

# **Elektriturul tarbimiskajas osalemise kontseptsioon**

## Sisukord

1. Mõisted .....	3
2. Kontseptsioonidokumendi eesmärk .....	5
3. Rollid ja osapooled .....	7
4. Turud ja tooted .....	10
4.1 Reguleerimisturud .....	10
4.1.1 FCR – Sageduse hoidmise reserv .....	12
4.1.2 aFRR – Automaatne sageduse taastamise reserv .....	13
4.1.3 mFRR – Käsitsi käivitav sageduse taastamise reserv .....	14
4.2 Eelkvalifitseerimine .....	15
4.3 Reguleerimisteenuse arveldamine .....	16
4.4 Paindlikkus elektrienergia hulgiturgudel .....	21
4.4.1 Päev-ette elektriturg ( <i>DAM - Day-Ahead market</i> ) .....	23
4.4.2 Päevasisene elektriturg ( <i>IDM - Intraday market</i> ) .....	38
4.4.3 Päev-ette ja päevasisesel turul pakutud paindlikkuse deklareerimine Estfeed Datahubis .....	43
5. Baasjoone meetodika ( <i>Baseline</i> ) .....	44
5.1 Baasjoone meetodika 1 .....	47
5.2 Baasjoone meetodika 2 .....	54

## 1. Mõisted

**Agregeerimine** - tegevus, mille käigus ühendatakse tarbijate tarbimiskoormus või tootjate tootmisvõimsus elektriturul müümiseks või ostmiseks.

**Baasjoon (*baseline*)** - elektrienergia kogus (tarbimine või tootmine), mida mõõtepunktis oleks tarbitud või toodetud, kui paindlikkuse aktiveerimist ei oleks aset leidnud.

**Paindlikkus** – elektrituruosalise üldine võime kohandada enda elektrienergia tootmist, tarbimist või salvestamist vastavalt süsteemi vajadustele, turusignaalidele või võrgu seisundile. Seda võimekust kasutatakse elektriturul mitmesuguste teenuste pakkumiseks: paindlikkus võimaldab turuosalisel osaleda reguleerimisteenuste turgudel (nt sageduse hoidmine ja süsteemitasakaalu tagamine) ning hulgiturgudel (päev-ette ja päevasisene turg), kus pakkumised lähtuvad hinnasignaalidest. Hulgiturgudel rakendatav paindlikkus aitab kaasa hinnastabiilsusele ning ühiskondliku heaolu suurendamisele, võimaldades turul tõhusamalt toimida ja vältides äärmuslikke hinnakõikumisi.

**Rebound-efekt** - tähistab olukorda, kus paindlikkuse aktiveerimisega saavutatud süsteemne mõju võrgu tasakaalule või koormusele muutub ebaoluliseks, kaob või muutub hoopis vastupidiseks, kuna toimub aktiveerimise kompenseerimiseks või aktiveerimise tagajärjel aktiveerimisele vastassuunaline muutus enne aktiveerimist, aktiveerimise ajal või pärast aktiveerimist.

**Tasakaalustamisturg ehk reguleerimisturg** – MARI, PICASSO ja BBCM platvormidel toimuv reguleerimistoodetega kauplemise turg.

**Reguleerimisteenused** - teenused, mis hõlmavad kas reguleerimisenergiat või -võimsust või mõlemat.

**Reguleerimisenergia** - reguleerimisteenuse pakkujalt ostetav või temale müüdav elektrienergia, mida süsteemihaldur kasutab süsteemi tasakaalustamiseks ja mis tarnitakse vastavalt sageduse taastamise tüüptingimustes ja standardtoodetes sätestatud nõuetele.

**Reguleerimisvõimsus** – reservvõimsuse maht, mida reguleerimisteenuse pakkuja hoiab vastavalt kokkuleppele ja mille kohta on reguleerimisteenuse pakkuja nõustunud süsteemihaldurile energiapakkumusi tegema vastavas mahus ja lepingu kestuse ajal.

**MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*)** – üleeuroopaline käsitsi käivitavate sageduse taastamise reservide platvorm mFRR standardtoodete vahetamiseks.

**PICASSO** (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) – üleeuroopaline automaatselt käivitavate sageduse taastamise reservide platvorm aFRR standardtoodete vahetamiseks ning käivitamiste optimeerimiseks.

**Balti reguleerimisvõimsuse platvorm (BBCM -Baltic Balancing Capacity Market)** - Balti süsteemihaldurite ühine platvorm reguleerimisvõimsuse oksjonite korraldamiseks.

**Päev-ette elektriturg (Day-Ahead Market)** - elektrienergia hulgimüügiturg, kus elektri ostu ja müügi tehingud tehakse 24 tunniks päev enne elektri tegelikku tarbimist.

**Päevasisene turg (Intraday Market)** - on elektrienergia hulgimüügiturg, kus osalejad saavad osta ja müüa elektrit jooksvalt kogu päeva jooksul kuni peaaegu tarneperioodi alguseni. See võimaldab turuosalistel korrigeerida oma elektritarbimist ja -tootmist vastavalt tegelikele tingimustele.

**Reguleeritav vara** - reguleerimis- või paindlikkusteenuse pakkumiseks kasutatav elektrienergiat tarbiv või tootev seade.

**Elektribörsi korraldaja (NEMO - Nominated Electricity Market Operator)** – Konkurentsiameti poolt määratud elektriturukorraldaja, kelle ülesandeks on elektrienergia turupõhise kauplemise korraldamine elektribörsil.

## 2. Kontseptsioonidokumendi eesmärk

Käesoleva kontseptsioonidokumendi eesmärk on anda Eesti elektrituru osalistele, eelkõige reguleerimisteenuse pakkujatele (BSP), agregatoritele ja bilansihalduritele (BRP) selge ja ühtne arusaam, kuidas toimub tarbimise ja tootmise juhtimine ehk paindlikkuse pakkumine Eesti turu kontekstis, sealhulgas agregeerimine ja osalemine erinevatel elektriturgudel.

Paindlikkus hõlmab olukordi, kus elektritarbimist või -tootmist kohandatakse vastavalt signaalidele ja süsteemi vajadustele. Paindlikkus on lisaks tarbimise juhtimisele ka tootmise juhtimine (nt päikeseenergia, tuuleenergia ja salvestustehnoloogiad nagu akud). Tarbimise ja tootmise juhtimist läbi eelnimetatud tehnoloogiatele saab kasutada reguleerimisteenuse (nt mFRR, aFRR ja FCR toodete) pakkumiseks ning paindlikkuse pakkumiseks päev-ette ja päevasisesel elektriturul.

Kuigi termin “tarbimiskaja” (inglise keeles *demand response*) viitab nii eesti kui ka inglise keeles otseselt ainult tarbimise juhtimisele, on selle praktiline sisu ja rakendusala ajas oluliselt laienenud. Algselt kasutati mõistet olukordade kirjeldamiseks, kus tarbijad vähendavad või suurendavad oma elektritarbimist vastusena hinnasignaalidele või TSO korraldustele. Tänapäevaks on aga turu- ja tehnoloogiaareng toonud kaasa olukorra, kus tarbimiskaja hõlmab palju enam kui vaid elektritarbimise kohandamist. Tänapäeva elektriturul hõlmab tarbimiskaja mõiste lisaks tarbimise kohandamisele ka tootmise ja salvestusseadmete juhtimist. See tähendab, et vastav koormuse muutmine võib toimuda nii tootmise suurendamise või vähendamise kui ka energia salvestamise ning võrku tagastamise kaudu. Sellised võimalused on eriti olulised seoses taastuvenergiaallikate, nagu päikese- ja tuuleenergia kasvava osakaaluga ning salvestustehnoloogiate levikuga. Käesolevas dokumendis käsitletakse kõiki neid koormuse juhtimise viise, olgu tegemist tarbimise, tootmise või salvestuse muutmisega ühtse mõiste “paindlikkus” all. Selline käsitlus võimaldab kirjeldada turuosaliste panust reguleerimisteenustesse ning osalemist päev-ette ja päevasisel turul, sõltumata sellest, kas koormuse muutus tuleneb tarbimisest, tootmisest või salvestusest.

Tarbimise ja tootmise juhtimine ehk paindlikkus on üha olulisem komponent elektrisüsteemis, kus taastuvenergia osakaalu kasv toob kaasa suurema vajaduse juhitavate tootmisüksuste järgi, et vajadusel elektrisüsteemi tasakaalustada. Kuna tuule- ja päikeseenergia tootmine sõltub ilmastikuoludest, aitab paindlikkus tasakaalustada võrku ja vähendada vajadust kallite varureservide järele. Paindlikkus toetab otseselt elektrisüsteemi reaallaja tasakaalustamist, võimaldades süsteemihalduril paremini reageerida ootamatutele koormuse või tootmise

kõikumistele. Seeläbi kasvab elektrisüsteemi töökindlus ja suureneb taastuvenergia integreerimisvõime.

Käesolev kontseptsioonidokument toimib lähtealusena, mille põhjal vajadusel täiendatakse turureegleid reguleerimisteenuse osutamise kohta ja töötatakse välja turureeglid paindlikkuse pakkumisele päev-ette ja päevasisesel elektriturul. On ülimalt oluline, et kõik turuosalised mõistaksid kirjeldatud protsesse ja kaasnevaid rolle ning annaksid tagasisidet, mis toetab Tarbimiskajas osalemise tingimuste lõplikku kujundamist.

Käesoleva dokumendi alusel koostatakse Tarbimiskajas osalemise tingimused (TOT), mis määravad ära, kuidas ja millistel tingimustel saavad turuosalised paindlikkust pakkuda ja paindlikkusega seotud elektriturudel osaleda. TOT väljatöötamine toimub vastavalt Elektrituruseaduses süsteemihaldurile pandud kohustusega, mille kohaselt peab süsteemihaldur looma läbipaistvad ja mittediskrimineerivad aluspõhimõtted tarbimise juhtimise võimaldamiseks kõigile sobilikele tehnoloogiatele ja turuosalistele.

Dokumendi ulatus katab Eesti süsteemihalduri hallatavat regulatiivset ja tehnilist raamistikku, kooskõlas Euroopa tasandi nõuetega (sh MARI ja PICASSO platvormid, ENTSO-E suunised). Käesolev dokument ei sisalda detailseid tehnilisi IT-liidestuse kirjeldusi ega seadusest tulenevaid kohustusi, kui need on määratletud eraldi dokumentides. Samuti käsitleb kontseptsioonidokument juba toimivaid ja kirjeldatud reguleerimisturge üksnes ülevaatlisult, sest antud osalemistingimused ja tehnilised protsessid on kehtestatud vastavates juhendites ja tüüptingimustes.

Kontseptsioonidokument hõlmab reguleerimisturgudel pakutavaid reguleerimisteenuseid ja päev-ette ning päevasisesel turul pakutavat paindlikkust, nendel pakutavate toodete turul osalemise loogikat, osalemistingimusi, ning sellega seotud protsesse. Eesmärk on tagada kõigile turuosalistele selgus ja läbipaistvus kogu paindlikkusega seotud väärtusahela ulatuses.

### 3. Rollid ja osapooled

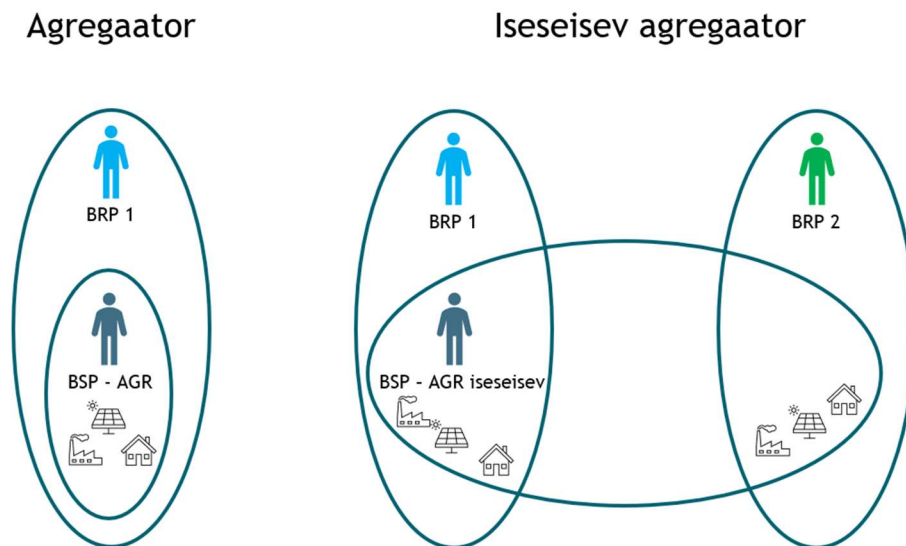
Paindlikkuse ehk tarbimise ja tootmise juhtimise osalemine elektriturul eeldab kokkupuutepunkte erinevate turuosaliste poolt, kes vastutavad paindlikkuse pakkumise, aktiveerimise, koordineerimise, bilansihalduse ja arvelduse eest. Käesolevas punktis on kirjeldatud kõigi asjaomaste turuosaliste ülesanded ja omavahelised seosed. Turuosalistena käsitletakse reguleerimisteenuse pakkujaid (BSP), agregaatoreid, bilansihaldureid (BRP), süsteemihaldurit (TSO), lõppkasutajaid ning elektribörsi korraldajat.

**Reguleerimisteenuse pakkuja (BSP - *Balancing Service Provider*)** on turuosaline, kes pakub süsteemihaldurile paindlikkust reguleerimisteenuste (nt mFRR, aFRR, FCR) raames. BSP-l peab olema tehniline ja organisatsiooniline võimekus oma ressursse juhtida ning pakkumisi koostada ja esitada. BSP võib esindada nii iseenda ressursse kui ka teistele kuuluvat paindlikkust, näiteks agregeeritud tarbimist või tootmist. BSP suhtleb otse süsteemihalduriga, kellele ta esitab reguleerimispakkumisi ning kelle korraldusel aktiveerib BSP oma ressursse. Lisaks vastutab BSP selle eest, et aktiveerimised toimuvad tehniliste tingimuste kohaselt ja mõõteandmed oleksid usaldusväärsed.

**Agregaator** on turuosaline, kes koondab mitmest allikast näiteks kodutarbijatest, väiketootjatest, akupankadest või ettevõtete juhitavatest koormustest koosneva paindlikkuse ressursi ning haldab seda tsentraalselt. Agregaator tegutseb reguleerimisteenuse pakkumisel BSP-na, kuid võib tegutseda ka üksnes hulgiturgudel paindlikkusega kaubeldes. Agregaator on keskne lüli, mis võimaldab väiksematel osapooltel paindlikkust turule pakkuda ka juhul kui neil endal puudub selleks tehniline võimekus või kui nad ei vasta oma tarbimis- või tootmismahutudega elektriturgudel paindlikkusega osalemiseks vajalike miinimum mahunõuetele ning osaleda turgudel ilma, et neil oleks otsene leping süsteemihalduriga. Agregaator peab arvestama ka mõõteandmete kogumise, valideerimise ja muude kaasnevate turutingimuste täitmisega.

