nähtud põhimõtteid ja ka paindlikkusega seotud seniseid turuarenguid Eestis on kontseptsioonidokumendi koostajate vahel kokku lepitud järgnevad põhimõtted, mida tururaamistiku ja riikliku seadusandluse koostamisel arvesse võetakse:

1. Paindlikkuse ligipääs, sh läbi iseseisva agregaatrite on võimaldatud kõigile turutasemetel (päev-ette, päevasisene, reserve turud ja muud süsteemiteenuste turud).
2. Agregaatriteil ei ole kohustust sõlmida oma kliendi elektrimüüja või bilansihalduriga mingit eraldiseisvat lepingut ega maksta tasusid. Vabatahtlikud lepingud/kokkulepped agregaatrite ja bilansihaldurite/elektrimüüjate vahel, mis turu elavdamisele kaasa aitavad, on sealjuures võimalikud.
3. Paindlikkuse omanikel (ehk lõpptarbijatel/tootjatel) peab olema võimaldatud osaleda paindlikkusteenuste pakkumises ilma, et sellega kaasneksid täiendavad tasud bilansihalduri või elektrimüüja poolt.
4. Paindlikkuse omanikel peab olema võimaldatud vabalt valida ja ka lihtsalt vahetada agregaatrite.
5. Klientidel peab olema ülevaade oma paindliku tarbimise aktiveerimistest, sarnaselt nagu on ülevaade oma tarbimisest tarbimispunktis. Esimeses etapis jääb vastava kohustuse täitmine agregaatrite vastutuseks.
6. Agregaatriteil peab olema ülevaade oma klientide tarbimisest ja aktiveerimistest.
7. Agregaatriteil on bilansivastutus nagu kõigil turuosalistel. Ta võib võtta endale bilansihalduri või hakata ise bilansihalduriks.
8. Keskne andmevahetuse ja selgituse roll on süsteemihalduril. Seejuures ei ole vajalik eraldi täiendavat andmevahetust või selgitust agregaatrite ja kliendi elektrimüüja või bilansihalduri vahel.
9. Kliendi bilansihaldurit ega elektrimüüjat ei teavitata eraldi mõõtepunkti osalemisest tarbimise juhtimises, erandiks on siinjuures kui vastav bilansihaldur või elektrimüüja on ise võtnud antud mõõtepunkti osas ka agregaatrite rolli.
10. Turu arenguks on vajalik kehtestada selge regulatsioon, mis hõlmab turu selgitusmudeli lähenemise kehtestamist igale turutasemele. Turumudeli üldised põhimõtted pannakse kirja seadusandlusesse. Detailsemad põhimõtted pannakse metoodikasse, mille süsteemihaldur koostab ja Konkurentsiamet peab heaks kiitma.

7. Turumudelid

7.1. Mudel I: Integreeritud ehk portfelligisene mudel



Paindlikkuse agregeerimine toimub ainult ühe elektrimüüja / bilansihalduri portfelli raames ja teadmisel. Agregaatoriks võib olla kas elektrimüüja / bilansihaldur ise või tema teadmisel portfelligis tegutsev ja talle teenust pakkuv agregator, kelle bilansihalduriks on siis sama bilansihaldur. Sellisel juhul tarbija koormust muudetakse vastavalt elektrimüüja/bilansihalduri nõudmisele kas bilansihalduri portfelli tasakaalustamiseks või ka paindlikkuse pakkumiseks turgudel.

Joonise allikas [2]

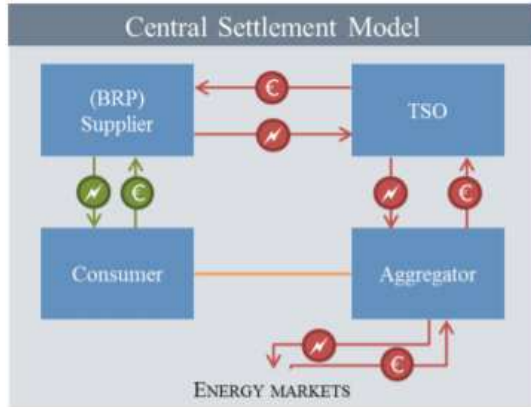
Antud mudeli puhul bilansivastutust vaadeldakse süsteemihalduri poolt kogu bilansihalduri portfelli põhised, seetõttu ei ole süsteemihalduri vaatest vaja teha eraldi selgitust agregeeritud kogustele. Kuna antud mudeli puhul on elektrimüüja / bilansihaldur teadlik ja saab agregeerimisi arvesse võtta oma portfelli haldamisel ja neid isegi selleks kasutada, siis selle mudeli korral pole vajadust täiendava kompensatsiooni jaoks elektrimüüjatele. Seega agregatoritel / aktiivsetel tarbijatel on võimalik rohkem läbi agregeerimise teenida. Samas välistab antud mudel iseseisva agregatori tegevuse ja agregator saab tegutseda ainult omades kokkulepet elektrimüüja/bilansihalduriga.

Plussid	Miinused	Hinnang
<ul style="list-style-type: none"> Lihtne mudel, mis ei nõua täiendava selgitusmehhanismi loomist süsteemihalduri poolt. Ei vaja <i>baseline</i>'i mudelit. Pole vaja kompensatsiooni mehhanismi agregatori ja elektrimüüja vahel, kuna kogu selgitus toimub bilansihalduri portfelli siseselt. 	<p>Ainult vastava mudeli kasutamise võimaldamine piirab turu arengut, kuna ei võimalda iseseisvate agregatorite turul osalemist ja on seega EL regulatsiooniga vastuolus.</p>	<p>Üksinda (ilma täiendava mudelita) pole vastavuses direktiiviga.</p>

7.2. Iseseisva agregatori mudelid:

Järgnevate mudelite puhul on võimaldatud iseseisva agregatori tegevus, kes võib agregeerida aktiivseid tarbijaid erinevate bilansihaldurite portfelliges üleselt ja korruga (koondades neid ühte pakkumisse). Sealjuures on agregatoril siiski bilansivastutus, mis tähendab, et tal endal peab ka olema bilansihaldur või peab ta olema ise ennast bilansihalduriks vormistanud.

7.2.1. Mudel II: Tsentraalse arveldusega turumudel



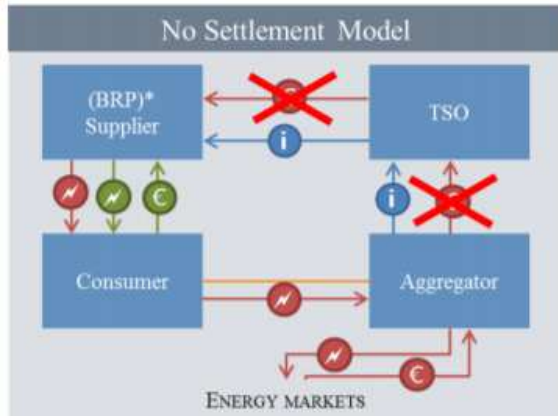
Joonise allikas [2]

Kompensatsiooni arvestuse vastavalt agregeeritud koguse mahule ja referentshinnale teeb neutraalne organ. Kogu arveldus agregatori ja elektrimüüja / bilansihalduri vahel käib läbi neutraalse organi. Põhiline küsimus antud mudeli puhul on turu tasakaalu silmas pidava referentshinna leidmine, mis võimaldab kompenseerida aktiivse tarbija bilansihaldurile tekitatud kahjud, samas võttes arvesse ka agregeerimise poolt loodud sotsiaalmajanduslikku kasu ja jättes agregatorile ja aktiivsele tarbijale piisava rahalise stiimuli turul tegutsemiseks.

Energiavahetuse arvestust agregatori ja tarbija elektrimüüja / bilansihalduri vahel teeb neutraalne organ, kelleks enamasti on süsteemihaldur. Kogu agregeeritud elektrienergia märgitakse tarnena tarbija elektrimüüja bilansihalduri ja agregatori bilansihalduri vahel. Seega aktiivse tarbija elektrimüüja bilansihalduril tekib õigustatud ootus tema portfelliga agregeeritud koguse osas kompensatsioonile.

Plussid	Miinused	Hinnang
<ul style="list-style-type: none"> • Võimaldab kompenseerida BH/elektrimüüjatele agregeerimise toimetel tekkida võivad kulud. • Kogu selgitus käib läbi süsteemihalduri, seega täiendavaid andmevahetusi agregatori ja kliendi elektrimüüja/BH vahel ei ole vaja. • Kliendi elektrimüüjal ja/või BH-il puudub informatsioon kui klient osaleb tarbimiskaja pakkumises ja puudub soov kehtestada kliendile sellest tulenevalt eraldiseisvaid tasusid või täiendavaid andmevahetuslikke nõudeid. 	<ul style="list-style-type: none"> • Vajab referentshinna meetoodika loomist, mis võimaldaks turumudelit kasutada kõigil turutasemetel. • Võib olla vajalik kehtestada erinev kompensatsiooni ehk referentshind erinevatele turutasemetele. • Sõltuvalt suuresti referentshinna lähenemisest võib piirata tarbimise juhtimise turu arengut. • Referentshinna meetoodika kõige optimaalsema lahenduse väljatöötamiseks oleks kasuks sotsiaalmajandusliku analüüsi läbiviimist, mis võimaldaks võtta lisaks BH-le/elektrimüüjale tarbimise juhtimise poolt tekitatud kulule arvesse ka tarbimise juhtimise poolt erinevatele osapooltele ja ühiskonnale toodud tulu. 	<p>Sõltuvalt referentshinna meetoodikast võib saavutada kõige optimaalsema lahenduse BH/elektrimüüjate vs paindlikkuse pakkujate/agregatorite suhtes.</p>

7.2.2. Mudel III: Ilma selgituseta turumudel



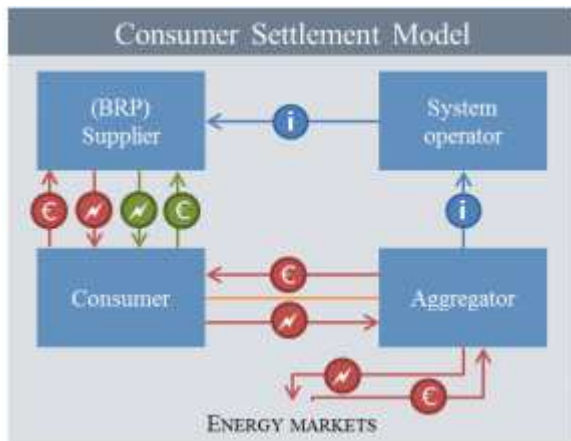
Joonise allikas [2]

Juhul kui bilansihaldur ei prognoosi täiendavalt tema portfelist võimalikke agregeeritavaid koguseid, jäävad need eabilanssi ja tarbimise vähenemise puhul saab BH kompensatsiooni läbi eabilansi hinna. Kuna agregator ei pea antud mudeli puhul maksma kompensatsiooni elektrimüüjale /bilansihaldurile, võimaldab mudel agregatoril ja tema läbi aktiivsel tarbijal saada piisavalt rahalist stiimulit turul osalemiseks. Antud mudel võiks töötada küllaltki edukalt hulgiturgudel, kus agregeerimise stiimuliks on hind, ning agregeerimiste prognoosimine sõltuvalt hinnast peaks olema elektrimüüjatele ja nende bilansihalduritele küllaltki teostatav. Samas mudeli puuduseks on, et see läheb tõenäoliselt määruse (EL) 2017/2195 (edaspidi EBGL) lähenemisega artiklis 49 vastuollu, mis näeb ette, et iga käivitatud tasakaalustamisenergia (reguleerimisreservi) pakkumine peab olema näidatud BH-te portfellides, kust nad aktiveeriti. Samas kuna hulgiturgude ja reservide turgude mudelid peaksid olema siiski võimalikult sarnased, et soodustada paindlikkuse kaasatust turgudele ühtlaselt ja mitte anda osadele turutasemetele erinevaid stiimuleid, näiteks soodustada hulgiturgete reservide turgude arvelt, pole antud kontseptsioonidokumendi väljatöötajate hinnangul mõistlik rakendada mudelit mida saaks kasutada vaid osadel turutasemetel.

Erinevalt mudelist II ei märgita siin mudelis agregeeritud kogust tarnena aktiivse tarbija elektrimüüja bilansihalduri ja agregatori bilansihalduri puhul. See tähendab, et aktiivsete tarbija elektrimüüjal ja/või tema bilansihalduril on võimalik oma portfelli prognoosides arvesse võtta tõenäosusi paindlikkuse agregeerimise osas nende portfelist ja vähendada läbi prognoosimise võimalikke agregeerimise läbi tekkivaid kulusid.

Plussid	Miinused	Hinnang
<ul style="list-style-type: none"> • Ei vaja süsteemihalduri poolset kompensatsioonihinna kehtestamist. • Edendab tarbimise juhtimise turu arengut, kuna võimaldab antud mudelitest suurima tulu tekkimise võimaluse agregatorile ja aktiivsele tarbijale. • Juhul kui BH-id suudavad prognoosida tarbimise juhtimise aktiveerimisi piisava täpsusega (küpsema turu puhul, kus on ajaloolisi andmeid piisavalt, on see tõenäoline) või BH-id informeeritakse eelnevalt piisav aeg ette tarbimise juhtimise plaanitavast aktiveerimisest, saavad nad neid arvesse võtta oma portfelli tasakaalustamiseks ja tarbimise juhtimine ei pruugi tekitada BH-tele suuri kulusid. • Eraldiseisvalt vaadatuna sobib päev-ette turule ja mõningal määral ka päevasisesele (kui on täiendav infovahetus), kus BH-tel on lihtsam oma portfelle prognoosida, kuna väljastpoolt aktiveeritav tarbimise juhtimise võimalik osa sõltub vaid turuhinnast. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reguleerimisturu puhul pole kasutatav, kuna EBGL näeb ette, et reguleerimisturule müüdnud kogused peavad olema reguleerimistarnetena arvesse võetud BH-te portfellides, kust nad aktiveeriti. • Ei võta arvesse BH-le/elektrimüüjale tema portfelist tarbimise juhtimise näol tekitatud kulu ja ei kompenseeri juba ostetud energiat. BH peab suutma kas ise tarbimise juhtimise potentsiaalseid aktiveerimisi oma portfelist ette näha, mis seab täiendava prognoosimiskohustuse BH-tele või tuleb luua täiendav infovahetuse nõu kus agregator teavitab BH plaanitavast tarbimise juhtimise aktiveerimisest piisavalt ette, et BH suudab oma portfelli tasakaalustada (võimalik päev-ette ja päevasisesese turu puhul). • Mudel, mis pole kasutatav kõigil turutasemetel, pole mõistlik, kuna liigselt erinevate mudelite kasutamine seab ressursile stiimulid osalemaks osadel turutasemetel teiste ees. Antud mudel suunaks ressursi eeskätt päev-ette ja päevasisesele turule ja reguleerimisturul ressursi osalemine väheneks. 	<p>Eelistab paindlikkuse pakkujad/agregatoreid BHte/elektrimüüjate ees.</p>

7.2.3. Mudel IV: Ilma keskse selgitusega kuid andmevahetusega mudel kus on lubatud BH-tel kompensatsiooninõude esitamine aktiivsetele tarbijatele



Joonise allikas [2]

Antud mudeli puhul saab aktiivse tarbija elektrimüüja / bilansihaldur läbi süsteemihalduri informatsiooni oma portfelist aktiveeritud koguste osas tarbijate/mõõtepunktide kaupa. Kompensatsiooni läbi süsteemihalduri elektrimüüjale / bilansihaldurile ei maksta, kuid elektrimüüjal / bilansihalduril on võimalik küsida kompensatsiooni aktiivselt tarbijalt endalt. Selleks, et aktiivsel tarbijal säiliks stiimul turul osaleda, on tõenäoline, et agregaatore peab sellisel juhul oma teenitud

kasumist läbi aktiivse tarbija ise elektrimüüjale / bilansihaldurile kompensatsiooni maksma. Mudeli puuduseks on, et ilma keskse ja neutraalse kompensatsioonimäära paika panemiseta, nagu mudelis II, võib antud mudel viia liigse kompenseerimiseni või ka aktiivsete tarbijate diskrimineerimiseni, võttes neilt, ja seeläbi ka agregaatorelt, stiimuli turul osalemiseks. Hetkel kasutatav mudel Eestis mFRR turu osas on küllaltki sarnane antud mudelile – bilansihalduritele on teada aktiivsed tarbijad nende portfellides ja kuigi informatsioon aktiivsete tarbijate aktiveerimiste osas edastatakse bilansihalduritele portfelliga, mitte mõõtepunktiti, siis turu väiksuse ja väga väheste aktiivsete tarbijate olemasolu tõttu hetkel, on olnud võimalik bilansihalduritel rakendada tarbijatele nende aktiveerimiste põhised kompensatsioonid, mis agregaatore hinnangul on lisaks küllaltki vähestele rahalise stiimuli jätmisele agregaatorele, vähendanud oluliselt ka potentsiaalsete aktiivsete tarbijate soovi turul osaleda, sest aktiivsetele tarbijatele rakendub antud lähenemise korral ka täiendavaid administratiivseid kohustusi (täiendavad arved elektrimüüjalt jne).