Agregaatorid jagunevad kahte kategooriasse: agregaatorid ja iseseisvad agregaatorid (vt joonis 1). Iseseisev agregaator on agregaator, kes ei ole seotud reguleeritava vara bilansihalduriga ning tegutseb sõltumatult, pakkudes paindlikkust ilma eelneva kokkuleppeta reguleeritava vara bilansihalduriga. Iseseisvad agregaatorid võivad tegutseda nii reguleerimisteenuse turul kui ka hulgiturgudel, pakkudes paindlikkust vastavalt turu vajadustele ja hinnasignaalidele.

**Bilansihaldur (BRP - *Balance Responsible Party*)** vastutab süsteemihalduri ees oma elektritarbimise ja -tootmise portfelli tasakaalu eest igal ajaperioodil ehk kannab bilansivastutust süsteemihalduri ees. Iga elektriturul osaleja kuulub mõne BRP portfelli ehk omab või on edasi delegeerinud enda bilansivastutuse.



**Joonis 1.** Agregator ja iseseisev agregator.

**Süsteemihaldur (TSO - *Transmission System Operator*)** - Eestis on süsteemihalduriks Elering, kes on vastutav kogu Eesti elektrisüsteemi reaalajas toimimise ja tasakaalu eest. Antud kontseptsioonidokumendi kontekstis kuulub TSO ülesannete hulka reguleerimisteenuste turgudel osalemise korraldamine, BSP-de pakkumiste kogumine ja vajadusel reguleerimisteenuste aktiveerimine vastavalt süsteemivajadusele. Lisaks teostab TSO arveldamise protsessi BSP-de ja BRP-dega ning vastutab liidestuse eest MARI, PICASSO ja BBCM reservituruplatvormidega. TSO kehtestab päev-ette ja päevasise turule paindlikkusega kauplemise pääsu reeglid ja korraldab paindlikkuse pakkumise vastavatel turgudel.

**Lõppkasutajad**, kelleks võivad olla nii kodutarbijad, ettevõtted, avaliku sektori asutused kui ka väiketootjad, on paindlikkuse tegelikud allikad. Nad võivad oma seadmeid juhtida kas otse või läbi agregatori, osaleda reguleerimisteenuste turul või kaubelda energiaturgudel, kui neil on vastavad tehnilised ja lepingulised võimalused. Lõppkasutajate jaoks on osalemine paindlikkuse pakkumises võimalus vähendada oma energiakulusid või teenida lisatulu. Samas eeldab see valmisolekut allutada osa oma tarbimis- või tootmiskäitumisest süsteemivajadustele

või hinnasignaale. Ligipäas peab olema tehnoloogianeutraalne ning võimaldama osaleda ka väiksemahuliste lahendustega, näiteks koduste akupankade või PV-süsteemidega.

**Elektribörsi korraldaja** on elektrienergia hulgimüügituru korraldaja päev-ette ja päevasisesel turul. Elektrienergia hulgimüügituru kaudu saavad turuosalised esitada elektri ostu- ja müügipakkumisi ning reageerida hinnasignaale. Paindlikkust saab elektrienergia hulgimüügiturul turuhinna alusel kasutada kas tarbimise vähendamisega või tootmise suurendamisega kauplemiseks. Agregaatorid ja BRP-d saavad sellel turul oma paindlikkuse portfelle rakendada ning suurendada seeläbi paindlikkuse ärilist kasutust lisaks reguleerimisteenuste pakkumisele.

## 4. Turud ja tooted

Paindlikkuse rakendamine elektriturul toimub läbi erinevate turumudelite, mille kaudu saab paindlikkust pakkuda kas TSO-le reguleerimisteenusena või päev-ette ja päevasisesel elektriturul. Antud kontseptsioonidokumendis käsitletakse paindlikkuse kasutusvõimalusi kahel turuliigil:

- reguleerimisturgudel, kus paindlikkust pakutakse TSO-le elektrisüsteemi tasakaalustamiseks, ning
- elektrienergia hulgiturgudel (päev-ette ja päevasisene turg), kus paindlikkus realiseerib oma väärtuse vabaturul, reageerides hinnasignaalidele.

Mõlemal turul osalemine eeldab erinevaid tehnilisi, organisatsioonilisi ja lepingulisi tingimusi, samuti täidavad turuosalistel seal erinevaid rolle. Reguleerimisturgudel tegutsev turuosaline on reguleerimisteenuse pakkuja (BSP) rollis, elektrienergia hulgiturgudel tegutseb turuosaline paindlikkuse pakkuja rollis.

### 4.1 Reguleerimisturud

Reguleerimisturud on TSO poolt korraldatavad turud (TSO ei halda turuplatvorme kuid korraldab ja vahendab turuosaliste osalemist turgudel), mille eesmärk on tagada elektrisüsteemi reaalaja tasakaalu ja sageduse stabiilsuse hoidmiseks kasutatavate reservide olemasolu ja kättesaadavus. Kuna elektritarbimine ja -tootmine peavad igal hetkel olema võrdsed, vajab TSO paindlikke ressursse, mida saab vajadusel aktiveerida, et vältida kõrvalekaldeid süsteemi sageduses ja hoida süsteem töökindlana.

Elektrisüsteemi sagedus sõltub otseselt tootmise ja tarbimise hetke tasakaalust: kui tootmine ületab tarbimist, hakkab sagedus tõusma üle 50 Hz; kui tarbimine ületab tootmist, langeb sagedus alla 50 Hz. Selle tasakaalu hoidmiseks kasutatakse reguleerimisteenuseid, kus paindlikkust rakendatakse kas tootmise või tarbimise muutmise kaudu selliselt, et elektrisüsteemi sagedus oleks võimalikult lähedal 50Hz-le.

Kui sagedus tõuseb üle lubatud piiri, tähendab see, et süsteemis on ülejääk energiat st tootmine on liiga suur. Sellisel juhul aitab sageduse normaliseerimisele kaasa tootmise vähendamine või tarbimise suurendamine. Näiteks võib süsteemihaldur aktiveerida salvestite laadimise või suurendada juhitavate tarbijate elektrikasutust, et ületootmine mõju sagedusele tasakaalustada.

Kui sagedus langeb alla 50 Hz, on tegemist energia puudujäägiga, tarbimine on suurem kui tootmine. Sellisel juhul tuleb tootmist suurendada või tarbimist vähendada, et taastada elektrisüsteemi tasakaal. Näiteks käivitatakse täiendavad tootmisüksused või lülitatakse välja paindlikud tarbijad.

Eestis korraldab reguleerimisturge Elering (TSO), kes hangib sagedusreservide tooteid turupõhiselt vastavalt süsteemi vajadustele. Reguleerimisturgudel saavad osaleda turuosalised, kellel on tehniline ja protseduuriline võimekus pakkuda juhitavat tootmist, tarbimist või salvestust. TSO ostab paindlikkust reguleerimispakkumiste kaudu, mille eest osalejatele tasutakse sõltuvalt turul kujunenud hinnale ja reguleerimisteenuse pakkumise nõuetele ja reeglitele.

Selleks, et reguleerimisteenuse pakkuja (BSP) saaks osaleda Eestis korraldatavatel reguleerimisturgudel peab ta vastama TSO kehtestatud tehnilistele, organisatsioonilistele ja andmevahetuslikele nõuetele. Alljärgnevalt on esitatud peamised sammud ja tingimused, mida BSP peab täitma, et saada õiguse osaleda reguleerimisturgudel:

1. BSP peab edukalt läbima eelkvalifitseerimise protsessi;
2. BSP peab TSO-ga sõlmima reguleerimislepingu;
3. BSP peab TSO-ga sõlmima andmelao (Estfeed Datahub) kasutamise lepingu (andmelao kasutamise lepingu peab sõlmima ainult BSP kes on iseseisev agregator);
4. BSP peab olema BRP või kuuluma mõne BRP portfelli.

Reguleerimisturgude kaudu hangitavad teenused jagunevad kolme tooteperesse:

FCR (Frequency Containment Reserve) on automaatne sagedust hoidmise reserv, mis aktiveerub väga kiiresti (sekundite jooksul), kui sagedus kaldub normist kõrvale. Selle eesmärk on hoida süsteemi sagedust stabiilsena (50 Hz). Eestis hangib TSO FCR-i võimsusturu Baltic Balancing Capacity Market (BBCM) kaudu.

aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) on automaatne sageduse taastamise reserv, mida TSO aktiveerib automaatselt oma võrgujuhtimissüsteemi kaudu. aFRR võimaldab taastada sageduse pärast esmast kõrvalekallet ning see käivitub 5 minuti jooksul. Eesti osaleb Euroopa aFRR kauplemise platvormil PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*).

mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) on käsitsi aktiveeritav reserv, mida TSO kasutab siis, kui automaatsed reservid ei kata süsteemivajadust või kui süsteem vajab

täiendavat tasakaalustamist. mFRR aktiveeritakse TSO otsuse alusel 12,5 minuti jooksul. Eesti osaleb Euroopa mFRR kauplemise platvormil MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*).

Erinevate reguleerimistoodete kauplemine toimub rahvusvahelistel platvormidel:

- BBCM – piirkondlik võimsusturg, mille kaudu kaubeldakse aFRR, mFRR ja FCR võimsusreservidega;
- PICASSO – Euroopa aFRR platvorm;
- MARI – Euroopa mFRR platvorm.

Kuna reguleerimisturud, kus kaubeldakse FCR, aFRR ja mFRR toodetega on Eestis juba toimivad ning nende toimimist ja osalemistingimusi reguleeriv dokumentatsioon on TSO (Elering.ee) kodulehel avalikult kättesaadav, siis piirdatakse käesolevas kontseptsioonidokumendis reguleerimisturgude käsitlemisel üksnes ülevaate laiema andmisega. Laia ülevaate andmise eesmärk on mitte dubleerida olemasolevaid tehnilisi ega õiguslikke kirjeldusi, vaid anda üldine arusaam reguleerimisturgude toimeloogikast, osalemise põhimõtetest ning agregaatrite ja teiste turuosaliste võimalikest rollidest nende turgude kontekstis. Täpsemad tehnilised nõuded, protseduurid ja liidestuse tingimused on sätestatud eraldi vastavates standardtoodete ja tüüptingimuste dokumentides. Järgnevalt kirjeldatakse ülevaate andmiseks reguleerimistooteid, turgudel osalemiseks vajalikku eelkvalifitseerimise protsessi ja reguleerimisteenuse aktiveerimisele järgnevat arveldust ning iseseisva agregaatori reguleerimisteenuse aktiveerimise koguste deklareerimist Estfeed Datahubis.

#### **4.1.1 FCR – Sageduse hoidmise reserv**

FCR (*Frequency Containment Reserve*) on automaatselt aktiveeruv reserv, mille eesmärk on hoida süsteemi sagedust võimalikult lähedal nimiväärtusele (50 Hz). FCR aktiveerub automaatselt kohe, kui süsteemis tuvastatakse sagedushälve, ning reguleerib sümmeetriliselt nii üles- kui allapoole. FCR standardtoode on määratletud järgmiste parameetritega:

- Täieliku käivitumise aeg: 30 sekundit alates sagedushälbe tekkest;
- Käivitamisviis: automaatne reservüksus aktiveerub vastavalt mõõdetud sagedushälbele ilma TSO käivitus- või lõpetamissignaalia;
- Suund: sümmeetriline (üles ja alla);
- Kehtivusaeg: 15 minutit (kauplemisperiood);

- Minimaalne kogus: 1 MW;
- Hinnastamine: BBCM võimsusturul kasutatakse marginaalhinna meetodikat - turuühiku kõrgeima aktsepteeritud pakkumuse hind määrab kõikidele osalejatele tasu.

BSP-d peavad FCR turul osalemiseks läbima reservüksuste eelkvalifitseerimise, mis tõendab reservüksuse tehnilist võimekust. Edukalt eelkvalifitseerimise protsessi läbinud BSP võib esitada FCR võimsuspakkumisi BBCM-il.

Kui FCR pakkumine on osutunud võimsusturul edukaks aktiveerub FCR-i pakkuv reservüksus iseseisvalt ja täielikult automaatselt vastavalt mõõdetud sagedushälbele. Süsteemihaldur ei väljasta BSP-le eraldi aktiveerimis- ega deaktiveerimissignaale. See tähendab, et BSP-juhtsüsteem peab iseseisvalt reguleerima reservüksuse väljundvõimsust reaalajas sageduse kõikumiste alusel.

Kõik FCR-iga seotud nõuded, tingimused ja tehnilised detailid on kirjeldatud Eleringi kodulehel avaldatud dokumentides “Sageduse hoidmise reservi teenuse osutamise tüüptingimused” ja “FCR võimsusturu standardtoode”.

#### **4.1.2 aFRR – Automaatne sageduse taastamise reserv**

aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*) on automaatselt aktiveeritav reguleerimistoode, mille eesmärk on taastada süsteemi sagedus ja tasakaal vajadusel pärast FCR poolt tehtud esmast reageeringut. aFRR standardtoode on määratletud järgmiste parameetritega:

- Aktiveerimise viis: automaatne, süsteemihaldur saadab SCADA kaudu seadeväärtuse, mille alusel reservüksus reguleerib võimsust 0,1 MW sammuga;
- Täieliku käivitumise aeg: 5 minutit;
- Minimaalne pakkumuse kogus: 1 MW;
- Pakkumuse granulaarsus: 1 MW;
- Suund: üles- või allareguleerimine.

BSP-d, kes soovivad aFRR-i pakkuda, peavad läbima vastava reservüksuste eelkvalifitseerimise, kus tõendatakse nende tehniline võimekus teenuse osutamiseks. aFRR-i pakkumisi saab esitada kahel turuplatvormil:

- aFRR võimsuspakkumused esitatakse BBCM platvormi kaudu. Võimalik on kasutada plokk-, seotud- ja välistavaid pakkumusi vastavalt võimsusturu reeglitele. Võimsusturul edukaks osutunud pakkumine kohustab pakkujat vastaval perioodil tegema minimaalselt samas mahus energiapakkumusi (pakkuda võib ka suuremat kogust).
- aFRR energiapakkumused edastatakse TSO-le kelle vahendusel edastatakse pakkumised Euroopa tasakaalustusplatvormile PICASSO, mis optimeerib ja valib pakkumused igas 15-minutilises ajavahemikus.

aFRR aktiveeritakse automaatselt vastavalt süsteemi vajadusele ning TSO saadab BSP-le SCADA kaudu vastavad juhtsignaalid. Käivitamisel toimub tootmis- või tarbimisüksuse väljundvõimsuse muutmine vastavalt TSO soovitud suunale.

Kõik aFRR-iga seotud nõuded, tehnilised detailid ning osalemistingimused on kirjeldatud Eleringi kodulehel avaldatud dokumentides “aFRR tüüptingimused” ja “aFRR standardtoode”.

#### **4.1.3 mFRR – Käitsi käivitatav sageduse taastamise reserv**

mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*) on reguleerimistoode, mille TSO aktiveerib, et tasakaalustada süsteemi olukorras, kus automaatsed reservid (FCR ja aFRR) ei ole olnud piisavad. mFRR standardtoode on määratletud järgmiste parameetritega:

- Aktiveerimisviis: otsene (*Direct activation*) või planeeritud (*Scheduled activation*);
- Täieliku käivitumise aeg: kuni 12,5 minutit;
- Minimaalne kogus: 1 MW;
- Suund: üles- või allareguleerimine.