Plussid	Miinused	Hinnang
<ul style="list-style-type: none"> Ei vaja süsteemihalduri poolset kompensatsioonihinna kehtestamist. Võimaldab BH ja/või elektrimüüjal tarbijate kaudu saada kompenseeritud enda kulude osas. 	<ul style="list-style-type: none"> Loob kohati ebaselge tururaamistiku, mis kokkuvõttes on pärssiv tarbimise juhtimise arengule. BH-id /elektrimüüjate võimalus küsida kompensatsiooni tarbijatelt võib viia aktiivsete tarbijate diskrimineerimisele ja ebamõistlike kompensatsioonide või muude nõuete/tasude kehtestamiseni, mis oluliselt vähendab tarbija stiimulit osaleda turul aktiivse tarbijana. 	<p>Eelistab BH-id/elektrimüüjaid paindlikkuse pakkujate /agregaatore/aktiivsete tarbijate ees.</p>

7.3.Turumudeli ettepanekud:

Soodustatud peab olema nii portfelligisene agregeerimise mudel kui iseseisva agregeerimise mudeli lähenemine. Sellest tulenevalt on agregeerimise turumudeli ettepanekus nii integreeritud agregeerimise mudel, mis ei vaja täiendavat selgitust süsteemihalduri poolt, kui iseseisva agregaatori mudel.

7.3.1. Mudel I: Integreeritud agregeerimise mudel:

Antud mudelit on võimalik Eestis kasutada kõigi turutasemete osas ka praegu. Kuna integreeritud agregeerimise mudelis täiendatavat andmevahetust süsteemihalduriga ja selgitusi süsteemihalduri poolt ette nähtud pole, siis selle mudeli osas kontseptsioonidokument detailsemaid kirjeldusi agregeerimisega seotud protsesside kirjelduse all ei esita. Andmete selgitus nagu ka võimalikud rahalised hüved aktiivsele tarbijatele on tarbija ja agregaatori vahelise lepingu objekt. Samas seadusest tulenevad lähenemised tarbija õigustele, mis puudutavad näiteks agregaatori vahetust, aktiveeritud paindlikkusandmete kättesaadavust ja muud, mida seadus aktiivse tarbija õigustena sätestab, kehtivad ka siin.

7.3.2. Mudel II: Tsentraalse arveldusega turumudel

Võttes arvesse erinevate turumudelite eeliseid ja puudusi on iseseisva agregaatori turumudeli ettepanek Eestile tsentraalse arveldusega turumudel.

Oluline tähtsus on antud mudeli puhul kompensatsiooniks sobiva referentshinna väljatöötamine, mis leiaks tasakaalupunkti BH-tele portfelli väliselt teostatud tarbimise juhtimise aktiveerimiste poolt tekitatud kulude ja ühiskonnale tarbimise juhtimise poolt loodud kasu vahel.

Direktiiv artiklis 17(4) näeb ette, et hüvitise arvutusmeetodis võib arvesse võtta tarbimise juhtimise tegevusest teistele turuosalistele tekkivat tulu, ning kui tulu on tekkinud, võib energiavahendajatelt või osalevatelt tarbijatelt nõuda hüvitusse panustamist üksnes juhul kui, ja sellises ulatuses, milles kõikidele tarnijatele, tarbijatele ja nende tasakaaluhalduritele tekkinud tulu ei ületa nende kantud kulusid

Kuna enamik kaubandusest toimub päev-ette turul on BH kulu hind suuremas mahus mõõdetav päev-ette turuhinnas, sotsiaalmajanduslik kasu on mõõdetav madalamates elektrihindades tarbijatele, juhul kui aktiveerimine tõi kaasa hinna languse, reguleerimisturul ka madalamas bilansienergia hinnas, mis loob kasu ka BH-tele. Lisaks vähenenud tarbimine tähendab vähenenud tootmist, mis juhul kui tootmine vähenes fossiilselt toodetu arvelt, tähendab CO2 emissiooni vähenemist. Sotsiaalmajandusliku kasu täpsemaks hindamiseks on vaja läbi viia täiendav analüüs, mis suudaks välja pakkuda lähenemise, kuidas sotsiaalmajanduslikku tulu saaks Eesti puhul referentshinna arvutamisel arvesse võtta ja seda kõigi turutasemete puhul.

Ka Põhjamaade regulaatorite ühenduse NordReg 2020. aastal loodud iseseisva agregaatori kontseptsiooni dokument toob välja kompensatsiooni määramise komplitseerituse. Eraldi rõhutab dokument, et kompensatsiooni puhul on väga oluline hinnata selle võimalikke mõjusid turuosalistele. Täismahus kompensatsioonil (päev-ette turuhinna alusel) on eeldatavasti liigselt negatiivne mõju agregaatori ärimudelile. On risk, et sellise mudeli puhul agregaatorid turule ei tule ja agregeerimisi lihtsalt ei toimu. Seetõttu on vaja analüüsida antud riski põhjalikult vastu turgu moonutavaid mõjusid bilansihalduritele, mida täielik või osaline hüvitise puudumine turgudel avaldaks. Lisaks kuna direktiivi alusel kompensatsiooni peaks makstama ainult mahus, kus tekkinud tulu ei ületa kulusid, siis vajab kompensatsioonimehhanism põhjalikku täiendavat analüüsi, et välja selgitada sotsiaalmajanduslikud tulud osapooltele ja selle alusel soovitada kompensatsiooni hinda (referentshinna arvutamise lahendust). Seega ka Põhjamaade

regulaatorid soovivad siinjuures kompensatsiooni hinna väljatöötamiseks teha eelnevalt analüüs. [4]

Antud turumudeli raames tuleb süsteemihalduril koostada ja esitada Konkurentsiametile kinnitamiseks referentshinna meetodika, mis näeks ette järgmist lähenemist:

Referentshind (RH) = määratud tarne hind (MT) – agregeerimise poolt loodav sotsiaalmajanduslik väärtus (SM)

Siinjuures SM on määratav, tuginedes eelnevalt süsteemihalduri poolt läbi viidud analüüsil, mis näitab ära pandlikkuse kaasatusest turgudele erinevatele osapooltele tekkiva tulu.

7.3.2.1. Ajutine referentshinna lähenemine

Kuna SM määramine läbi analüüsi on ajakulukas ja seetõttu on SM arvesse võtva referentshinna meetodika väljatöötamine tõenäoline mitte varem kui 2021. aasta lõpuks, pakub kontseptsioonidokument siinjuures välja ajutise referentshinna lähenemise. Regulatsiooni mõttes ka igasugune ajutine referentshinna lähenemine peab minema referentshinna meetodikasse, mille süsteemihaldur koostab ja Konkurentsiamet kinnitab.

Päevasisese ja reguleerimisreservide turu ajutine referentshinna lähenemine:

RH=vastava tunni päev-ette turuhind.

Päev-ette turu ajutine referentshinna lähenemine:

Siinjuures pakub kontseptsioonidokument konsultatsioonile kaks varianti, millest lõpliku kontseptsiooni jaoks tuleb, vastavalt konsultatsiooni tulemustele, valida üks:

Variant 1	Variant 2
<p>RH=vastava tunni päev-ette turuhind.</p> <p>Kasutada sarnaselt päevasisesele ja reguleerimisreservide turule ka päev-ette turu puhul vastava tunni päev-ette turuhinda. Tulu aktiivsetele tarbijatele saab antud mudeli puhul olla võrreldav kaudse tarbimise juhtimise tuluga ehk avaldub eeskätt energiasäästus või tarbimise suunamises madalama hinnaga tundidele. Agregaatori tulu saab tulla tarbijalt.</p> <p>Variant 1 lähenemine jätab agregatorile väga väikese kui üldse stiimuli antud turutasemel osalemiseks, kuid järgib RH puhul teiste turutasemetega sama lähenemist, ehk on selge ja lihtsasti mõistetav. Võttes arvesse, et põhiline kasum agregatorile ja aktiivsele tarbijale tuleks reguleerimisturult, võib antud RH lähenemine päev-ette turul olla ajutiselt kuni SM defineerimiseni lahenduseks.</p>	<p>Statistiline lähenemine kus:</p> <ul style="list-style-type: none">• Tööpäeval: RH = viimase 5 tööpäeva sama tunni keskmine päev-ette turuhind• Puhkepäeval RH = viimase 2 puhkepäeva sama tunni keskmine päev-ette turuhind. <p>Vastav lähenemine võimaldab kompenseerida BH-te kulud vähemalt osaliselt ning kõrgemate turuhindadega tundide puhul luua siiski stiimuli ka agregatoritele ja aktiivsetele tarbijatele päev-ette turul osalemiseks.</p>

II AGREGEERIMISEGA SEOTUD PROTSESSID

8. Üldpõhimõtted ja ulatus

Kontseptsioonidokument kirjeldab antud peatükis agregaatore andmevahetuse ja bilansihalduse korraldust tema osaluseks turuetappides päev-ette, päevasisene ning reguleerimisreservide turg mudeli II „Tsentraalse selgitusega ja kompensatsiooniga turumudel“ osas. Samad üldnõuded on rakendatavad ka võrgu ülekoormuse juhtimise toodete pakkumisel (sarnane vastukaubanduse reguleerimisteenuse andmevahetuse ja arvelduse korralduses), kuid ei ole kajastatud detailsemalt, kuna puuduvad hetkel veel konkreetsemad ärinõuded vastavatele toodetele ja toote spetsifikatsioonid.

9. Lepingud

Bilansilepingu tüüptingimused määravad bilansihalduri ja süsteemihalduri vahelise bilansivastutusprotsessi õigused ja kohustused ning eraldi väljatooduna, et:

- a) bilansilepingu alusel süsteemihaldur müüb bilansihaldurile või ostab temalt avatud tarnena igal selgitusperioodil tema eabilansi katteks vajaliku koguse bilansienergiat. Bilansihaldur ei tohi ettekatsetult bilansienergiat kasutada, mis tähendab, et lepinguga ei ole lubatud etteprognoositav süstemaatiline bilansienergia ost või müük.
- b) agregaatoriga seotud tarnete selgitamiseks süsteemihaldur müüb bilansihaldurile või ostab temalt määratud tarnena igal kauplemisperioodil agregaatore poolt tema bilansipiirkonda kuuluvate turuosaliste poolt teostatud määratud tarned.

Reguleerimisteenuse osutamise lepingu tüüptingimused määravad reguleerimisteenuse pakkuja, sh agregaatore ja süsteemihalduri vahelised õigused ja kohustused reguleerimispakkumiste tegemisel, reguleerimisteenuse tellimisel, kasutamisel, kasutamise lõpetamisel ja arvelduse tegemisel. Reguleerimisteenuse pakkujal peab olema bilansihaldur.

Agregaatore andmevahetuse ja arvelduse korralduse leping on süsteemihalduri poolt väljatöötatav uus leping, mis sõlmitakse agregaatoretega. Lepingu alusel agregaatore registreeritakse, temale määratakse andmevahetuse ja arvelduse nõuded, kokkulepped ja infotehnoloogilised lahendused, kirjeldatakse bilansivastutuse korraldus, agregeeritavate mõõtepunktide andmete töötlemise nõusolekud ning agregeerimisportfellis olevate klientide nõusolekute haldus.

Andmelao Live-keskkonna kasutamiseks leping sõlmitakse kõikide turuosalistega – bilansihaldur, avatud tarnija, agregaatore, võrguettevõtja, liinivaldaja. Andmelaos hallatakse bilansihalduri avatud tarne bilansiportfelle, sh agregaatore.

10. Agregaatore turutarnete üldpõhimõtted, andmevahetus ja arveldus

- 10.1. Agregaatorena tegutsemiseks tuleb ettevõttel sõlmida süsteemihalduriga Andmevahetuse ja arvelduse korralduse leping ning sõlmida kas süsteemihalduriga või bilansihalduriga oma tarnete katteks bilansivastutuse leping (edaspidi agregaatore bilansihaldur).
- 10.2. Kui agregaatore soovib kaubelda päev-ette ja päevasisesel turul, tuleb tal esitada elektribörsi korraldajale oma bilansihalduri andmed. Kõik tarned, mida agregaatore turul

- teostab, lisab elektribörsi korraldaja tema bilansihalduri portfelli. Elektribörsi korraldaja edastab süsteemihalduritele turul kaubeldud tarned bilansihaldurite lõikes.
- 10.3. Kui agregaatore on kaubelnud päev-ette ja päevasisesel turul, tuleb agregaatore bilansihalduri poolt edastada bilansiplaan selliselt, et agregaatore tarne on lisatud tema bilansipiirkonda süsteemihalduri poolt selleks loodud virtuaalsesse kaubanduspunkti. Süsteemihaldur võimaldab andmed korrigeerida bilansiselgitamise etapis, kus jaotatakse vastav kogus agregeeritava kliendi mõõtepunkti bilansihalduri bilansipiirkonda. Selleks põhimõtted on järgmised:
- 10.3.1.1. Seni kuni süsteemihaldur ei ole rakendanud agregaatore tarnete jaotuseks omapoolset infosüsteemi, tuleb vastav jaotus esitada agregaatore bilansihalduri poolt tähtajaga, et andmed on esitatud järgmise tööpäeva jooksul. Kontrollväärnus on, et bilansihaldurite vahel jaotatud tarnete summa peab võrduma virtuaalse kaubanduspunkti andmetega kinnitatud bilansiplaanis.
- 10.3.1.2. Agregaatorel tuleb esitada süsteemihaldurile vastavalt temaga sõlmitud andmevahetuse lepingule detailsemad andmed agregeeritud klientide andmete kohta, sh kliendi andmed, mõõtepunkti kood ja minutipõhised aktiveerimise mõõteandmed. Juhul kui süsteemihaldur tuvastab mõõteandmete baasil, et teostatud määratud tarne ei ole usaldusväärne, süsteemihaldur tühistab määratud tarne jaotuse vastava bilansihalduri bilansipiirkonda ning vastav määratud tarne jääb eabilansina agregaatore bilansihalduri piirkonda. Süsteemihaldur edastab määratud tarne korrigeerimise vastavatele bilansihalduritele.
- 10.4. Kui agregaatore soovib reguleerimisreservide turul, tuleb tal sõlmida süsteemihalduriga reguleerimise osutamise leping. Reguleerimispakkumise esitamine on võrdsetel alustel teiste pakkujatega, kuid sarnaselt elektriturude tarnetega tuleb bilansiselgituseks jaotada süsteemihalduri poolt aktiveeritud kogus mõõtepunktide bilansihaldurite bilansipiirkondadesse.
- 10.4.1.1. Seni kuni süsteemihaldur ei ole rakendanud agregaatore tarnete jaotuseks omapoolset infosüsteemi, tuleb vastav jaotus esitada agregaatorel tähtajaga, et andmed on esitatud järgmise tööpäeva jooksul. Kontrollväärnus on, et bilansihaldurite vahel jaotatud tarnete summa peab võrduma süsteemihalduri poolt aktiveeritud reguleerimistarne summaga.
- 10.4.1.2. Agregaatorel tuleb esitada süsteemihaldurile vastavalt temaga sõlmitud andmevahetuse lepingule detailsemad andmed agregeeritud klientide andmete kohta, sh kliendi andmed, mõõtepunkti kood ja minutipõhised aktiveerimise mõõteandmed. Juhul kui süsteemihaldur tuvastab mõõteandmete baasil, et teostatud reguleerimistarne ei ole usaldusväärne, süsteemihaldur tühistab reguleerimistarne jaotuse vastava bilansihalduri bilansipiirkonda ning vastav tarne jääb eabilansina agregaatore bilansihalduri piirkonda. Süsteemihaldur edastab määratud tarne korrigeerimise vastavatele bilansihalduritele. Vastav tarne lisatakse bilansiselgituse aruandesse ning arveldatakse süsteemihalduri ja bilansihaldurite vahel punktis 6 toodud arveldusmeetodika alusel.