Pakkumisi saab esitada kahel turuplatvormil:

- mFRR võimsuspakkumused esitatakse BBCM platvormi kaudu. Võimalik on kasutada plokk-, seotud- ja välistavaid pakkumusi vastavalt võimsusturu reeglitele. Võimsusturul edukaks osutunud pakkumine kohustab pakkujat vastaval perioodil tegema minimaalselt samas mahus energiapakkumusi (pakkuda võib ka suuremat kogust).

- mFRR energiapakkumused edastatakse TSO-le kelle vahendusel edastatakse pakkumised Euroopa tasakaalustusplatvormile MARI, mis optimeerib ja valib pakkumused igas 15-minutilises ajavahemikus.

Pakkumusi saab siduda tingimuslikult, plokina või välistavalt. Edukalt esitatuks loetakse viimane enne sulgemisaega nõuetekohaselt esitatud pakkumus. Edukaks osutunud mFRR-i pakkumise aktiveerib süsteemihaldur manuaalselt vastavalt süsteemi hetkevajadusele edastades BSP-le aktiveerimissignaali.

Kõik mFRR-iga seotud nõuded ja protsessid on detailselt kirjeldatud Eleringi kodulehel dokumentides “mFRR tüüptingimused” ja “mFRR standardtoode”.

## 4.2 Eelkvalifitseerimine

Eelkvalifitseerimine on protsess, mille käigus hinnatakse, kas turuosalise - reguleerimisteenuse pakkuja (BSP) või agregaatori tehnilised ressursid vastavad reguleerimisteenuse toodete (FCR, aFRR või mFRR) pakkumiseks vajalikele tehnilistele ja operatiivsetele nõuetele.

TSO kasutab eelkvalifitseerimist tagamaks, et kõik teenust pakkuvad üksused suudavad reageerida kiiresti, täpselt ja usaldusväärset vastavalt süsteemi vajadustele. See on eriti oluline, kuna TSO kasutab reguleerimisteenuseid elektrisüsteemi reaalaja tasakaalustamiseks ja töökindluse tagamiseks. Ebausaldusväärne osaleja võiks kahjustada kogu süsteemi stabiilsust.

Eelkvalifitseerimise käigus kontrollitakse:

- kas reservüksused suudavad reageerida nõutud aja jooksul;
- kas võimsusmuutused on piisavalt täpsed ja stabiilsed;
- kas andmevahetus süsteemihalduriga toimub reaalajas ja õige täpsusega;
- kas on tagatud piisav energiavaru ja toimiv juhtimisstrateegia.

Eelkvalifitseerimise läbimine on kohustuslik eeltingimus reguleerimisteenuste turul osalemiseks. Ilma edukalt läbitud eelkvalifitseerimiseta ei ole lubatud turule pakkumisi esitada ega aktiveerimistes osaleda. Eelkvalifitseerimise protsess on struktureeritud ja toimub tihedas koostöös TSO ja BSP vahel. Eelkvalifitseerimise protsessi käigus tuleb BSP-l esitada TSO-le konkreetne tehniline ja organisatoorne teave, mis võimaldab hinnata reguleerimisteenuse pakkumises osalevate varade ja BSP juhtimissüsteemide sobivust. Eelkvalifitseerimise protsessi läbimine sõltub teenuse liigist (FCR, aFRR, mFRR), kuid suurosa nõudeid on ühtsed.

Kõik eelkvalifitseerimise protsessi ja tehnilisi nõudeid käsitlevad üksikasjalikud juhised on kättesaadavad Eleringi kodulehel. Vastavad dokumendid on:

- **FCR:** *"FCR service – prequalification process and technical requirements"*;
- **aFRR:** *"aFRR service – prequalification process and technical requirements"*;
- **mFRR:** *"mFRR service – prequalification process and technical requirements"*.

Eelnimetatud dokumentides on kirjeldatud kogu eelkvalifitseerimisega seotud protsess, sealhulgas testimise kriteeriumid, nõutav dokumentatsioon, tehnilised ja andmeside nõuded ning eelkvalifitseerimise kehtivus. Kõigil turuosalistel soovitatakse nende dokumentidega tutvuda enne eelkvalifitseerimise protsessi algatamist.

### **4.3 Reguleerimisteenuse arveldamine**

Reguleerimisteenuste osutamise eest makstava tasu arvestus ja sellega kaasnev arveldamine sõltub sellest, millises rollis BSP reguleerimisturul tegutseb. Eestis rakendatakse kahte erinevat arveldusmudelit: kui reguleerimisteenust pakub iseseisev agregaat, kellel puudub reguleeritava vara bilansihalduriga side (sideme puudumiseks peetakse olukorda kus iseseisva agregaatori bilansihaldur ja reguleeritava vara bilansihaldur on erinevad), kasutatakse arvelduseks reguleerimisteenuse tsentraalset arveldusmudelit. Kõigil teistel juhtudel, näiteks kui BSP on seotud bilansihalduriga, toimub arveldamine edukaks osutunud reguleerimisteenuse pakkumise mahu ja hinna alusel.

Kahe arveldusmudeli rakendamise põhjuseks on asjaolu, et agregaatore tegevus mõjutab alati mõne BRP portfelli. Kui agregaatore tegutseb omaenda BRP portfellis, siis bilansipositsiooni muutusest tulenevat kahju ei ole vaja eraldi hüvitada. Kui aga agregaatore hallatavad paindlikkuse ressursid asuvad mõne teise BRP portfellis, siis võib tekkida finantsiline kahju vastavale BRP-le, kelle algsed turupositsioonid pärast agregaatore tegutsemist enam ei kehti. Sellest tulenevalt kasutataksegi kahte erinevat arveldusmeetodit – ühe puhul ei ole vaja BRP-le kompensatsiooni maksta, teise puhul rakendub tsentraalne arveldusmudel BRP kahju kompenseerimise loogikaga.

Tsentraalne arveldusmudel tähendab, et iseseisev agregaatore ei pea arveldama reguleeritava vara bilansihalduriga, kelle portfelli reguleeritav mõõtepunkt kuulub. Selle asemel teostab kõik reguleerimisteenuse osutamisega seotud rahalised arveldused TSO otse iseseisva agregaatoriga ja iseseisva agregaatore poolt reguleeritava vara BRP-ga. See võimaldab iseseisval agregaatorel

pakkuda paindlikkust ja osaleda reguleerimisturgudel ka ilma eelnevalt koostöölepingut sõlmimata BRP-ga, kelle portfellis reguleeritav vara asub. TSO võtab tsentraalset arveldusmudelit rakendades enda kanda nii arveldusprotsessi iseseisva agregaatoriga kui ka vastavalt mõjutatud BRP-de bilansiportfellide korrigeerimise ning vajadusel BRP-le tekkivate finantsmõjude hüvitamise.

Tsentraalne arveldusmudel loob iseseisvatele agregaatoreile avatud ligipääsu reguleerimisturgudele, vältides vajadust eraldi kahepoolsete arvelduslepingute järele iga mõjutatud BRP-ga. Samas tagatakse läbi TSO rakendatud BRP bilansipositsioonide korrigeerimise ja hüvitamismehhanismide, et ükski BRP ei kannaks põhjendamatu kahjusid agregaatoretegevuse tõttu.

Kui agregaatore osutab ülesreguleerimise teenust (või pakub paindlikkust) tarbimist vähendades, näiteks lülitab ajutiselt välja oma portfelli kuuluva kliendi elektrienergia tarbimisseadmed, siis loob see olukorra, kus vastava tarbimisseadme mõõtepunkti BRP oli arvestanud, et klient tarbib sellel perioodil teatud koguse elektrienergiat. Kuna tarbimist aga agregaatoretegevuse tagajärjel ei toimu, jääb BRP-l see elektrienergia oma kliendile müümata ja ta kannab selle tõttu müümata jäänud elektrienergia mahus kahju. Tsentraalne arveldusmudel näeb ette, et TSO maksab agregaatorele reguleerimisteenuse (või paindlikkuse) eest tasu, kuid arvestab sellest maha Eesti päev-ette hinnapiirkonna turuhinna. See maha arvestatud summa jääb TSO-le ning seda kasutatakse BRP-le tekkinud kahju kompenseerimiseks. Nii saab agregaatore oma teenuse eest tasustatud, samal ajal kui reguleeritava vara BRP ei jää agregaatore sekkumise tõttu kahju kandma.

Kui agregaatore osutab allareguleerimise teenust tarbimisseadmega (või pakub paindlikkust), näiteks suurendab ajutiselt oma portfelli kuuluva ärihoone elektritarbimist siis loob see olukorra, kus vastava tarbimisseadme mõõtepunkti bilansihaldur oli arvestatud reguleerimise perioodil väiksema tarbimisega. Kuna tegelik tarbimine agregaatoretegevuse tagajärjel suureneb, peab BRP avatud tarne põhimõttel müüma planeeritust rohkem elektrienergiat ning teenib seeläbi lisakasu. Tsentraalne arveldusmudel näeb sellisel juhul ette, et TSO maksab agregaatorele allareguleerimisteenuse eest tasu, millele lisatakse Eesti päev-ette hinnapiirkonna turuhind. See tähendab, et reguleeritava vara BRP-le tekkinud lisakasu peab jõudma TSO-ni, kes suunab selle agregaatorele. Nii tagatakse, et reguleeritava vara BRP lisakasu, mis tekkis agregaatore sekkumisest, ei jää BRP-le, vaid jõuab sinna, kus tegelik paindlikkus süsteemi kasuks realiseerus.

Tsentraalse arveldusmudeli puhul toimub agregaatoreile makstava tasu korrigeerimine ehk päev-ette hinnaga tasude lahutamine või lisamine ainult juhul, kui agregaatoreid osutab reguleerimisteenust tarbimisseadme kaudu, kas siis tarbimist vähendades (ülesreguleerimine) või suurendades (allareguleerimine). Sellistel juhtudel tekitab reguleerimine reguleeritava vara BRP-le kas kahju või kasu, mistõttu TSO arvestab need finantsilised mõjud tasudesse sisse. Kui aga agregaatoreid kasutab reguleerimiseks tootmisseadet, näiteks suurendab või vähendab elektritootmist siis TSO korrigeerib vastava reguleeritava vara BRP bilansiportfelli reguleerimisenergia mahus, et BRP-le ei tekiks planeeritud tootmise muutmisel eabilanssi. Sellisel juhul ei kaasne BRP-le ei kahju ega kasu, ning TSO ja agregaatoreid vahel toimub arveldamine vaid reguleerimisteenuse koguse ja hinna alusel, ilma lisaarveldusteta. Tsentraalse arveldusmudeli järgi toimub paindlikkuse tasu arvestus järgmiselt:

Ülesreguleerimise eest tasub TSO agregaatoreile reguleerimisteenuse eest reguleerimisteenuse hinna millest on maha arvestatud Eesti päev-ette hinnapiirkonna hind, tasu arvestatakse järgmise valemi järgi:

$$T = Q_{re} * (P_{re} - P_{DA})$$

Kus,

$T$  – tasu summa;

$Q_{re}$  – reguleerimisenergia kogus;

$P_{re}$  – reguleerimisenergia hind;

$P_{DA}$  – Eesti päev – ette hinnapiirkonna hind.

Allareguleerimise eest tasub TSO agregaatoreile reguleerimisteenuse eest reguleerimisteenuse hinna millele on lisatud Eesti päev-ette hinnapiirkonna hind. Agregaatoreid teeb allareguleerimise korral tasu saamiseks negatiivse hinnaga reguleerimisenergia hinnapakumise (negatiivse hinna pakkumine pole kohustus, turuloogika allareguleerimisel hinnapakumise tegemisel näeb ette, et kui turuosaline soovib saada tasu, peab ta pakkumise tegema negatiivse). Allareguleerimisel arvutatakse reguleerimisteenuse pakkujale reguleerimisteenuse eest tasu järgmise valemi järgi:

$$T = Q_{re} * (-P_{re} + P_{DA})$$

Kus,

$T$  – tasu summa;

$Q_{re}$  – reguleerimisenergia kogus;

$P_{re}$  – reguleerimisenergia hind;

$P_{DA}$  – Eesti päev – ette hinnapiirkonna hind.

Ülesreguleerimisel reguleeritava vara bilansihaldurile tekkiva finantskahju kompenseerimiseks ostab süsteemihaldur reguleeritava vara bilansihaldurilt reguleerimisteenuse osutamise mahus elektrienergiat päev-ette turuhinnaga.

$$K = Q_{re} * P_{DA}$$

Kus,

$K$  = kompensatsioon;

$Q_{re}$  – reguleerimisenergia kogus;

$P_{DA}$  – Eesti päev – ette hinnapiirkonna hind.

Allareguleerimisel reguleeritava vara bilansihaldurile tekkiva finantskasu korral müüb süsteemihaldur reguleeritava vara bilansihaldurile reguleerimisteenuse osutamise mahus elektrienergiat päev-ette turuhinnaga.

$$P_s = Q_{re} * P_{DA}$$

Kus,

$P_s$  = müügi hind;

$Q_{re}$  – reguleerimisenergia kogus;

$P_{DA}$  – Eesti päev – ette hinnapiirkonna hind.

Reguleerimisteenuse pakkumisel tootmiseseadmega arveldab TSO agregaatoriga reguleerimisenergia eest tasumisel reguleerimisteenuse tasakaalustamisturul tekkinud

reguleerimisenergia hinna alusel. Reguleerimisteenuse tasu summa võrdub reguleerimisteenuse kogus korda reguleerimisturu hind.

$$T = Q_{re} * P_{re}$$

Kus,

$T$  – tasu summa;

$Q_{re}$  – reguleerimisenergia kogus;

$P_{re}$  – reguleerimisenergia hind.

TSO arveldab reguleerimisteenuse osutamise eest kord kuus, koondarvestusena reguleerimistele järgneval kuul. Arvelduse aluseks on TSO poolt koostatud arveldusselgitus, mis kajastab kõiki eelmise kuu jooksul aktsepteeritud ja aktiveeritud reguleerimisteenuse pakkumisi ning nendega seotud arveldusi. See selgitus valmib hiljemalt iga kuu 8. kuupäevaks ning sisaldab andmeid nii teenuse koguse, hinna kui ka vajadusel tehtud korrigeerimiste kohta. TSO saadab turuosalisele selgituse raporti, mille alusel esitab reguleerimisteenuse pakkuja TSO-le arve vastavalt kehtestatud korrale.

BRP saab koondülevaate tema portfelli kuuluvates mõõtepunktides toimunud summeeritud reguleerimistest ning tsentraalse arveldusmudeli alusel tehtud korrigeerimistest TSO poolt esitatava bilansiaruande kaudu. Bilansiaruanne sisaldab teavet nii BRP portfellis aktiveeritud reguleerimisenergia mahtude kui ka sellega seotud finantsmõjude kohta, võimaldades BRP-l jälgida, kas ja mis mahus on agregaatore osalemine reguleerimisturul mõjutanud tema bilansipositsiooni.