11. Agregaatorega seotud tarnete selgitamine ja arveldus

- 11.1. Agregaatorele andmete edastuse nõuded on toodud temaga sõlmitud andmevahetuse ja arvelduse korralduse lepingus.
- 11.1.1.1. Süsteemihaldur kooskõlastab agregaatore tarnete „Arvelduse referentshinna meetodika“ Konkurentsiametiga ning avaldab oma veebilehel.
- 11.2. Süsteemihaldur edastab bilansihalduritele koos bilansiaruandega agregaatore tarnete arveldusaruanded lähtudes järgmisest:

- 11.2.1.1. Päev-ette turu ja päevasise turu tarne eest, mis sisenes ostuna teisest bilansiportfelligist agregaatori bilansiportfelli (näide: tarbimise vähenemise müük elektriturule ja selle katteks ost teisest bilansiportfelligist) tasub agregaatori bilansihaldur süsteemihaldurile vastavalt metoodikaga kokkulepitud referentshinnale ning süsteemihaldur tasub sama referentshinna alusel summa bilansihaldurile, kelle bilansiportfelli vastav tarne jaotati.
- 11.2.1.2. Päev-ette turu ja päevasise turu tarne eest, mis väljus müügina teise bilansiportfelligist agregaatori bilansiportfelligist (näide: tarbimise suurendamise müük elektriturule ja selle katteks müük teise bilansiportfelligist) tasub süsteemihaldur agregaatori bilansihaldurile vastavalt metoodikaga kokkulepitud referentshinnale ning bilansihaldur, kelle bilansiportfelli vastav tarne jaotati tasub sama referentshinna alusel summa süsteemihaldurile.
- 11.2.1.3. Reguleerimisturu tarne eest, mis sisenes ostuna teisest bilansiportfelligist agregaatori bilansiportfelligist (näide: tarbimise vähenemise müük reguleerimisturule ja selle katteks ost teisest bilansiportfelligist) tasub süsteemihaldur referentshinna alusel bilansihaldurile, kelle bilansiportfelli vastav tarne jaotati. Süsteemihaldur tasaarveldab vastava referentshinna alusel reguleerimistarne maksumuse otse agregaatoriga sõlmitud reguleerimislepingu alusel.
- 11.2.1.4. Reguleerimisturu tarne eest, mis väljus müügina teise bilansiportfelligist agregaatori bilansiportfelligist (näide: tarbimise suurendamise müük reguleerimisturule ja selle katteks müük teise bilansiportfelligist) tasub bilansihaldur, kelle bilansiportfelli vastav tarne jaotati, referentshinna alusel summa süsteemihaldurile. Süsteemihaldur tasaarveldab vastava referentshinna alusel reguleerimistarne maksumuse otse agregaatoriga sõlmitud reguleerimislepingu alusel.
- 11.3. Reguleerimistarnete hinnastamine otse reguleerimisteenuse pakkujaga on vastavalt lepingule järgmine:
- 11.3.1. Ülesreguleerimise korral maksab süsteemihaldur reguleerimisteenuse pakkujale reguleerimisteenuse elektrienergia koguse eest:
- 11.3.1.1.pakkumise bilansijuhtimiseks kasutamise korral reguleerimisturu marginaalhinna ehk antud kauplemisperioodil kõige kõrgema hinnaga süsteemihalduri poolt reguleerimisturult ostetud ja bilansijuhtimiseks kasutatud pakkumise hinna, €/MWh. Kui reguleerimisteenuse pakkuja on agregaator, vähendab süsteemihaldur vastavat hinda agregaatori tarnete arvelduse referentshinnaga €/MWh, mille katteks arveldatakse bilansilepingu alusel tarded vastavate bilansihalduritega.
- 11.3.1.2.pakkumise süsteemiteenuseks või vastukaubanduseks kasutamise korral pakkumises toodud hinna, €/MWh, kuid mitte madalama kui reguleerimisturu hinna. Kui reguleerimisteenuse pakkuja on agregaator, vähendab süsteemihaldur vastavat hinda agregaatori tarnete arvelduse referentshinnaga €/MWh, mille katteks arveldatakse bilansilepingu alusel tarded vastavate bilansihalduritega.
- 11.3.2. Allareguleerimise korral maksab reguleerimisteenuse pakkuja süsteemihaldurile reguleerimisteenuse elektrienergia koguse eest:
- 11.3.2.1.pakkumise bilansijuhtimiseks kasutamise korral marginaalhinna ehk antud kauplemisperioodil kõige madalama hinnaga süsteemihaldurile reguleerimisturult müüdüd ja bilansijuhtimiseks kasutatud pakkumise hinna, €/MWh. Kui reguleerimisteenuse pakkuja on agregaator, vähendab süsteemihaldur vastavat hinda agregaatori tarnete arvelduse referentshinnaga €/MWh, mille katteks arveldatakse bilansilepingu alusel tarded vastavate bilansihalduritega.
- 11.3.2.2.pakkumise süsteemiteenuseks või vastukaubanduseks kasutamise korral pakkumises toodud hinna, €/MWh, kuid mitte kõrgema kui reguleerimisturu

hinna. Kui reguleerimisteenuse pakkuja on agregaat, vähendab süsteemihaldur vastavat hinda agregaatori tarnete arvelduse referentshinnaga €/MWh, mille katteks arveldatakse bilansilepingu alusel tärned vastavate bilansihalduritega.

12. Arvelduse referentshinna meetodika ettepanek

12.1. Arvelduse referentshinna meetodika pakub välja rakendada tsentraalset arvelduse mudelit, mille alusel toimub bilansiportfellide vahelise agregeeritava määratud tarne ost, müük ja arveldus süsteemihalduri bilansiselgituse kaudu.

12.1.1. Arveldus energiaühiku kohta = Toote turuhind – referentshind

12.1.2. Referentshind = määratud tarne hind (MT) – agregeerimise poolt loodavast sotsiaalmajanduslikust väärtusest (SM). Siinjuures kuni ei ole rakendatud analüütilist meetodit sotsiaalmajandusliku väärtuse arvutamiseks hinnapiirkonnas, kehtestada ajutine referentshinna meetodika, mis näeks ette:

12.1.3.

12.1.3.1. Päevasisese ja reguleerimisturu puhul

- Määratud tarne hind (MT) on päev-ette turu hind lähtudes statistikast, et enam kui 90% kaubandusest teostatakse veel päev-ette turu etapis.
- sotsiaalmajandusliku väärtuse (SM) hind on null, kuni ei ole rakendatud analüütilist meetodit sotsiaalmajandusliku väärtuse arvutamiseks hinnapiirkonnas.

12.1.3.2. Päev-ette turu puhul:

Variant 1:

- Määratud tarne hind (MT) on päev-ette turu hind lähtudes statistikast, et enam kui 90% kaubandusest teostatakse veel päev-ette turu etapis.
- sotsiaalmajandusliku väärtuse (SM) hind on null, kuni ei ole rakendatud analüütilist meetodit sotsiaalmajandusliku väärtuse arvutamiseks hinnapiirkonnas.

Variant 2:

Kuna päev-ette turu referentshinnana sama tunni turuhinna kasutamine kaotab tõenäoliselt ära stiimuli paindlikkuse viimiseks antud turutasemele agregaatori poolt, pakub kontseptsioonidokument siinjuures välja statistilise hinna lähenemise, mis näeb ette järgmist:

- Tööpäeval: RH = viimase 5 tööpäeva sama tunni keskmine päev-ette turuhind
- Puhkepäeval RH = viimase 2 puhkepäeva sama tunni keskmine päev-ette turuhind.

12.2. Allolevalt on toodud arvelduse näited esitatud ettepanekule, lähtudes eeldustest:

NÄIDE 1:

- Agregaat müüb erinevates turuetappides tarbimise vähendamist 1MWh
- Päev-ette turu hind on 40 €/MWh
- Päevasisese turu hind on 50 €/MWh
- Reguleerimisturu hind on 100 €/MWh
- Referentshind poolte vaheliseks arvelduseks punkti 11.1.3.1. alusel on 40 €/MWh
- Referentshind poolte vaheliseks arvelduseks punkti 11.1.3.2. alusel on Variant 1 alusel 40 €/MWh ja Variant 2 alusel 30 €/MWh (eeldusel, et statistiline lähenemine viimaste päevade osas sellise tulemuse on andnud)

12.2.1 Päev-ette turu arveldus

Variant 1:

- Elektribörsi korraldaja tasub agregatorile 40 € ning agregator tasub süsteemihaldurile 40 €.
- Süsteemihaldur tasub bilansihaldurile 40 € ning bilansihaldur tasub elektribörsi korraldajale 40 €. Bilansipiirkonnas olev tarbija tarbib vähem, tema tulu on tema avatud tarne lepingu hind. Agregatori tulu ja stiimul turul osaleda tuleb tõenäoliselt võimalusest klienti hoida, et teenida temaga teistel turutasemetel.

Variant 2:

- Elektribörsi korraldaja tasub agregatorile 40 € ning agregator tasub süsteemihaldurile 30 €.
- Süsteemihaldur tasub bilansihaldurile 30 € ning bilansihaldur tasub elektribörsi korraldajale 40 €. Bilansipiirkonnas olev tarbija tarbib vähem, tema tulu on tema avatud tarne lepingu hind. Agregatori tulu ja stiimul turul osaleda on hinnavahe $40-30=10$ €, mida ta tõenäoliselt peab ka tarbijaga mingis osas jagama. Bilansihalduril tekib kulu 10 € osas.

12.2.2. Päevasise turu arveldus

- Elektribörsi korraldaja tasub agregatorile 50 € ning agregator tasub süsteemihaldurile 40 €.
- Süsteemihaldur tasub bilansihaldurile 40€ ning bilansihaldur on tasunud eelnevalt elektribörsi korraldajale 40 €. Bilansipiirkonnas olev tarbija tarbib vähem, tema tulu on tema avatud tarne lepingu hind.

12.2.3. Reguleerimisturu arveldus ja järeldus

- Süsteemihaldur tasub agregatorile tasaarveldusena $100-40=60$ €
- Süsteemihaldur tasub bilansihaldurile 40€ ning bilansihaldur on tasunud eelnevalt elektribörsi korraldajale 40 €. Bilansipiirkonnas olev tarbija tarbib vähem, tema tulu on tema avatud tarne lepingu hind ja agregatorilt lisamarginaal.

12.2.4. Järeldused ja erisused tarbimise vähendamisel:

- Paindlikkuse väärtus päev-ette, päevasisele ja reguleerimisturule tekib sotsiaalmajandusliku kasu ulatuses. Sotsiaalmajanduslik kasu avaldub nii väiksemas tarbimises, mis tähendab ka väiksemat tootmist ning juhul kui toomise vähenemine tuleb fossiilselt toodetu arvelt, väiksemat CO2 emissiooni. Madalam tarbimine võib viia ka madalama turuhinnani, eriti on turuhinna alanemine tänu agregatori tegevusele tõenäoline reguleerimisturul, kus turg on vähelikviidne. Reguleerimisturul hinna alanemine vähendab ka bilansienergia hinda, mis mõjutab positiivselt juba kõiki eabilansis olevaid bilansihaldureid. Sotsiaalmajandusliku kasu määramiseks lähenemise leidmiseks tuleb läbi viia eraldiseisev analüüs. Kuni analüüsi läbi viidud pole tuleb kasutada ajutist referentshinna lähenemist. Ajutise referentshinna lähenemisega päevasisesel turul ja reguleerimisturul on võimalik agregatoril lisatulu teenimine, kui paindlikkuse müümine on kallim kui oli päev-ette elektrituru hind. Päev-ette turul on agregatoril võimalik lisatulu teenida variant 2 RH lähenemise korral kui turuhind on lähiaja perioodi suhtes keskmisest kõrgem. Just kõrgemate hindade tekkimise tundidel on tõenäosus ka agregatoril suuremat sotsiaalmajanduslikku kasu oma tegevusega tekitada, seetõttu on õigustatud agregatori turule tuleku soosimine keskmisest kõrgemate hindade korral.
- Kui tarne on bilansiportfellide lõikes jaotatud õigesti, siis bilansihalduritele ja klientidele eabilanssi tsentraalse selgituse mudeli puhul ei teki.

- Kui agregeerimistarne on seotud suurtarbijajaga, kes omab eraldi määratud tarne lepingut, peab see tarbija oma reguleerimisturu tarnest ise teavitama oma bilansihaldurit (elektrituru võrgueeskiri).
- Agregeerimise arvelduse viimine avatud tarnija tasemele ei ole vajalik, võiks jääda bilansihalduse raamidesse – avatud tarnija tulu tarbijalt väheneb, aga see arveldatakse tema eabilansi müügina oma bilansihaldurile.

NÄIDE 2:

- Agregaator müüb erinevates turuetappides tarbimise suurendamist 1 MWh
- Päev-ette turu hind on 40 €/MWh
- Päevasisese turu hind on 30 €/MWh
- Reguleerimisturu hind on 0 €/MWh
- Referentshind poolte vaheliseks arvelduseks punkti 11.1.3.1. alusel on 40 €/MWh
- Referentshind poolte vaheliseks arvelduseks punkti 11.1.3.2. alusel on Variant 1 alusel 40 €/MWh ja Variant 2 alusel 50 €/MWh (eeldusel, et statistiline lähenemine viimaste päevade osas sellise tulemuse on andnud)

12.2.4. Päev-ette turu arveldus ja järeldus

Variant 1:

- Agregaator tasub elektribörsi korraldajale 40€ ning süsteemihaldur tasub agregatorile 40 €.
- Bilansihaldur tasub süsteemihaldurile 40€ ning bilansipiirkonnas olev tarbija tasub oma avatud tarnijale vastavalt avatud tarne lepingule.

Variant 2:

- Agregaator tasub elektribörsi korraldajale 40€ ning süsteemihaldur tasub agregatorile 50 €.
- Bilansihaldur tasub süsteemihaldurile 50€ ning bilansipiirkonnas olev tarbija tasub oma avatud tarnijale vastavalt avatud tarne lepingule.

12.2.2. Päevasisese turu arveldus ja järeldus

- Agregaator tasub elektribörsi korraldajale 30€ ning süsteemihaldurile tasub agregatorile 40 €.
- Bilansihaldur tasub süsteemihaldurile 40€ ning bilansipiirkonnas olev tarbija tasub avatud tarnijale vastavalt avatud tarne lepingule.

12.2.3. Reguleerimisturu arveldus ja järeldus

- Agregaator tasub süsteemihaldurile tasaarveldusena $0-40=-40$ € ehk süsteemihaldur tasub agregatorile.
- Bilansihaldur tasub süsteemihaldurile 40€ ning bilansipiirkonnas olev tarbija tasub avatud tarnijale vastavalt avatud tarne lepingule.

12.2.5 Järeldused ja erisused tarbimise suurendamisel:

- Paindlikkuse väärtus elektriturule tarbimise suurendamisel tekib põhimõttest, et kui tarbimise hind on tavapärasest madalam ja tekib stiimul tarbimise suurendamiseks on elektrisüsteemis tõenäoliselt tavapärasest enam (odavat) tootmist ning vähem tarbimist. Seega tarbimise nihutamine perioodile kui tarbimist on tavapärasest vähem ja tootmist rohkem aitab ühtlustada tarbimise graafikut, muuta elektrihinda ühtlasemaks ja tasakaalustada liigset tootmist (eeskätt aktuaalne juhitamatu tootmise, nagu tuuleenergia, ülejäägi korral).

- Ajutise referentshinna lähenemisega on päevasisesel turul ja reguleerimisturul võimalik agregaatoreil lisatulu teenimine, kui paindlikkuse ostmise on odavam kui oli päev-ette elektrituruhind.
- Kui tarne on bilansiportfellide lõikes jaotatud õigesti, siis bilansihalduritele ja klientidele eabilanssi ei teki.
- Kui agregeerimistarne on seotud suurtarbijajaga, kes omab eraldi määratud tarne lepingut, peab see tarbija oma reguleerimisturu tarnest ise teavitama oma bilansihaldurit (elektrituru võrgueeskiri).
- Agregeerimise arvelduse viimine avatud tarnija tasemele ei ole vajalik, võiks jääda bilansihalduse raamidesse - avatud tarnija tulu tarbijalt suureneb, aga see arveldatakse tema eabilansi ostuna oma bilansihaldurilt.