Iseseisev agregaatore peab oma portfelli kuuluvate reguleeritavate varadega seotud agregeerimislepinguid haldama keskse andmevahetusplatvormi Estfeed Datahubi kaudu. Igas mõõtepunktis, kus iseseisev agregaatore soovib reguleerimisteenust osutada, peab tal mõõtepunkti võrgulepingu osapoolega olema kehtiv agregeerimisleping, mis on korrektselt Datahubi sisestatud. Need agregeerimislepingud kinnitavad, et agregaatorel on õigus vastavas mõõtepunktis reguleerimisi läbi viia. Pärast reguleerimisteenuse osutamist on agregaatore kohustatud deklareerima reguleerimis mõõteandmed Datahubis, kus neid kasutatakse mõõtepunktipõhise sekkumise tuvastamiseks ning järgnevas arvelduses. Datahubi sisestatud agregeerimislepingud ja aktiveerimise mõõteandmed on seega kriitilise tähtsusega: need on

aluseks süsteemihalduri tehtavatele arveldustele ja tagavad, et reguleerimised toimuvad vastavalt kokkulepitule.

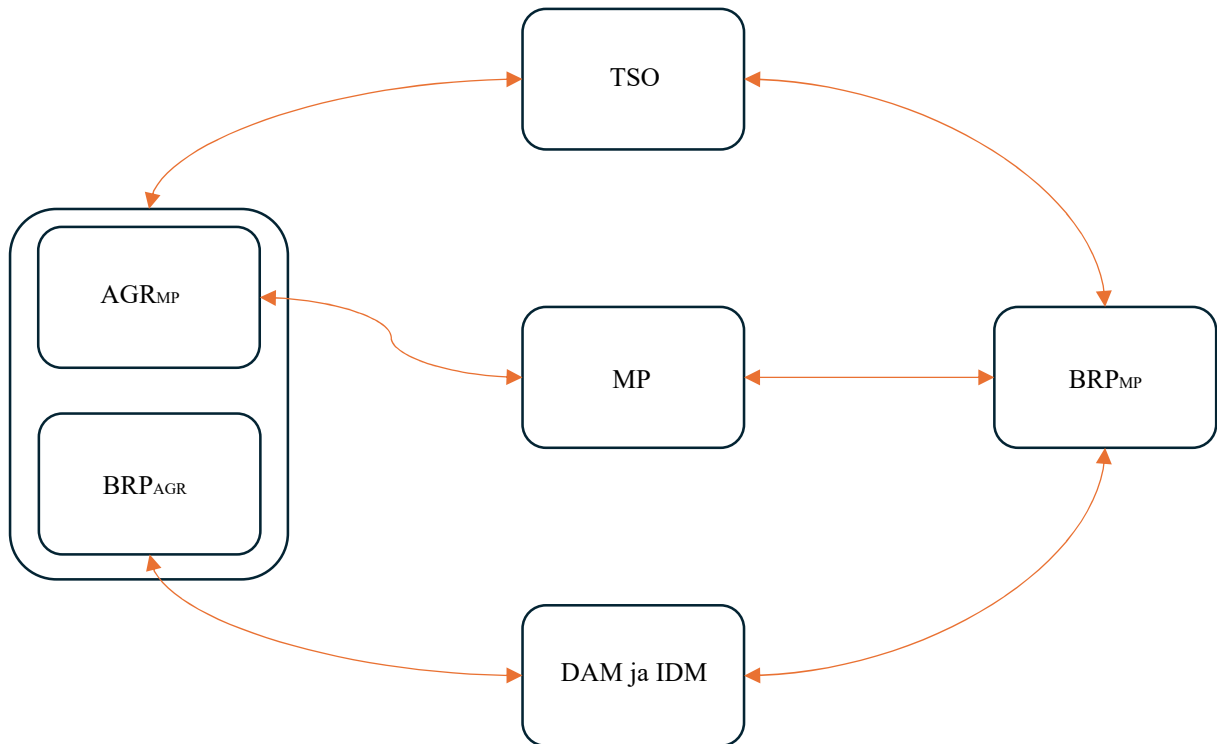
#### **4.4 Paindlikkus elektrienergia hulgiturgudel**

Paindlikkuse ressursid ja nende kasutamine, olgu need tarbimise juhtimise, juhitava tootmise või salvestusvõimekuse näol ei piirdu üksnes süsteemihaldurile pakutavate reguleerimisteenustega. Paindlikkust saab realiseerida ka elektrienergia hulgiturgudel: päev-ette ja päevasisesel turul. Paindlikkuse pakkujatel, kelleks võivad olla ka agregaatid on võimalik oma hallatavaid ressursse koondada ja suunata need elektrienergia hulgiturgudele, kus väärtus kujuneb turuhindade alusel. See tähendab, et paindlikkust saab rakendada mitte ainult elektrisüsteemi töökindluse tagamiseks, vaid ka sotsiaalse heaolu tekitamiseks hinnasignaali järgi paindlikkusega kauplemisel. Paindlikkuse pakkujad võivad enda või oma klientide (agregaatrite puhul) elektritarbimist või -tootmist optimeerida vastavalt turuhindade kõikumisele, võimaldades näiteks kallima hinnaga tundidel tarbimist vähendada või tootmist suurendada ning negatiivse hinnaga tundidel vastupidiselt tarbimist suurendada või tootmist vähendada.

Paindlikkuse osalemisel elektrienergia hulgiturul on elektritarbija jaoks üks kõige käegakatsutavamaid väärtusi seotud elektrihinna kujunemisega. Kui turule pakkuda täiendavat paindlikkust, näiteks vähendades tarbimiskoormust kõrge hinnaga tundidel või suurendades tootmist või salvestatud energia müüki samadel hetkedel, suureneb pakkumine just neil ajahetkedel, mil nõudlus on kõrge ja hinnad vastavalt nõudluse ja pakkumise dünaamikale alanevad. Suurem pakkumine turul leevendab hinnasurvet tuues turul elektrienergia hindu alla. Kuna elektrihinnad kujunevad marginaalkulupõhiselt, tähendab iga lisanduv odavam pakkumine seda, et kallimate pakkumiste käivitamist saab vältida või edasi lükata. Tulemuseks on madalamad elektrienergia hinnad.

Turuosaline saab pakkuda paindlikkust elektrienergia hulgiturgudel (päev-ette ja päevasisene turg) läbi oma bilansiportfelli. Paindlikkuse realiseerimiseks hulgiturgudel tuleb teha elektrienergia ostu- või müügipakkumisi, mida saavad esitada ainult turuosalisel, kellel on kehtiv turuosalise lepingu korraldajaga (NEMO). Pakkumisi saab teha kas kaudselt - oma bilansihalduri vahendusel, või iseseisvalt - kui turuosaline on ise bilansihaldur ja omab turuosalise lepingut turu korraldajaga.

Paindlikkuse pakkumist päev-ette (DAM) ja päevasisesel turul (IDM) illustreerib joonis 2, mis näitab osapoolte vahelisi seoseid ja andmevooge paindlikkuse kaubanduse kontekstis.



**Joonis 2.** Rollid ja nende seosed paindlikkuse pakkumisel elektrienergia hulgiturgudel.

Üldine loogika paindlikkuse pakkumisel elektrienergia hulgiturgudel:

- Paindlikkuse pakkuja (joonisel 2. AGR MP – agregator) haldab oma portfelli kuuluvaid mõõtepunkte (joonisel 2. MP - mõõtepunkt) ja pakub oma mõõtepunktide paindlikkust läbi oma bilansihalduri (joonis 2. BRP AGR – agregatori bilansihaldur) ning esitab ostu- ja müügipakkumisi päev-ette (DAM) ja päevasisesel (IDM) turul. See tähendab, et agregator kaupleb paindlikkusega, mis esindab tema portfelli juhitavat tarbimist või tootmist.
- Igal mõõtepunktil on oma bilansihaldur (joonisel 2. BRP MP – mõõtepunkti bilansihaldur), kes vastutab mõõtepunkti tarbitava või toodetava elektrienergia eest. Kui agregatori tehing hulgiturul toob kaasa tarbimise või tootmise muutuse mõnes mõõtepunktil, mõjutab see vastava BRP MP bilanssi, kuna mõõtepunkt kuulub mõlema osapoole nii agregatori kui ka vastava mõõtepunkti BRP portfelli. Sellise topelt seose tõttu on vajadus paindlikkust pakkuva mõõtepunkti BRP bilansipositsiooni korrigeerimiseks ja võimaliku finantsilise tasaarvelduse järele.

- Süsteemihaldur (joonisel 2. TSO) täidab siinjuures keskset rolli, vahendades agregaatori ja mõjutatud BRP vahelist arveldust ning korraldab bilansiportfellide korrigeerimise. TSO tagab, et hulgiturul aktiveeritud paindlikkuse mõju oleks süsteemile nähtav, korrektselt bilansis kajastatud ja et ükski BRP ei kannaks põhjendamatu kahjusid ega saaks põhjendamatu kasu agregaatori tegevuse tõttu.

Kui paindlikkust pakkuv turuosaline ei ole ise BRP, teeb ta koostööd BRP-ga, kes vastutab tema portfelli energiatootmise ja -tarbimise tasakaalu ning hulgiturgudele tehtavate pakkumiste eest. Sel juhul esitab paindlikkuse pakkuja BRP turule koondpakkumised (mis sisaldavad turuosalise paindlikkuse pakkumisi), mis võivad sisaldada paindlikkust erinevatest allikatest, sealhulgas tarbimise juhtimisest, salvestitest või tootmise muutmisest. Turuosaline võib otsustada ise hakata BRP-ks, sõlmides vastava lepingu TSO-ga. Sellisel juhul saab ta ise hallata oma bilansiportfelli, teha pakkumisi otse elektrienergia hulgiturgudele ning kanda bilansivastutust.

Sarnaselt reguleerimisturgudel osalemisega peavad paindlikkuse pakkujad, kes soovivad osaleda hulgiturgudel, läbima oma paindlike varadega eelkvalifitseerimise protsessi. Eelkvalifitseerimise eesmärk on tagada, et turul osalevad ainult need ressursid, mis vastavad tehnilistele ja kommunikatsiooninõuetele ning mille toimimine on kontrollitav ja usaldusväärne. Kui turuosaline kasutab juba reguleerimisturul eelkvalifitseeritud portfelli, võib hulgiturgudel osalemiseks kehtida lihtsustatud eelkvalifitseerimise protsessi menetlus või ei ole vaja topelt kvalifitseerimist üldse läbi viia. See sõltub konkreetse turuosalise varasemast turgul osalemise ajaloost, TSO hinnangust ja paindlike varade omadustest.

#### **4.4.1 Päev-ette elektriturg (*DAM - Day-Ahead market*)**

Paindlikkuse osalemine päev-ette turul väljendub turuosalise võimekuses esitada turule elektrienergia müügi- ja ostupakkumisi, mis tagatakse tema ressursside või agregaatori puhul tema koondatud ressursside sealhulgas juhitava tarbimise, hajutatud tootmise ja salvestustehnoloogiate potentsiaalil. Müügipakkumise esitamisel võtab paindlikkuse pakkuja kohustuse tarnida kindlal ajaperioodil teatud koguses elektrienergiat turule, selle kohustuse täitmiseks peab paindlikkuse pakkuja tagama, et turule müüdüd energia mahus toimub elektrisüsteemis tootmise suurenemine või tarbimise vähendamine. Ostupakkumise esitamisel toimub vastupidine loogika, paindlikkuse pakkuja ostab kindlal ajavahemikul kokkulepitud koguses elektrienergiat ning võtab kohustuse ostetud koguse mahus elektrienergiat tarbida, selle kohustuse tagamiseks tuleb tal kas suurendada oma portfelli kuuluvate tarbijate

elektritarbimist või vähendada portfelli kuuluvate tootmisüksuste väljundit. Selline kahe-suunaline (ostu ja müügi) tegutsemisvõimekus võimaldab turuosalisel pakkuda paindlikkust elektrienergia hulgiturgudel.

Paindlikkuse müügipakkumise tegemise eesmärk päev-ette elektriturul on suurendada pakkumist turul ja seeläbi vähendada elektrienergia hinda seda just tipunõudluse tundidel, mil elektrihinnad on kõrgemad. Ostupakkumise eesmärk on suurendada nõudlust negatiivse hinnaga tundidel, et tõsta turuhinda olukorras, kus elektrit on üle ja hinnad on alla majanduslikult põhjendatud taseme. Nõudluse suurendamine on oluline olukordades, kus liigne tootmisvõimsus või vähene nõudlus viib hinnad negatiivsele tasemele, ohustades tootjate majanduslikku jätkusuutlikkust. Paindlikkuse sekkumise kaudu aitab paindlikkust pakkuv turuosaline tasakaalustada hinnakõikumisi turul, luues nõudlust ja pakkumist seal, kus seda muidu ei oleks, ning aidates kaasa stabiilsema ja turuosalistele paremini prognoositava hinnakeskkonna kujunemisele.

Kuna hulgiturgudel tehtavad müügipakkumised eeldavad, et nende taga on tegelik elektritootmine või muul viisil kättesaadav elektrienergia (N: ostetud turule müümiseks mõne teise turuosalise käest), tekib paindlikkuse pakkujatel, kelle portfell võib koosneda ainult juhitavast tarbimisest, vajadus katta oma müügipakkumise energiasisend muul viisil. Kui paindlikkuse pakkujal puudub oma tootmine või salvestusseade, millelt müüdav energiahulk pärineb, ei saa ta reaalselt toota müüdavat elektrit. Sellisel juhul, bilansikohustuste täitmiseks ja süsteemse tasakaalu tagamiseks, loetakse paindlikkuse pakkuja müügipakkumise energia sisuliselt TSO poolt tarnituks, mis tähendab, et paindlikkuse pakkuja ostab müügipakkumise tegemiseks vajaliku koguse elektrienergiat TSO-lt null hinnaga, et tema bilansipositsioon jääks neutraalseks (vt näide 1).

**Näide 1: Paindlikkuse müügipakkumise tegemine elektrienergia hulgiturule tarbimise vähendamise eesmärgil ja müügipakkumise katteks elektrienergia ost TSO-lt.**

Paindlikkuse pakkuja, kes tegutseb agregatorina, juhib mitme ärihoone elektritarbimist. Ta esitab päev-ette turule müügipakkumise 5 MWh elektrienergia tarnimiseks ajavahemikus kell 17:00–17:15, mil turuhind on eeldatavasti kõrge.

Agregaatori portfellis ei ole aga ühtegi elektritootmisüksust ega salvestusseadet, mis võimaldaks reaalselt 5 MWh elektrienergiat võrku suunata. Selle asemel põhineb tema müügipakkumine tarbimise vähendamisel: ta plaanib selleks ajavahemikuks ajutiselt

peatada oma klientide elektritarbimise, vähendades kogutarbimist antud turuühikus 5 MWh võrra.

Turul müüdud elektrienergia peab bilansiarvestuses olema siiski kaetud, isegi kui reaalselt "toodetakse" see säästu kaudu. Kuna agregatoril puudub oma tootmine, ostab agregator bilansitasakaalu hoidmise eesmärgil 5 MWh elektrienergiat TSO-lt nullhinnaga ja müüb päev-ette turule.