13. Agregaatoriga sõlmitavad lepingud

- 13.1. Agregaatoriga tegutsemiseks tuleb ettevõttel sõlmida süsteemihalduriga:
- 13.1.1. Andmevahetuse ja arvelduse korralduse leping. Selleks tuleb:
- 13.1.1.1. esitada süsteemihalduri üldkontaktile info@elering.ee taotlus agregaatoriga registreerimiseks;
 - 13.1.1.2. omada ning edukalt testida andmevahetuseks infotehnoloogilisi lahendusi sellises korras, mis vastavad süsteemihalduri poolt määratud andmevahetuse nõuetele;
 - 13.1.1.3. tagab süsteemihalduri teavitamise kliendi nõusolekutest tema agregaatoriga agregeerimisportfellis osaleda süsteemihalduri poolt sätestatud viisil;
 - 13.1.1.4. tagab süsteemihalduri teavitamise kliendi nõusolekutest tema mõõteandmeid koguda ja töödelda süsteemihalduri poolt sätestatud viisil;
 - 13.1.1.5. muud andmevahetuse ja arvelduse nõuded süsteemihalduri poolt sätestatud viisil;
- 13.1.2. sõlmida süsteemihalduriga andmelao Live-keskkonna kasutamiseks leping;
- 13.1.3. sõlmida kas süsteemihalduriga või bilansihalduriga oma tarnete katteks bilansivastutuse leping.

14. Agregaatoreile andmevahetuse nõuded

- 14.1. Agregaatoreil tuleb süsteemihaldurile esitada nii päev-ette, päevasisesel kui ka reguleerimisturu tarnete kohta hiljemalt järgneva tööpäeva jooksul järgmised andmed:
- 14.1.1. Määratud tarnete (päev-ette ja päevasisene turg) ja reguleerimistarnete jaotus bilansiportfellide lõikes. Vastav andmevahetuse kohustus lõpeb, kui süsteemihaldur on rakendanud agregaatoriga tarnete jaotuseks omapoolset infosüsteemi, mis võtab vastava funktsionaalsuse üle.
- 14.1.2. Määratud tarnete (päev-ette ja päevasisene turg) jaotus reguleeritava kliendi mõõtepunkti lõikes minutipõhise ja kauplemisperioodi põhise andmevahetuseks;
- 14.1.3. Reguleerimistarnete (süsteemihalduri pool aktiveeritud tellimus) jaotus reguleeritava kliendi mõõtepunkti lõikes minutipõhise ja selgitusperioodi põhise andmevahetuseks, see tähendab:
- 14.1.3.1. aktiveeritud punktide minutipõhised ja selgitusperioodi aktiivvõimsuse väljundvõimsus kogused iga aktiveeritud mõõtepunkti lõikes (sh EIC kood);

- 14.1.3.2. Reguleerimisteenuse pakkuja poolt aktiveeritud punktide minutipõhised ja selgitusperioodi põhised reguleerimisenergia kogused iga mõõtepunkti lõikes (sh EIC kood);
- 14.1.3.3. Süsteemihalduri poolt aktiveeritud summaarne minutipõhine aktiivvõimsuse väljundvõimsus.

15. Tarnete usaldusväarsuse kontrollimine, *baseline* meetodika

- 15.1. Süsteemihaldur loob infosüsteemi rakenduse, mille funktsionaalsuseks on tehtud tarnete jaotamine konkreetse mõõtepunktiga seotud bilansiportfelli ja agregaatore poolt teostatud tarnete usaldusväarsuse kontrollimine. Andmete usaldusväarsust ja tarnete jaotust rakendatakse kõikide turuetappide kohta.
- 15.2. Agregaatoreil tuleb esitada süsteemihaldurile vastavalt temaga sõlmitud andmevahetuse lepingule andmed agregeeritud klientide kohta, sh kliendi andmed, mõõtepunkti kood ja minutipõhised aktiveerimise mõõteandmed. Juhul kui süsteemihaldur tuvastab mõõteandmete baasil, et teostatud reguleerimistarne ei ole usaldusväärne, süsteemihaldur tühistab reguleerimistarne jaotuse vastava bilansihalduri bilansipiirkonda ning vastav tarne jääb eabilansina agregaatore bilansihalduri piirkonda.
- 15.3. Süsteemihaldur selgitab tarded kasutades arveldusmeetodikat nn *baseline* meetodikat, mille põhimõtted töötab välja süsteemihaldur ja kinnitab Konkurentsiamet.
- 15.4. Esimeses lähenemises *baseline*'i meetodika saab ette näha vaid agregaatore poolt tekitatavat *baseline*'i väärtust (mis on kliendi põhine), mida süsteemihaldur kontrollib agregaatore poolt esitatavate 1 minuti mõõteandmete alusel.
- 15.5. Pikemas perspektiivis võib olla tõenäoline süsteemihalduril vajadus ka keskse *baseline* meetodika väljatöötamiseks, mis juhul agregaatore poolt arvatud ja edastatud *baseline* peab hakkama läbima sertifitseerimist ja on kasutatav ainult juhul kui mõõteandmetega võrdluses suudab anda keskest *baseline* arvutusest täpsema tulemuse. Sertifitseerimise kontrollile võib süsteemihaldur ka sertifitseerimise järgselt pisteliselt teostada. Juhul kui agregaatore *baseline* on ebatäpsem või muutub mingi aja jooksul keskest *baseline*'st ebatäpsemaks peab agregaatore üle minema keskele *baseline*'ile.

Mõõteandmete usaldusväarsuse kontrollimine, *baseline* meetodika

- 15.6. Süsteemihaldur võtab päev-ette ja päevasise tarnete jaotusel aluseks järgmised andmed turuetappide kohta:
 - 15.6.1. Agregaatore poolt esitatud määratud tarnete (päev-ette ja päevasisene turg) jaotus reguleeritava kliendi mõõtepunkti lõikes minutipõhise ja kauplemisperioodi põhise andmeedastusena;
 - 15.6.2. Süsteemihalduri infosüsteem rakendab kontrollväärtusena reguleeritava kliendi mõõtepunkti lõikes tegelikud mõõteandmed (Andmelao mõõteandmete alusel konkreetse EIC ja selgitusperioodi lõikes).
 - 15.6.3. Punktis 6 toodud tsentraalse arveldusmudeli rakendamisel ei ole vajalik arendada täiendavad kontrollmehhanisme määratud tarnete teostuse kontrollimiseks. Juhul kui agregeerimise protsess tekitab kahju tarbijale, tuleb agregaatorel tarbijale kahju omapoolse lepingu alusel kompenseerida.
- 15.7. Süsteemihaldur võtab aktiveeritud reguleerimistarnete jaotusel aluseks järgmised andmed:

- 15.7.1. Agregaatori poolt esitatud aktiveeritud punktide minutipõhised ja selgitusperioodi põhised aktiivvõimsuse väljundvõimsus kogused iga aktiveeritud mõõtepunkti lõikes (sh EIC kood);
- 15.7.2. Agregaatori poolt esitatud aktiveeritud punktide minutipõhised ja selgitusperioodi põhised reguleerimisenergia kogused iga mõõtepunkti lõikes (sh EIC kood);
- 15.7.3. Süsteemihalduri poolt aktiveeritud summaarne minutipõhine aktiivvõimsuse väljundvõimsus.
- 15.7.4. Süsteemihalduri infosüsteemi rakendus kuvab kontrollväärtusena reguleeritava kliendi mõõtepunkti lõikes tegelikud mõõteandmed (Andmelao mõõteandmete alusel konkreetse EIC ja selgitusperioodi lõikes) jaotatuna andmed minutipõhisele ajaperioodile.
- 15.7.5. Juhul kui ülesreguleerimisel ehk tarbimise vähenemisel ei ole selgitusperioodi jooksul minutiandmete alusel toimunud muutust, süsteemihaldur tühistab tarne mõõtepunkti lõikes ning eabilanss lisatakse agregatori bilansihalduri bilansipiirkonda.
- 15.7.6. Juhul kui allareguleerimisel ehk tarbimise suurenemisel ei ole selgitusperioodi jooksul minutiandmete alusel toimunud muutust, süsteemihaldur tühistab tarne mõõtepunkti lõikes ning eabilanss lisatakse agregatori bilansihalduri bilansipiirkonda.