See arvestuslik ost TSO-lt ei tähenda füüsilist tarnet, vaid on bilansiarvestuse loogiline osa mille eesmärgiks on tagada, et turul müüdud energia oleks bilansiarvestuses kaetud, kuigi tegelik väärtus võib seisneda tarbimiskoormuse vähendamises mitte tootmises. Selline lahendus võimaldab paindlikkust usaldusväärset integreerida hulgiturgudele ilma, et turuosalisel peaks ilmtingimata olema elektrienergia tootmisvõimekus.

Isegi juhul, kui paindlikkuse pakkuja portfelli kuuluvad elektrit tootvad üksused, peab ta hulgituru müügipakkumise tegemisel, mis on seotud paindlikkuse aktiveerimisega, bilansiarvestuse eesmärgil ostma müügipakkumiseks vajaliku elektrienergia TSO-lt. See on vajalik, et teha selget vahet kahe erineva tegevuse vahel: ühelt poolt paindlikkuse pakkumine hinnasignaalist lähtudes ja teiselt poolt tavapärane elektritootmine ning selle müümine turule. TSO-lt ostetud ja edasi müüdud energiahulk viitab paindlikkusele.

Kui turuosaline teeb müügipakkumise hulgiturule, mille taga on reaalselt toimuv tootmine (nt elektrijaam toodab 5 MWh ja see kogus suunatakse võrku), siis käsitletakse seda mitte paindlikkusena, vaid tavapärase elektrienergiaga kauplemisena. Sellisel juhul müüb tootja oma toodangu turule tavaliste turureeglite alusel ning bilansis kajastatakse seda kui tootmise realiseerimist, mitte paindlikkuse pakkumist.

Kui paindlikkuse pakkuja teeb hulgiturul ostupakkumise ning see tehakse paindlikkuse pakkumise eesmärgil, tuleb turult ostetud kogus samuti müüa TSO-le (vt näide 2). Kui ostetud energiat kasutatakse enda portfellis, näiteks klienditarbimise katmiseks või omatarbeks salvestisse suunamiseks ning ei müüda edasi TSO-le loetakse seda tavapäraseks elektrienergiaga kauplemiseks ning mitte paindlikkuseks. Paindlikkuse pakkuja kauplemispakkumiste katteks elektrienergia ost ja müük TSO-ga tagab, et paindlikkusega kauplemine on süsteemile nähtav, kontrollitav ja kompenseeritav ning paindlikkusest mõjutatud bilansiplaanid oleksid tasakaalus.

**Näide 2: Paindlikkuse pakkumine elektrienergia hulgiturule ostupakkumise kujul, tarbimise suurendamise eesmärgil ning ostupakkumise käigus hangitud elektrienergia müümine TSO-le.**

Paindlikkuse pakkuja, kes tegutseb agregatorina, haldab mitme ärihoone juhitavat tarbimist ja salvestusseadmeid. Ta esitab päev-ette turule ostupakkumise 5 MWh elektrienergia ostmiseks ajavahemikus kell 13:00–13:15, mil süsteemis on kõrge taastuenergia osakaal ning hind on negatiivne.

Agregaatoril ei ole plaani seda energiat oma klientide tavalise tarbimise katteks kasutada. Selle asemel põhineb tema pakkumine tarbimise suurendamisel, ta aktiveerib valitud hoonetes jahutusseadmed ja salvestusseadmete laadimise, suurendades sel ajavahemikul tarbimist 5 MWh võrra.

Turult ostetud elektrienergia tuleb aga bilansiarvestuses korrektselt kajastada. Kuna ostetud energiat käsitletakse paindlikkusena, müüb agregator ostetud 5 MWh elektrienergiat nullhinnaga edasi TSO-le.

Selline tegevus ei ole tavapärane elektrienergiaga kauplemine, vaid loetakse paindlikkuse aktiveerimiseks. Bilansiarvestuses kajastub see kui ost-müük paarina: ost turult ja müük TSO-le. Nii loetakse agregatori tegevus süsteemi vaates paindlikkuseks ning sellest tulenevad kahjud kuuluvad hüvitamisele vastavalt paindlikkuse pakkumise turureeglitele.

Selleks, et tagada süsteemi läbipaistvus ja paindlikkuse korrektne arvestamine ning hüvitamine, tuleb paindlikkuse pakkumisi käsitleda selgelt eristatuna tavapärasest elektrikaubandusest. See kehtib nii müügi- kui ostupakkumiste puhul. Isegi juhul, kui paindlikkuse pakkujal on portfelliga elektritootmisvõimekus, peab ta paindlikkusel põhinevate müügipakkumiste puhul ostma vajaliku elektrienergia TSO-lt, et bilansis kajastuks paindlikkus korrektselt ja sõltumatult pakkuja portfelli tootmise realiseerimisest. Samamoodi saab ostupakkumise puhul paindlikkust pakkuda ainult siis, kui ostetud elektrienergia müüakse bilansiarvestuses edasi TSO-le. Selline paindlikkuse bilansiline eristus on aluseks sellele, et TSO saaks paindlikkust usaldusväärset arvesse võtta ja rakendada läbipaistvat ning mittediskrimineerivat hüvitusemehhanismi.

Paindlikkuse pakkumisega seotud energia ost TSO-lt või müük TSO-le toimub nullhinnaga, see tähendab, et tehing ei too kaasa turuosalisele otsest tulu ega kulu energiahinnast tulenevalt. Tegemist ei ole majandusliku ostu või müügiga turuhinnaga, vaid arvestusliku bilansikattega,

mille eesmärk on tagada süsteemne neutraalsus ja võimaldada paindlikkuse korrektne kajastamine bilansisüsteemis.

Kui aga päev-ette turul kaubeldud paindlikkuse aktiveerimine mingil põhjusel ei toimu (vt näide 3), näiteks ei suudeta lubatud tarbimise vähendamist või suurendamist ellu viia ning tekib olukord, kus paindlikkuse pakkuja bilansis kajastub TSO-ga tehtud ost või müük ja vastavas koguses kauplemine hulgiturul (näiteks: paindlikkuse pakkuja ostis TSO-lt X ühikut energiat ja müüs päev-ette turule sama X koguse ning tema bilansiportfell on tasakaalus). Sellisel juhul:

- paindlikkuse pakkuja poolt TSO-lt nullhinnaga ostetud energia müüakse tagasi TSO-le, kui müügipakkumise katteks vastavalt paindlikkust ei tarnita;
- paindlikkuse pakkuja poolt TSO-le nullhinnaga müüdud energia ostetakse TSO poolt tagasi, kui ostupakkumise katteks vastavalt paindlikkust ei realiseerita.

TSO-poolne tagasiost või -müük toimub selles mahus, mis jääb paindlikkuse aktiveerimisega katmata ehk tarnimata.

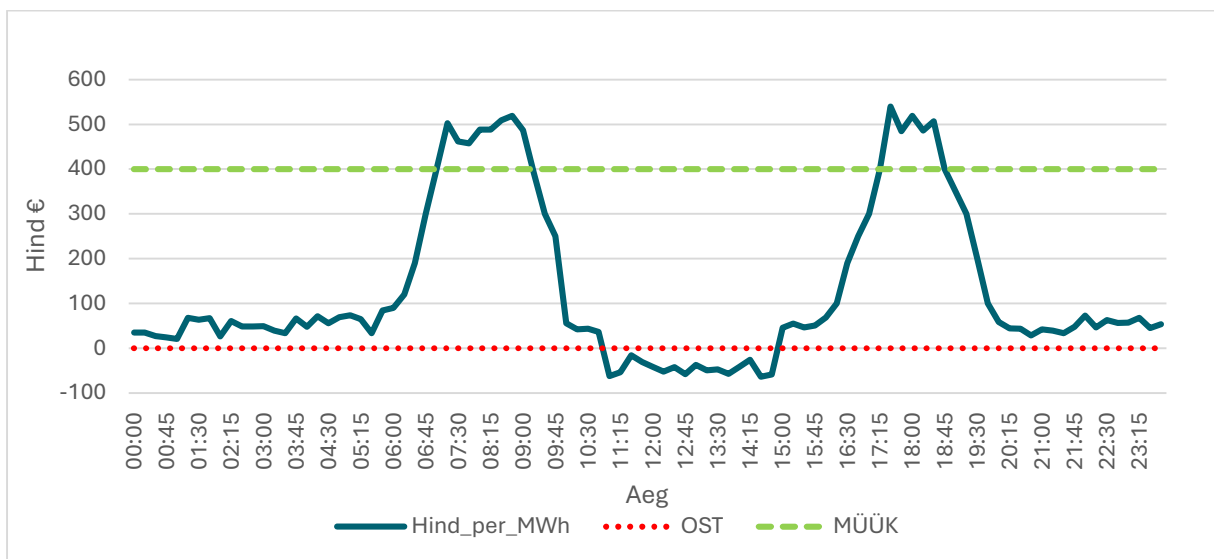
**Näide 3: Turuosaline tegi 5 MWh mahus päev-ette turule paindlikkuse müügipakkumise eesmärgiga vähendada tarbimist kuid tarne ei toimunud täies mahus.**

Turuosaline võttis päev-ette turule tehtud eduka 5MWh paindlikkuse elektrienergia müügipakkumisega endale kohustuse vähendada tarbimist 5 MWh ulatuses, kuid suutis reaalselt vähendada vaid 3 MWh, siis loetakse 2 MWh ulatuses paindlikkus tarnimata. Sellisel juhul kajastub 2 MWh osa turuosalise bilansis (tagasi)müügina TSO-le. Just see katmata osa tekitab turuosalisele eabilansi ning kuulub tasustamisele vastavalt eabilansi arveldamise reeglitele. Seetõttu on täpne aktiveerimine ja mõõtmine paindlikkuse pakkumise usaldusväarsuse ja majandusliku mõttekuse seisukohalt kriitilise tähtsusega.

Selline ostu-müügi tagasipööramine paindlikkuse pakkuja kohustuste mittetäitmisel tähendab, et turuosalisele tekib eabilanss, kuna paindlikkuse pakkumisel võetud kohustus ei realiseeru paindlikkuse tarnes. Eabilanss arvestatakse üldise bilansihalduse reeglite alusel ning see võib kaasa tuua rahalise kohustuse vastavalt kehtivale eabilansi hinnastamisele. Seetõttu on paindlikkuse pakkujatel oluline tagada, et nende pakkumised oleksid tehniliselt teostatavad ning aktiveerimine usaldusväärselt juhitav.

Kui paindlikkuse pakkuja ei ole ise BRP ega kannab bilansivastutust, vaid kuulub mõne teise turuosalise bilansiportfelli, siis tekib eabilanss paindlikkuse pakkuja BRP-le. See tähendab, et juhul kui paindlikkuse pakkumine jääb osaliselt või täielikult tarnimata, näiteks ei saavutata lubatud tarbimise vähendamist või suurendamist, kajastub katmata energia vastava mahuna paindlikkuse pakkuja BRP bilansis. Tekkiv eabilanss arveldatakse BRP-ga vastavalt kehtivale eabilansihinnale.

Paindlikkuse pakkuja ei saa päev-ette turul esitada ostu- ega müügipakkumisi täieliku hinnavabadusega, vaid peab lähtuma TSO poolt kehtestatud referentshindadest, mis määravad ära ostu- ja müügipakkumiste tegemise hinnavahe. Müügipakkumisi on paindlikkust pakkuval turuosaline oodatud esitama ainult turuperioodidel, kui tema pakkumise müügihind on kõrgem kui TSO kehtestatud müügi referentshind (vt joonis 3 - MÜÜK) ning ostupakkumisi üksnes turuperioodidel, kui pakkumise ostuhind on madalam kui ostu referentshind (vt joonis 3 - OST). Selline lähenemine tagab, et paindlikkuse sekkumine turule toimub ainult nendes olukordades, kus see aitab kaasa soovitud hinnasuuna saavutamisele: müügipakkumisi lubatakse turule juhul kui hind on kõrge ja soovitakse hinda alandada, ostupakkumisi aga siis, kui hind on negatiivne ja soovitakse hinda tõsta.



**Joonis 3.** Ostu ja müügi referentshinna näide (referentshinnad ja turuperioodide hinnad on joonisel määratud näitlikustamise eesmärgil ega viita eeldatavatele hinnatasemetele).

Järgnevad toodud näited 4. ja 5. kirjeldavad, kuidas paindlikkuse pakkumised tegelikkuses turuhinda kujundavad ja millist mõju need pakkumised avaldavad elektri hinnale erinevates

olukordades. Näidetes käsitletakse nii müügi- kui ka ostupakkumisi, kus eesmärgiks on vastavalt, kas hinnatippude või negatiivsete hindade leevendamine turul.

**Näide 4: Paindlikkust pakkuva turuosalise paindlikkuse müügipakkumine hinnatippude alandamiseks.**

Agregaator prognoosib, et järgmise päeva õhtul, ajavahemikus kell 18:00–18:15, kujuneb turul kõrge elektri hind, kuna nõudlus on kellaajale vastavalt suur ja taastuvenergia tootlikkus madal. Ta esitab päev-ette turule selle turuperioodi kohta müügipakkumise 5 MWh ulatuses, koondades selleks oma portfelli kuuluvatest ressursidest 2 MWh tarbimise vähendamise tööstusettevõtetes ja 3 MWh ulatuses salvestatud energia suunamise võrku. Sellise pakkumise lisandumine suurendab pakkumise osakaalu turul just hinnatipu perioodil ning aitab seeläbi nõudluse ja pakkumise dünaamikat mõjutades elektri hindu alandada.

**Näide 5: Paindlikkust pakkuva turuosalise ostupakkumine negatiivse hinna korral hinna tõstmiseks.**

On päikesepaisteline ja tuuline suvine nädalavahetuse puhkepäev. Elektritarbimine ehk nõudlus on madal, kuna tööstused ei tööta täiskoormusel ja kodutarbijate tarbimine on madal. Samal ajal toodavad päikese- ja tuuleelektrijaamad kõrge tootlikkusega, mille tulemusena tekib turul elektrienergia ülejääk ning ajavahemikus kell 13:00-13:15 kujuneks elektri hinnaks –32 €/MWh.

Agregaator esitab sellesse ajavahemikku ostupakkumise mahus 7 MWh. Ostetud elektrienergia realiseerimiseks lülitab ta oma portfellis olevad salvestusseadmed laadimisele (4 MWh) ja suunab kodutarbijate nutikad seadmed, näiteks boilerid ja elektrisõidukite laadijad tööle ülejäänud 3 MWh ulatuses. Nimetatud tegutsemisega suurendab agregaator nõudlust ajal, mil turul on elektrienergia ületootmine, aidates negatiivset hinda tõsta ja leevendada tootjate kahjusid.

Oluline on siiski rõhutada, et TSO ei piira turuosaliste õigust kaubelda paindlikkusega päev-ette turul sõltumata referentshindadest, paindlikkusega võib kaubelda igal ajahetkel ja teha pakkumisi vastavalt oma strateegiale. Küll aga kaasnevad referentshindadest kõrvalekaldumisega lisakohustused paindlikkuse pakkujale. Kui paindlikkuse pakkuja teeb turul pakkumise väljaspool TSO määratud referentshindu ning selle tulemusel tekib aktiveerimises osalenud mõõtepunkti bilansihaldurile finantsiline kahju peab paindlikkuse

pakkuja selle kahju ise hüvitama (vt näide 6). Vastupidi, kui paindlikkuse pakkuja tegutseb TSO kehtestatud referentshindade piires, siis paindlikkuse pakkuja päev-ette turul osalemise tagajärjel tekkiv BRP finantskahju sotsialiseeritakse ning TSO hüvitab vastava BRP kahju. Selline korraldus loob tasakaalu turuvabaduse ja süsteemse bilansivastutuse vahel, võimaldades turuosalisel paindlikkust pakkuda ent suunates neid tegutsema viisil, mis toetab süsteemi stabiilsust ja turu efektiivset toimimist ning mis peamine loob ühiskondlikku kasu.

**Näide 6: Paindlikkuse pakkumine väljaspool TSO referentshinna vahemikku.**

Agregaator pakub päev-ette turule eduka paindlikkuse müügipakkumise mahus 5 MWh, hinnaga 100 €/MWh. TSO poolt kehtestatud müügi referentshind on 200 €/MWh, seega jääb agregaatori pakkumine alla referentshinnapiiri. Ning vastavalt paindlikkuse müügipakkumisega võetud kohustusele alandab paindlikkuse pakkuja oma portfelli ühes mõõtepunktis elektrienergia tarbimist 5MWh, tekitades mõõtepunkti BRP-le ( $5 \text{ MWh} \times 100\text{€} = 500\text{€}$ ) müümata jäänud elektrienergia ulatuses finantskahju. Vastavalt reeglitele kuulub paindlikkuse pakkumisel tekitatud BRP finantskahju alati hüvitamisele.

Kuna pakkumine tehti väljaspool TSO kehtestatud referentshinna vahemikku, ei kuulu BRP-le tekitatud kahju kompenseerimisele TSO poolt. Selle asemel vastutab kahju hüvitamise eest paindlikkuse pakkuja, kes peab selle katma ise, arvestades päev-ette turuhinda (antud juhul peab paindlikkuse pakkuja kompenseerima BRP kahju 500€ ulatuses).

Kuigi turuosalisel on õigus tegutseda vastavalt oma strateegiale ja teha pakkumisi ka väljaspool referentshindu, ei sotsialiseerita selliste pakkumiste tagajärjel tekkinud BRP-de kahju kompenseerimise kulusid. Selline lähenemine säilitab turuvabaduse, ent hoiab ära ebaefektiivsete või süsteemile kahjulike aktiveerimiste kompenseerimise teiste turuosaliste (tarbijate) arvelt.

Päev-ette turul paindlikkuse pakkumine tarbimisseadme kaudu tekitab aktiveeritud mõõtepunkti BRP-le finantsilist kahju, kuna paindlikkuse aktiveerimine muudab mõõtepunkti tegelikku tarbimisprofiili võrreldes BRP planeeritud ja turul deklareeritud tarnega. Selline kahju võib tekkida kahel viisil:

1. Kui paindlikkust pakutakse tarbimise vähendamise kaudu ning kus paindliku vara BRP-l jääb oma kliendile planeeritud kogus elektrienergiat müümata, mille ta oli ise päev-ette turult ostnud. Kuna elektrienergia oli BRP portfelli juba sisse

ostetud, kuid selle tarbimine jäi ära, tekib BRP-le kahju, mis on võrdne müümata jäänud koguse ja päev-ette turuhinna korrutisega;

2. Kui paindlikkust pakutakse tarbimise suurendamise kaudu ning BRP peab tarnima oma kliendile rohkem elektrienergiat, kui ta algselt päev-ette turul planeeris. Kui turuhind on negatiivne, tähendab see, et BRP maksab oma kliendile selleks, et tema portfellis olev klient saaks elektrienergia tarbimist suurendada, mis kujutab endast otsest rahalist kahju BRP-le, mis väljendub planeeritule lisaks müüdud koguse ja päev-ette turuhinna absoluutväärtuse korrutisena.

Eelmainitud olukorrad ei ole paindliku vara BRP jaoks vabatahtlikud, kuna ta ei kontrolli paindlikkuse pakkuja kaudu tehtud turupakkumisi, kuid BRP portfelli kuuluv mõõtepunkt on mõjutatud paindlikkuse aktiveerimisest. Kuigi paindlikkuse aktiveerimine on sotsiaalselt teatud olukordades kasulik, võib see ühepoolse sekkumisena moonutada BRP-de bilansi tasakaalu ja põhjustada neile finantskahju, kui ei ole rakendatud mehhanisme selle kahju hüvitamiseks.

BRP-le saab tekkida finantskahju üksnes sellistel juhtudel, kui paindlikkust pakutakse läbi tarbimise mõjutamise (tarbimise suurendamisel või vähendamisel). Tootmisüksustega paindlikkuse pakkumisel (tootmise suurendamisel või vähendamisel) BRP-le finantskahju ei teki, küll aga tekib tootmise muutmisel bilansihalduri bilansis ebakõla planeeritud tootmise taseme ja pärast paindlikkuse aktiveerimist mõõdetud tootmise taseme vahel. Sellisel juhul rakendab TSO bilansikorrigeerimise mehhanismi, millega korrigeeritakse mõõtepunkti bilansipositsiooni vastavalt reguleerimisele. Näiteks kui tootmist suuredatakse 3 MWh võrra, korrigeeritakse vastava bilansihalduri tootmisportfelli ülespoole, et eabilansi tekkimist vältida. Sama kehtib ka tootmise vähendamise korral, bilanss korrigeeritakse alla, et vältida bilansiportfelli eabilansi teket antud mõõtepunktis.

Järgnevad näited 7. – 9. kirjeldavad, kuidas paindlikkuse pakkumisel võib BRP kahju tekkida nii tarbimise vähendamisel kui ka suurendamisel, ning millised on tagajärjed kui paindlikkust pakkuv turuosaline ei arvesta TSO kehtestatud referentshindadega.

**Näide 7: BRP-le tekib finantskahju tema portfelli tarbimise vähendamisel (agregaator vähendab tarbimist enda päev-ette turule tehtud eduka müügipakkumise katmiseks).**

Agregaator esitab päev-ette turule TSO kehtestatud referentshinnaga kooskõlas müügipakkumise 5 MWh tarnimiseks ajavahemikus kell 18:00–18:15, kui elektri hind on kõrge (200 €/MWh). Oma võetud kohustuse katteks vähendab agregaator oma portfellis oleva kontorihoone tarbimist 5 MWh võrra. Kontorihoone mõõtepunktiga on seotud BRP, kes oli arvestanud, et klient tarbib sel tunnil 5 MWh ning oli vastava koguse elektrienergiat turult eelnevalt ostnud. Kuna agregaator vähendas kontorihoone tarbimist, jäi see 5 MWh elektrit tegelikult tarbimata ja kontorihoone BRP ei saanud seda müügina realiseerida. Elektrienergia „jäi üle“ ning vastavas mahus tekib BRP-le eabilanss. Seega kandis BRP 5 MWh mahus kahju, kuna ta oli ostnud energia turuhinnaga 200 €/MWh on kahjuks kokku 1000€. Kahju vältimiseks ostab TSO mõjutatud BRP-lt päev-ette turuhinnaga 5 MWh mahus elektrienergiat ning BRP-le ei kaasne agregaatori tegevusel kahju.

**Näide 8: BRP-le tekib finantskahju tema portfelli tarbimise suurendamisel negatiivse hinnaga turuperioodil (agregaator suurendab tarbimist enda päev-ette turule tehtud eduka ostupakkumise katmiseks).**

Päikesepaistelisel päeval, ajavahemikus kell 13:00–13:15, on elektritootmine väga kõrge tänu ulatuslikule päikeseenergia tootmisele ning turuhind langeb päev-ette turul –20 €/MWh tasemele. Agregaator esitab ostupakkumise 5 MWh mahus, aktiveerides oma portfelli kuuluvates elamutes sooja tarbevee soojendamise ja salvestusseadmete laadimise. Selle tulemusena suureneb nende mõõtepunktide elektritarbimine 5 MWh võrra.

Need mõõtepunktid kuuluvad konkreetse BRP portfelli, kes oli arvestanud, et sel ajal on tarbimine minimaalne ja vastavat kogust elektrienergiat turult ei ostnud. Kuna turuhind on negatiivne, tähendab see BRP-le olukorda, kus ta ise pole oma kliendile vastavas koguses elektrienergiat ostnud aga avatud tarne põhimõttel peab oma kliendile negatiivse hinnaga elektrienergiat müüma, mis sisuliselt tähendab kliendile elektrienergia tarbimise eest maksmist. Seega peab paindliku vara BRP realselt maksma 120 eurot ( $5 \text{ MWh} \times |-20 \text{ €/MWh}|$ ), et katta agregaatori tekitatud planeerimata lisatarbimine kulu. Kahju vältimiseks müüb TSO BRP-le päev-ette turuhinnaga 5 MWh mahus elektrienergiat ning BRP-le ei kaasne agregaatori tegevusel kahju.

**Näide 9: Paindlikkuse pakkuja poolt tootmise vähendamise ja suurendamise korral paindlikkusest mõjutatud BRP bilansi korrigeerimine nullhinnaga.**

Agregaator osaleb päev-ette turul ostupakkumisega, millega ta kohustub tarbima ajavahemikus kell 17:00–17:15 elektrienergiat 5 MWh ulatuses. Selle kohustuse katmiseks otsustab ta vähendada tootmist oma portfelli kuuluvas tootmisjaamas. Selle tulemusena väheneb mõõtepunktis tootmine 5 MWh võrra. Kuna tegemist on tootmisüksusega, mille bilansipositsiooni haldab konkreetne BRP, tekiks olukord, kus BRP tootmisprognoos ei vasta tegelikule tootmisele ja BRP portfelli bilansipositsioon läheks tasakaalust välja ja tekiks eabilanss. Selleks, et BRP portfellis eabilansi tekkimist vältida, rakendab TSO bilansikorrigeerimise mehhanismi: ta korrigeerib 5 MWh elektrienergia mahus BRP bilanssi ning eabilanssi ei teki, kuigi mõõtepunktis toodeti planeerituga võrreldes 5 MWh elektrienergiat vähem.

Näites 9. kirjeldatud mehhanism rakendub ka juhul, kui agregaator kasutab tootmise suurendamist oma turukohustuse täitmiseks. Selle tulemusena suureneks mõõtepunktis tootmine näiteks 5 MWh võrra ja vastavas mahus tekiks bilansiportfelli eabilanss kuid ka sellel juhul rakendab TSO bilansikorrigeerimise mehhanismi: ta korrigeerib 5 MWh elektrienergia mahus bilansihalduri bilanssi ning eabilanssi ei teki, kuigi mõõtepunktis toodeti planeerituga võrreldes 5 MWh elektrienergiat rohkem.

### ***Referentshindade arvutamine***

Referentshindade kasutamine paindlikkuse pakkumise reguleerimisel ja suunamisel päev-ette turul tugineb nn „*Net-Benefit*“ (Netokasu) mudelile, mille eesmärk on tagada, et paindlikkuse aktiveerimine päev-ette turul tekitaks sotsiaalset tegelikku kasu. Netokasu põhimõte tähendab olukorda, kus paindlikkuse aktiveerimise tulemusel tekivad süsteemis samaaegselt nii positiivsed mõjud (kasud) kui ka negatiivsed mõjud (kulud), kuid üldine tulemus peab olema positiivne, st kasud peavad ületama kulusid. Sellest tulenevalt kasutatakse terminit *netokasu* - see viitab puhaskasule, mis jääb järele pärast võimalike negatiivsete mõjude (nt BRP kahju või täiendavad kulud) arvestamist. Netokasu on aluseks ka sotsialiseeritud kompensatsiooniskeemi õigustamiseks, kuna see tagab, et paindlikkuse aktiveerimine loob ühiskondlikult rohkem väärtust kui see kulusid tekitab.

Puhaskasu mudeli raames peetakse:

- kasuks turuosalistele: paindlikkuse pakkumine aitab kõrghinnaperioodidel elektrihinda langetada tuues seeläbi hinnavõidu tarbijatele. Lisaks saab paindlikkuse pakkumine

tõsta hinda negatiivsete elektrihindade korral vältides tootjatele ebasoodsate turutingimuste teket, mis tootjaid elektriturule sisenemisel heidutaks.

- kuluks tarbijatele: paindlikkuse pakkumise tõttu tekib mõningatel juhtudel aktiveeritava vara BRP-le finantsiline kahju, mis tuleb süsteemihalduri kaudu sotsialiseerida (st kaetakse kõigi tarbijate poolt).

Kui tarbimist vähendatakse kõrge turuhinna perioodil, aitab see alandada turuhinda ja vähendab kõigi tarbijate kulusid ning see on tarbijale kui turuosalisele kasulik. Samas põhjustab tarbimise vähendamine olukorra, kus tarbimise vähendamises osalenud mõõtepunkti BRP oli planeerinud ja ostnud turult elektrienergia, mida lõpuks ei tarbitud ehk BRP-l ei õnnestunud temast mitteolenevatel põhjustel edasimüügiks ostetud elektrienergiat oma kliendile müüa. See BRP kahju tuleb TSO-l hüvitada. Olukorda, kus hinnalangusest saadav kasu tarbijatele on suurem kui mõjutatud BRP-dele kahju hüvitamise kulu, loetakse netokasuks ning paindlikkuse sekkumine on õigustatud. Kui aga kahju ületab saadava kasu, loetakse seda netokahjuks ning selline pakkumine ei ole otstarbekas ning sellisel juhul ei tohiks toimuda ka vastav BRP kahju kompenseerimine tarbija poolt.

Netokasu lähenemise kohaselt määrab TSO ette piirmäärad ehk referentshinnad, mis määratlevad, millistel juhtudel peetakse paindlikkuse pakkumist päev-ette turule sotsiaalselt kasulikuks. Müügipakkumise puhul tähendab see, et pakkumine on oodatud vaid siis, kui soovitud müügihind ületab TSO kehtestatud müügi referentshinna. Ostupakkumise korral vastupidi, pakkumine on oodatud juhul, kui hind jääb alla ostu referentshinna. Netokasu mudel väldib olukordi, kus paindlikkuse aktiveerimine tooks küll kasu paindlikkuse pakkujale, kuid tekitaks samal ajal kahju teistele turuosalistele eeskätt elektritarbijatele kuid ka paindlikkuse aktiveerimisest mõjutatud BRP-dele. Netokasu mudel tagab, et paindlikkuse pakkumine päev-ette turul toimub ainult siis, kui sotsiaalmajanduslikust seisukohalt on sellel positiivne kogumõju, kasud peavad olema suuremad kui kahjud ehk tekkima peab netokasu. Järgnevad näited 10. ja 11. illustreerivad olukordi, kus paindlikkuse pakkumine päev-ette turul toob kaasa netokasu või netokahju, lähtudes nn *net-benefit* põhimõttest.

**Näide 10: Netokasu - tarbijate kogukasu hinnalangusest ületab BRP kompensatsiooni kulud.**

Agregaator pakub päev-ette turule paindlikkust mahus 10 MWh, mis vähendab turuhinda 10 €/MWh võrra. Ilma agregaatori pakkumiseta oleks hind olnud 510 €/MWh, pärast pakkumist langes hind 500 €/MWh.