Tarnete jaotus bilansiportfellidesse

- 15.8. Süsteemihaldur loob infosüsteemi rakenduse, mille funktsionaalsuseks on agregatori poolt teostatud tarnete jaotamine konkreetse mõõtepunktiga seotud bilansiportfelli.
- 15.9. Selleks loob süsteemihaldur infosüsteemi, kus agregatori poolt edastatud tarne mõõtepunkt (EIC) agregeeritakse bilansiportfelli, kes on konkreetsel selgitusperioodil selle kliendi mõõtepunkti bilansihaldur.

III TARBIMISE JUHTIMISE JA AGREGEERIMISEGA SEOTUD MUUDATUSED SEADUSANDLUSES

16. Seadusandluse (Elektrituruseaduse ja Elektrituru toimimise võrgueeskirja) muudatused

Elektrituruseaduses sätestatakse mõisted, kes on agregaatore, sõltumatu energiavahendaja ja mis on agregeerimine, paindlikkusteenus, tarbimiskaja. Vastavad mõisted on lahti kirjutatud punkti 2 all.

Elektrituruseadusesse lisandub uue teemana tarbimiskaja agregeerimise kaudu, kus peamiste põhimõtetenä on kajastatud võrguettevõtja ja süsteemihalduri kohustused kohelda tugiteenuste hankimisel tarbimiskaja agregeerimisega tegelevaid turuosalisi mittediskrimineerivalt ja vastavalt nende tehnilisele suutlikkusele ning koostada turuosaliste tarbimiskajas osalemise tingimused ja kooskõlastada need Konkurentsiametiga. Ühtlasi on sätestatud agregeerimisega tegelevale turuosalisele bilansivastutus, välja arvatud juhul, kui ta delegeerib oma bilansikohustuse kooskõlas Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EL) 2019/943 artikliga 5.

Uue teemana lisanduvad paindlikkusteenused, mis hõlmab võrguettevõtjate omavahelist koostööd, et võrku ühendatud turuosalisi tõhusalt elektriturgudel osalema kaasata, tagamaks paindlikkusteenuste kasutamisel võrgu turvaline ja majanduslikult ning tehniliselt tõhus toimimine ning hõlbustada turu arengut.

Võrguettevõtjad lepivad omavahel kokku jaotusvõrgu ressurssidel põhinevate paindlikkusteenuste osutamise tingimused kooskõlas Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EL) 2019/943 artikliga 57 ja komisjoni määruse (EL) 2017/1485 artikliga 182. Jaotusvõrguettevõtja kooskõlastab tingimused Konkurentsiametiga ning korraldab jaotusvõrgu toimimise ja arendamise tõhustamiseks avaliku vähempakkumise paindlikkusteenuste osutajate leidmiseks.

Erandina ei pea vähempakkumist korraldama, kui jaotusvõrguettevõtja on teinud kindlaks, et paindlikkusteenuste kasutamine on majanduslikult ebatõhus või tekitab tõsiseid turumoonutusi või põhjustaks ülekoormust ning esitab avaliku vähempakkumise korraldamata jätmise kohta põhjendatud taotluse Konkurentsiametile.

Elektrituruseaduses täiendatakse peatüki „Lepingud“ paragrahve agregeerimislepinguga seonduvaga, kus muuhulgas lubatakse tarbijal ja hajatootjal sõlmida agregeerimisleping ilma elektrimüüja nõusolekuta. Agregeerimislepingu sõlmimise kohta esitab agregaatore süsteemihaldurile teate elektrituru toimimise võrgueeskirjas sätestatud viisil.

Elektrituru toimimise võrgueeskiri saab täienduse agregaatore puudutava teemaga seoses, mis hõlmab ka agregeerimislepingu sõlmimist ja muutmist. Peamiste põhimõtetenä on välja toodud:

- agregaatore vahetus 21 päevase etteteatamisega
- üks mõõtepunkt = üks agregaatore
- agregaatore saadab süsteemihaldurile agregeerimislepingu kohta turuosalise (tarbija/tootja) volituse, mille alusel saab AVPs ligipääsu agregeeritava turuosalise mõõtepunktiga seotud mõõteandmetele

- kodutarbijalt ja väikeettevõtjalt agregator lepingu sõlmimise eest tasu ei küsi Hiljemalt 2026. aastal ei tohi agregatori vahetamise tehniline protsess kesta kauem kui 24 tundi ning seda peab olema võimalik teha igal tööpäeval.

Turumudeli lähenemise, sealhulgas referentshinna meetodika osas pole veel selge, mis mahus läheb teema kirja võrgueeskirja ja mis mahus sellega ellu kutsutavasse meetodikasse või meetodikatesse, sama puudutab ka *baseline*'i lähenemist ja paindlikkustoodete tehnilisi tingimusi, mis süsteemihalduri poolt kasutatuna on osaliselt kaetud reguleerimislepingu tüüptingimustega (mFRR osas), kuid võrgus kasutatavad ülekoormustooded nagu ka jaotusvõrkude poolt kasutatavad tooted vajavad täiendavaid tehnilisi tingimusi.

IV KONSULTATSIOON

17. Konsultatsiooni eesmärk ja skoop

Konsultatsiooni raames on turuosalistel palutud arvamust avaldama käesolevas dokumendis väljapakutud lähenemiste osas. Konsultatsiooni järgselt formuleeritakse vastava dokumendi ja konsultatsioonil saadud turuosalistele tagasisidele tuginedes lõplik kontseptsioonidokument Eestile sobiva iseseisva agregaatori turumudeli osas ning tehakse vajalikud muudatused seadusandlusesse.

Tagasisidet võib anda vabas vormis kirjalikult.

Allpool on toodud ka küsimused, mis hõlbustavad tagasiside andmist, kuid nendele vastamine on vabatahtlik.

- Kas väljapakutud turumudel II hõlbustab tarbimiskaja kasvu turgudel ilma turuosalisi diskrimineerimata või turule sisenemise tõketeta?
- Kuidas suhtute referentshinna mudelisse, mis võtab arvesse sotsiaalmajanduslikku mõju?
- Kuidas suhtute ajutise referentshinna mudelisse, sealjuures, millist varianti päev-ette turu puhul peate ajutise referentshinna osas mõistlikuks ja miks?
- Kas näete väljapakutud turumudeli II osas ohtu, et mudel võib avaldada elektri jaemüügihindadele negatiivset mõju?
- Kuidas käsitleb väljapakutav mudel II erinevate turuosalistele vahelist tasakaalu (tarnijad, BH-d, agregaatorid, aktiivsed tarbijad).
- Kas turumudel II soodustab efektiivseid investeeringuid turuosalistele poolt või pigem pärsib investeeringute keskkonda? Kas mudel on investeeringute tegemiseks piisavalt usaldusväärne?
- Kas mudel on piisavalt arusaadav ja selge?
- Kas mudel nõuab turuosalistelt keerulisi IT seadistusi või suurendab täiendavat halduskoormust.
- Kas mudel suurendab või vähendab konkurentsi elektriturul?
- Mis teemasid antud kontseptsioonidokument ei katnud, mille arutamist ja lahenduste väljatöötamist peate samas tarbimise juhtimise töögrupi raames oluliseks ja mis võiks olla töögrupi fookuses nn teises etapis?

18. Kasutatud materjal

[1] European Smart Grids Task Force Expert Group 3, „Final Report: Demand Side Flexibility Perceived barriers and proposed recommendations“, April 2019 [Online] – [Accessed 22.06.2020].

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

[2] Baltic TSOs, „Demand Response Through Aggregation - a Harmonized Approach in Baltic Region – Concept proposal“, 2017 [Online] – [Accessed 22.06.2020].

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

[3] PÖYRY, „Independent Aggregator Models – Final Report“, June 2018. [Online] – [Accessed 22.06.2020]

(<https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018/f63589df-49ea-4232-b39a-bb6973407fe2/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018.pdf>)

[4] NordReg, „Nordic Regulatory Framework for Independent Aggregation“, 28.02.2020. [Online] – [Accessed 29.06.2020] [http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2020/02/A-New-Regulatory-](http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2020/02/A-New-Regulatory-Framework_for_Independent_Aggregation_NordREG_recommendations_2020_02.pdf)

[Framework_for_Independent_Aggregation_NordREG_recommendations_2020_02.pdf](http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2020/02/A-New-Regulatory-Framework_for_Independent_Aggregation_NordREG_recommendations_2020_02.pdf)