Turul oli nõudlus 1000 MWh, seega tarbijate hinnavõit kokku tulenevalt langenud hinnast on:

$$1000 \text{ MWh} \times 10 \text{ €/MWh} = 10\,000 \text{ €}$$

Samas põhjustas paindlikkuse aktiveerimine mõõtepunkti BRP-le kahju, kuna tegelik tarbimine jäi ära ja BRP-l jäi müümata 10 MWh elektrienergiat, mille ta oli ostnud hinnaga 500 €/MWh. Tekkinud kahju tuleb kompenseerida summas:

$$10 \text{ MWh} \times 500 \text{ €/MWh} = 5\,000 \text{ € (kompensatsioon)}$$

Kuna tarbijate hinnavõit (10 000 €) ületab kompensatsiooni kulu (5 000 €), on tegemist netokasuga ning kompensatsiooni tasumine BRP-le tarbijate poolt on õigustatud.

#### **Näide 11: Netokahju - tarbijate kogukasu hinnalangusest ei ületa BRP kompensatsiooni kulusid**

Agregaator pakub päev-ette turule 10 MWh paindlikkust, mis alandab turuhinda 2 €/MWh võrra (500€ → 498 €/MWh). Turu nõudlus on 1000 MWh.

$$\text{Tarbijate hinnavõit: } 1000 \text{ MWh} \times 2 \text{ €/MWh} = 2\,000 \text{ €}$$

Samas tekib BRP-le kahju, kuna müümata jääb 10 MWh energiat hinnaga 498 €/MWh:

$$10 \text{ MWh} \times 498 \text{ €/MWh} = 4\,980 \text{ € (kompensatsioon)}$$

Kuna tarbijate hinnavõit (2 000 €) on väiksem kui vajaminev kompensatsioon (4 980 €), on tegemist netokahjuga. Sellisel juhul paindlikkuse aktiveerimine ei toonud sotsiaalset kasu ning kuna teenuse kasu ei õigusta selle mõju teistele turuosalistele ei sotsialiseerita ka kompensatsioonikulusid.

BRP-de kahju kompenseerimise kulu tasutakse TSO kaudu, tarbijate poolt ehk sotsialiseeritakse. Samas on selle tarbijatele tekkiva kulukomponendi tasakaalustavaks jõuks paindlikkuse aktiveerimisest tulenev elektrihinna langus, mis toob otsest kasu tarbijatele ning sellest tulenevalt, kui tarbijatele tekkiv kasu on suurem kui kahju on tegemist netokasuga.

Kuigi tarbijale ei teki netokasu olukorras, kus paindlikkuse aktiveerimise eesmärk on elektri hinna tõstmine on sellisel sekkumisel tarbijatele siiski kaudne kasu. Nimelt muudab negatiivsete hindade tõstmine elektrituru atraktiivsemaks elektritootjate, eelkõige väiketootjate jaoks, kes on hinnatundlikumad ja kelle investeeringute tasuvus sõltub tugevalt stabiilsest hinnatasemest. Kui turule tekib rohkem tootjaid, sh hajutatud väiksemahulisi tootmisüksusi, suureneb pikaajalises vaates elektrienergia pakkumine. Suurem tootjate arv ja tihedam konkurents omakorda avaldavad allapoole survet turuhindadele, millest saab tarbija pikemas perspektiivis kasu. Seega aitab negatiivsete hindade puhul hinnatõstmisele suunatud paindlikkuse sekkumine kaasa turu tootmisvõimekuse kasvule, mis loob tarbijale soodsama, mitmekesisema ja stabiilsema energiaturu ning sellest tulenevalt saab ka negatiivsete hindade tõstmist tarbija vaates nimetata kasuks. Otsest kasu negatiivsete hindade tõstmisest saavad elektrienergia tootjad.

Oluline on seejuures, et hinnatõusu põhjustavaid paindlikkuspakkumisi ei oodata turule sellistes turuperioodides, kus hind on juba positiivne, see välistab olukorrad, kus paindlikkuse sekkumisega tõstetakse hindu tarbijate kahjuks. Piirang teha ostupakkumisi ainult negatiivsete hindade puhul tagab, et paindlikkus teenib ühiskondlikku huvi, vältides hinnatasemete moonutamist tavapärase turutasakaalu tingimustes.

Referentshinna piirid tähistavad taset, millest alates loetakse paindlikkuse sekkumist turule sotsiaalmajanduslikult kasulikuks ehk netokasu tekitavaks. Kui turuosaline esitab pakkumise väljaspool kehtestatud referentshinna piire, näiteks teeb müügipakkumise müügi referentshinnast madalama hinnaga või ostupakkumise ostu referentshinnast kõrgema hinnaga siis võib tema tegevus küll turuosalisele endale kasu tuua, kuid tekitab samal ajal aktiveeritava vara BRP-le, rahalist kahju. Kuna selline pakkumine ei täida netokasu tingimust, peab paindlikkust pakkuv turuosaline ise vastutama oma tegevuse tagajärjel tekkinud BRP finantskahju eest ja tasuma kompensatsioonikulu TSO vahendusel ise. Ehk kui paindlikkuse pakkumisel ei teki sotsiaalmajanduslikku netokasu ei sotsialiseerita paindlikkuse pakkumisel BRP-dele kahju hüvitamise kulusid. Referentshindadest kinnipidamine (mis ei ole kohustus) ei ole seega üksnes tehniline nõue, vaid turuvastutuse põhimõte, mis tagab, et iga sekkumine turuosalistele oleks tervikuna kasulik.

Müügi referentshinna kehtestab TSO igakuiselt, hiljemalt jooksva kuu 15. kuupäevaks, järgmise kalendrikuu kohta. Selleks kasutatakse prognoosimudeleid, mille abil leitakse prognoositava kuu kohta esinduslik 15 minuti turuperioodi pakkumiskõver, mis iseloomustab

kõige paremini kogu prognoositava kuu pakkumiste turudünaamikat. Kuna päev-ette turul kaubeldakse 15-minutiliste turuperioodide kaupa, leitakse ka kuud esindav pakkumise kõver 15-minutilise turuperioodi kohta.

Müügi referentshinna leidmise aluseks olev prognoositav pakkumiskõver konstrueeritakse turu ajalooliste andmete põhjal, võttes arvesse TSO-le prognoosimise hetkel teadaolevat turu informatsiooni mida kasutatakse ajalooliste kõverate korrigeerimiseks, et need oleksid võimalikult ajakohased ja esindaks võimalikult täpselt prognoositavat kuud. Kuna kogu kuu kohta kasutatakse ühte 15 minuti pakkumiskõverat, tuleb arvestada, et referentshind ei pruugi igal üksikul turuperioodil olla täpne. Siiski on referentshinna ülesanne esindada kuu keskmist pakkumise turuloogikat, mistõttu võivad üksikutes tundides esineda nii üle- kui alahindamised. Eeldus on, et need ebatäpsused tasakaalustuvad kogu kuu lõikes, võimaldades rakendada õiglast ja turuneutraalset arveldusloogikat paindlikkuse turule pääsemise korral.

Müügi referentshinna määramise aluseks kasutatakse ajakohastatud prognoositud pakkumiskõverat, kõverat kohandatakse selliselt, et kõveral oleks võimalik leida ühikelastsuspunkt. Ühikelastsuspunkt on koht kõveral, kus pakkumise muutus hinna suhtes on proportsionaalne. Müügi referentshind on pakkumiskõveral ühikelastsuspunktis tekkiv hind, see tähistab pakkumiskõveral punkti, millest alates (millest kõrgema hinnaga) lisanduv pakkumine hakkab avaldama turuhinnale proportsionaalselt suuremat mõju.

Ühikelastsuspunktis toob ühikuline hinnamuutus kaasa ühikulise muutuse pakkumises, st hind ja kogus reageerivad teineteisele võrdselt. Müügi referentshind tuletatakse pakkumiskõveral asuvast ühikelastsuspunktist, mis tähistab hinda, millest alates lisanduv pakkumine hakkab mõjutama turuhinda kasvavalt, see tähendab, et igale täiendavale pakkumiskogusele vastab pakkumisega võrreldes proportsionaalselt suurem hinnamuutus (N: üks ühik pakkumisel toob kaasa suurema kui ühe ühikulise muutuse hinnas). Sellest punktist edasi avaldab iga lisanduv pakkumine hinnakujunemisele suuremat hinnasurvet leevendavat mõju ning seetõttu on see hinnatase loogiline piir, kust alates loetakse paindlikkuse sekkumist (st müügipakkumist) sotsiaalmajanduslikult põhjendatuks.

TSO määrab ostu referentshinna tasemeks konstantse väärtuse 0 €/MWh. See tähendab, et paindlikkust oodatakse ostupakkumistena turule ainult siis, kui turuhind on null või negatiivne. Ostu referentshinna määramine nulliks aitab stabiliseerida turgu ja toetab pikemaajaliselt sotsiaalset heaolu läbi taastuvenergia kasutuselevõtu soodustamisele.

Kui müügipakkumise korral on loogiline, et lisapakkumine toob kaasa hinna languse ning sellest saavad kasu tarbijad (kes samas peavad BRP-dele tekkiva kahju hüvitama), siis ostupakkumise puhul on kasusaaja leidmine keerukam. Kasusaajaks võib sellisel juhul olla nii tootja, kes saab kõrgemat hinda, kui ka tarbija, kelle huvides on tagada piisav tootjate osalemine turul. Paindlikkuse aktiveerimise tulemusel tekkiva BRP kahju hüvitamise loogika on, et kahju hüvitab osapool kes saab paindlikkuse aktiveerimisest kasu. Kuna paindlikkusega kauplemise puhul läbi ostutehingu ei ole käesoleval ajahetkel võimalik ammendavalt võimalik tuvastada kasusaaja, ei ole võimalik ostmise referentshinna rakendamist koheselt juurutada – see vajab täiendavat analüüsi ja regulatiivsete lahenduste väljatöötamist. Esiialgu rakendatakse paindlikkuse pakkumisel ostmise loogikat selliselt, et päev-ette turult ostmine ei ole keelatud, kuid turuosaline peab ise kandma BRP-dele kahju hüvitamise kulu. Kui vajalikud uuringud ja regulatiivsed täpsustused on tehtud, on võimalik rakendada ka ostmist vastavalt referentshinnale, analoogselt müügipakkumiste sarnasele loogikale.

#### **4.4.2 Päevasisene elektriturg (*IDM - Intraday market*)**

Paindlikkuse pakkujad saavad lisaks päev-ette turule osaleda ka päevasisel turul, kus tehinguid saab teha lühikese etteteatamisajaga (vastavalt päevasise turu reeglitele), vastavalt muutuvatele vajadustele ja turu hinnasignaalidele. Päevasisene turg võimaldab pakkuda paindlikkust nii tarbimise vähendamise ja tootmise suurendamise (müügipakkumiste) kui ka tarbimise suurendamise ja tootmise vähendamise (ostupakkumiste) kaudu. Sama paindlikkuse pakkumise põhimõte, mis kehtib päev-ette turul, kehtib ka päevasisesel turul: paindlikkuse müügipakkumise tegemisel peab paindlikkuse pakkuja ostma vajaliku energiahulga TSO-lt ning ostupakkumise korral tuleb ostetud kogus edasi müüa TSO-le. Nimetatud põhimõtte rakendamine on oluline, et eristada paindlikkusega kauplemist tavapärasest energiakauplemisest.

Erinevalt päev-ette turust ei kehti päevasisesel turul referentshinna meetodika, mis tähendab, et TSO ei määra siin hinnapiire millest paindlikkuse tehingud loetakse sotsiaalmajanduslikult põhjendatuks ning paindlikkuse pakkuja võib paindlikkust pakkuda referentshinnast sõltumatult turureeglitega kooskõlas hinnaga. Sellest hoolimata võib paindlikkuse aktiveerimine põhjustada paindliku vara BRP-le finantskahju või kasu (kahju või kasu tekib kui paindlikkuse pakkumisel kasutatakse tarbimise muutmist), näiteks juhul, kui paindlikkust pakkuv turuosaline muudab teiste BRP-de plaanitud tarbimise portfelli käitumist.

Päevasisesel turul toimub BRP-le tekkinud kahju hüvitamine tsentraalse arveldusmudeli põhimõtetel, kuid mõningaste erisustega. Erandina võrreldes reguleerimisturgudel rakenduva tsentraalse arveldusmudeliga ei maksa päevasisesel turul TSO paindlikkuse pakkujale tasu. Päevasisesel turul saab paindlikkuse pakkuja oma tasu otse turult, sõltuvalt tehtud tehingust ja turuhinnast. See erineb reguleerimisturgudest, kus TSO maksab paindlikkuse pakkujale teenuse eest ning arvestab makstavast tasust automaatselt maha BRP-le suunatava kompensatsiooni või lisab makstavale tasule automaatselt tekkinud lisakasu summa. Seetõttu peab päevasisesel turul:

- Paindlikkuse pakkuja hüvitama BRP-le tekitatud kahju, tasudes selleks vastava summa TSO-le, kes suunab selle edasi mõjutatud BRP-le;
- BRP, kes saab paindlikkuse aktiveerimisest lisakasu, saadud lisakasu eraldi tasuma TSO-le, kes edastab selle paindlikkuse pakkujale.

Selline käsitlus tagab, et ka päevasisesel turul säilib BRP-le tekitatud mõju rahaline kompenseerimine, kuid see toimub ilma automaatse tasude korrigeerimiseta ning eeldab turuosalistelt täiendavat arveldusprotsessi TSO kaudu.

BRP kahju või kasu seoses paindlikkuse aktiveerimisega tekib ainult juhtudel, kus muudetakse tarbimise käitumist võrreldes päev-ette turul deklareeritud plaaniga. Sellisel juhul võib BRP sattuda olukorda, kus tema bilansipositsiooni mõjutatakse läbi tarbimise vähendamise või suurendamise ning sõltuvalt päev-ette turuhinnast tekib BRP-le kas kahju või lisakasu.

BRP-le tekib kahju, kui:

- tarbimist vähendatakse olukorras, kus päev-ette turuhind on positiivne (vt näide 12);
- tarbimist suurendatakse, kui päev-ette turuhind on negatiivne (vt näide 13).

BRP-le tekib lisakasu, kui:

- tarbimist vähendatakse olukorras, mil päev-ette turuhind on negatiivne (vt näide 14);
- tarbimist suurendatakse, kui päev-ette turuhind on positiivne (vt näide 15).

**Näide 12: BRP-le tekib kahju, kui tarbimist vähendati turuperioodil, mil päev-ette elektrienergia turuhind oli positiivne**

BRP portfelli kuuluv turuosaline pidi vastavalt päev-ette turul tehtud plaanile tarbima järgmise turuperioodi jooksul 1 MWh elektrit. Päev-ette turul kujunes selle perioodi hinnaks +100 €/MWh. BRP ostis selle tarbimise katmiseks vajaliku koguse elektrienergiat päev-ette turult. Paindlikkuse aktiveerimise tõttu otsustab turuosaline aga tegelikult vähendada oma tarbimist ja kasutab vaid 0,5 MWh. See tähendab, et BRP-l jääb 0,5 MWh ulatuses ostetud elektrienergiat oma kliendile müümata, kuigi selle eest on juba makstud. BRP ostis päev-ette turul 1 MWh elektrit hinnaga 100€/MWh, makstes kokku 100 eurot. Kuna paindlikkuse aktiveerimise tõttu tarbiti tegelikkuses vaid 0,5 MWh, kasutati ostetud elektrist ära vaid 50€ väärtuses. Ülejäänud 0,5 MWh jäi tarbimata. Seetõttu tekkis BRP-le 50€ suurune kahju, mis tulenes otseselt seotud paindlikkuse aktiveerimisega. Sellises olukorras tekib BRP-le otsene rahaline kahju, kuna ta on pidanud maksma elektri eest, mida paindlikkuse aktiveerimise tõttu tegelikult ei kasutatud.

**Näide 13: BRP-le tekib kahju, kui tarbimist suurendati turuperioodil, mil päev-ette elektrienergia turuhind oli negatiivne**

BRP portfelli kuuluv turuosaline pidi vastavalt päev-ette turul esitatud prognoosile tarbima järgmise turuperioodi jooksul 1 MWh elektrit. Päev-ette turul kujunes selle perioodi hinnaks –100 €/MWh, mis tähendab, et BRP oleks saanud planeeritud tarbimismahu eest turult 100 eurot tulu – elektrienergia ostmise eest maksmise asemel makstakse negatiivse turuhinna korral hoopis BRP-le .

Paindlikkuse aktiveerimise tõttu otsustas turuosaline tegelikkuses suurendada oma tarbimist ning kasutas kokku 1,5 MWh elektrit. See tähendab, et BRP pidi 0,5 MWh ulatuses katma oma kliendi lisatarbimise, mis ei olnud päev-ette turul planeeritud. Kuna hind oli negatiivne, tähendas see, et BRP pidi selle lisakoguse müümise eest oma kliendile sisuliselt maksma, kuid erinevalt planeeritud 1 MWh mahust ei saanud ta täiendava 0,5 MWh kohta turult vastavat negatiivset hinda.

BRP jäi seega ilma negatiivse hinna kasust selle osa ulatuses, mis tekkis paindlikkuse aktiveerimise tulemusena, ning kandis selle tõttu otsest rahalist kahju 50€.

**Näide 14: BRP-le tekib lisakasu, kui tarbimist vähendati turuperioodil, mil päev-ette elektrienergia turuhind oli negatiivne**

BRP portfelli kuuluv turuosaline oli vastavalt päev-ette turul tehtud prognoosile planeerinud tarbida järgmise turuperioodi jooksul 1 MWh elektrit. Päev-ette turul kujunes selle perioodi hinnaks  $-100$  €/MWh, mis tähendab, et BRP-le makstakse selle tarbimismahu ostmise eest päev-ette turul 100€.

Paindlikkuse aktiveerimise tõttu vähendas turuosaline tegelikult oma tarbimist ning kasutas ainult 0,5 MWh. See tähendab, et BRP ostis turult küll 1 MWh elektrit negatiivse hinnaga, kuid tema portfellis tarbiti vaid pool sellest kogusest. Ülejäänud 0,5 MWh jäi tarbimata ja negatiivse hinnaga müümata, kuid BRP sai selle kogu 1 MWh eest ikkagi turult tulu.

Kuna tegelik tarbimine oli väiksem kui prognoositud, kuid turuhind oli negatiivne, sai BRP rohkem tulu sest ei kandnud edasi negatiivse hinna tulu. Paindlikkuse aktiveerimine vähendas BRP bilansipositsiooni kohustusi olukorras, kus elektri tarbimine oleks tähendanud BRP jaoks tarbimise eest maksmist. Seega tõi tarbimise vähendamine BRP-le täiendava rahalise kasu.

Sellises olukorras tuleb see lisakasu arvestada ja hüvitada paindlikkuse pakkujale, kes oma aktiivse tegevusega BRP lisakasu tekitas.

**Näide 15: BRP-le tekib lisakasu, kui tarbimist suurendati turuperioodil, mil päev-ette elektrienergia turuhind oli positiivne**

BRP portfelli kuuluv turuosaline oli päev-ette turul planeerinud järgmise turuperioodi jooksul tarbida 1 MWh elektrit. Päev-ette turuhind selleks perioodiks oli  $+100$  €/MWh, mis tähendab, et BRP ostis selle koguse elektrit turult hinnaga 100€.

Paindlikkuse aktiveerimise tulemusel suurendas turuosaline oma tegelikku tarbimist ning kasutas planeeritud 1 MWh asemel hoopis 1,5 MWh elektrienergiat. Lisakasu BRP-le tekib sellest, et ta saab oma kliendilt kogu tegelikult tarbitud 1,5 MWh eest tasu, kuid

päev-ette turult oli ta ostnud vaid 1 MWh. Seega suurendas paindlikkuse aktiveerimine BRP portfelli tarbimist ning võimaldas tal teenida täiendavat kasu. Sellises olukorras tuleb see rahaline lisakasu edastada paindlikkuse pakkujale, kuna just tema aktiveerimise kaudu tekkis BRP-le täiendav finantsiline kasu.

Paindlikkusest tekkinud BRP kahju ja kasu summa leitakse järgnevalt:

$$K = Q_A * |P_{DA}|$$

Kus,

$K$  – kasu või kahju summa;

$Q_A$  – aktiveeritud paindlikkuse kogus;

$P_{DA}$  – Eesti päev – ette hinnapiirkonna hind.

Kui paindlikkuse pakkuja tegutseb iseseisvalt (pole seotud reguleeritava vara BRP-ga) ja põhjustab reguleeritava vara BRP-le kõrvalekaldeid tema planeeritud portfelli käitumises, peab paindlikkuse pakkuja vastava BRP kahju kompenseerima. Seega on paindlikkust pakkuval turuosalistel oluline mõista, et ka päevasisesel turul kaasneb paindlikkuse pakkumisel otsene mõju BRP positsioonile, ning mõjust tulenevad kahjud peab paindlikkuse pakkuja alati ise (TSO vahendusel) mõjutatud BRP-le hüvitama (vt näide 16).

#### **Näide 16: Kompensatsiooni arvutamine päevasisesel turul paindlikkuse tehingu korral**

Agregaator pakub paindlikkust päevasisesel turul, tehes eduka müügipakkumise 3 MWh hinnaga 120€/MWh mida katab tarbimise vähendamise teel. Ta vähendab ühes mõõtepunktis tarbimist 3 MWh võrra. Antud mõõtepunkti BRP oli eelnevalt planeerinud ja ostnud sellele lõppkasutajale sama koguse ehk 3 MWh päev-ette turult hinnaga 80 €/MWh. Kuna paindlikkuse aktiveerimise tõttu jäi planeeritud tarbimine ära, jäi BRP-l vastav elektrienergia müümata, tekitades talle 240€ finantskahju.

Päevasisesel turul referentshindade meetodikat ei kohaldata ning seetõttu peab agregator ise hüvitama BRP-le tekitatud kahju. Agregator saab oma tehingult päevasiseselt turult

tulu 360 eurot, kuid peab TSO-le tasuma 240 euro suuruse kompensatsiooni, mille TSO suunab edasi mõjutatud BRP-le. Pärast kompensatsiooni maksmist jääb agregatorile netotuluks 120€. See näide illustreerib, kuidas päevasise turu puhul paindlikkuse pakkuja vastutab BRP positsiooni mõjutamisest tulenevate finantsmõjude eest, kuid saab siiski säilitada oma turul osalemise kasumlikkuse juhul, kui hinnad seda võimaldavad.

#### **4.4.3 Päev-ette ja päevasisesel turul pakutud paindlikkuse deklareerimine Estfeed Datahubis**

Kui paindlikkuse pakkuja osaleb elektrienergia ostu- või müügitehingutega päev-ette või päevasisel turul, tuleb turul kaubeldud paindlikkuse tegelikud aktiveeritud kogused siduda konkreetsete paindlikkuse allikatega. Selleks tuleb tehingute aluseks olevad paindlikkuse kogused deklareerida Estfeed Datahubi kaudu. Deklareerimine toimub mõõtepunktide täpsusega ning võimaldab TSO-l ja paindlikkuse pakkumisest mõjutatud BRP-l arvestada, kuidas paindlikkust tegelikult kasutati ja milline oli selle mõju tarbimise või tootmise profiilile. Estfeed Datahubi edastatakse kaubeldud paindlikkuse kohta järgmised andmed:

- mõõtepunkt kus paindlikkust pakuti;
- ajavahemikku, mil paindlikkust rakendati;
- aktiveeritud paindlikkuse kogus mõõtepunktis (KWh);
- mis turul paindlikkusega kaubeldi, DAM või IDM turg;
- kas aktiveeritud paindlikkus tarniti tarbimis või tootmiseseadmega. Kui paindlikkuse pakkumiseks kasutatakse akut tuleb arvestada, et aku võib osaleda turul nii tarbimise kui tootmise režiimis. Sellest tulenevalt tuleb aku laadimisel pakutav paindlikkus märkida kui tarbimiseadmega paindlikkuse pakkumine ja aku tühjaks laadimisel võrku, tuleb pakutav paindlikkus märkida kui tootmiseadmega pakutav paindlikkus.

Paindlikkuse aktiveerimise deklareerimine on kõigile kohustuslik, kuna selle alusel arvutatakse paindlikkuse aktiveerimisest tekitatud eabilanss, viiakse läbi bilansiportfellide korrigeerimine, arvestades paindlikkuse mõju bilansihalduri positsioonile, ning tagatakse läbipaistvus kõigi seotud turuosaliste vahel.

## 5. Baasjoone meetoodika (*Baseline*)

Baasjoon ehk *baseline* on hinnang paindliku turuosalise tavapärasele elektritarbimise või tootmise tasemele, mis oleks aset leidnud juhul, kui paindlikkuse aktiveerimist poleks toimunud. See on võrdlustase, mille abil määratakse, kui palju paindlikkust tegelikult tarniti st kui suur oli kõrvalekalle eeldatavast käitumisest võrreldes tegeliku mõõteandmetega.

Baasjoont kasutatakse paindlikkuse pakkumisel kahes protsessis:

1. paindlikkuse aktiveerimise valideerimine - kas ja millises mahus turuosaline tegelikult reageeris aktiveerimiskohustusele (nt vähendas tarbimist või suurendas tootmist);
2. paindlikkusega seotud arveldamine ja hüvitamine - paindlikkuse arveldus paindlikkuse pakkujaga TSO poolt (nt eabilansi mahu arvestus).

Baasjoone meetoodika rakendamine tagab, et paindlikkuse mõju elektrisüsteemile oleks mõõdetav, võrreldav ja objektiivne. See on vajalik nii turuosaliste võrdse kohtlemise tagamiseks kui ka selleks, et vältida hüvitiste või tasude maksmist olukordades, kus tegelikku paindlikkust ei tarnitud. Usaldusväärne baasjoon loob selge aluse turupõhise paindlikkuse integreerimiseks nii reguleerimisteenuste turgudel kui ka hulgiturgudel ning on oluline osa kogu paindlikkuse usaldusväarsuse määramisel.

Baasjoone meetoodikad on paindlikkuse valideerimise ja arveldamise seisukohalt hädavajalikud, kuid nende rakendamisel tuleb arvestada teatud piirangutega. Nimelt on baasjoone määramine sisuliselt hinnang sellele, milline oleks olnud tarbimine või tootmine juhul, kui paindlikkuse aktiveerimist ei oleks toimunud. Seetõttu sisaldab baasjoone määramine alati teatavat määramatust ja võimalust eksimusteks. Baasjoone määramise meetodid on alati mingil määral kallutatud, kas üle- või alahinnates tegelikku tarbimist või tootmist. See omakorda võib mõjutada paindlikkuse teenuste eest makstavaid hüvitisi ja turuosaliste motivatsiooni osaleda paindlikkuse pakkumise programmides. Oluline on pidevalt täiustada baasjoone määramise meetodeid ja kasutada täiendavaid andmeallikaid, et parandada paindlikkuse hindamise täpsust ja usaldusväarsust.

Paindlikkuse valideerimiseks ning arveldamiseks on turuosalistel kasutamiseks valida kaks erinevat baasjoone meetoodikat, sõltuvalt pakutava paindlikkuse iseloomust ja tehnilisest võimekusest. Mõlemad meetoodikad võimaldavad hinnata, milline oleks olnud tootmise või

tarbimise tase ilma aktiveerimiseta, kuid kasutavad selleks erinevaid alusandmeid ja ajavahemikke. Kasutamiseks on järgnevad meetodikad, mille vahel turuosaline valida saab:

- Metoodika 1 - energiapõhine baasjoon: Sobib eelkõige juhul, kui paindlikkust pakutakse ressursidega mille puhul ei ole võimalik mõõtepunkti tasemel võimsusandmeid mõõta ja edastada. Selle metoodika kohaselt edastab turuosaline süsteemihaldurile vahetult enne turuperioodi algust iga oma portfelli võrgumõõtepunkti kohta energiataseme, mis väljendab tootmise ja/või tarbimise planeeritavat energiakogust 15-minutilises turuperioodis. See energiatase on aluseks, mille suhtes mõõdetakse paindlikkuse tegelikku mõju pärast aktiveerimist. Turuosaline peab baasjoone taseme edastama TSO-le hiljemalt 30 minutit enne turuperioodi algust;
- Metoodika 2 - võimsuspõhine baasjoon: See metoodika on mõeldud eelkõige nendele mõõtepunktile, kus on olemas võimekus edastada tarbimise või tootmise võimsusandmeid nõutud granulaarsusega, näiteks salvestusseadmed, päikeseelektrijaamad või muud mistahes reaajas võimsusandmeid jälgida võimaldavad tehnoloogiad. Selle metoodika puhul esitab turuosaline TSO-le mõõtepunkti kohta 10-sekundilise granulaarsusega võimsusandmed, mis võimaldavad analüüsida ja tuvastada paindlikkuse aktiveerimist. Võimsusandmete põhjal saab TSO hinnata, millisel hetkel ja millises mahus toimus koormuse muutus, ning valideerida, kas paindlikkuse aktiveerimine toimus vastavalt kokkulepitule.

Oluline erinevus kahe metoodika vahel seisneb andmete olemuses ja nende esitamise hetkes. Energiapõhise baasjoone metoodika puhul peab turuosaline ette prognoosima tootmise või tarbimise taseme, mis määraks energiataseme mõõtepunktis, mis oleks eeldatavalt saavutatud ilma paindlikkuse aktiveerimiseta. See tähendab, et turuosaline edastab TSO-le oma hinnangu tavapärasele mõõtepunkti energiakäitumisele juba enne turuperioodi algust.

Võimsuspõhise metoodika puhul prognoosimist ei toimu, turuosaline esitab reaajas mõõdetud võimsusandmed, mis võimaldavad TSO-l tuvastada tegelikku energiakäitumist ja sellest eristada paindlikkuse aktiveerimist. See vähendab prognoosivigadest tingitud ebakõlasid ja võimaldab suuremat täpsust, kuid eeldab kõrgemat tehnilist võimekust mõõtepunkti tasandil.

Baasjoone metoodikate rakendamisel tuleb baasjoone tase esitada võrgumõõtepunkti kohta, mitte üksikute varade lõikes. See on vajalik selleks, et tagada paindlikkuse mõju võrgu vastu,

vältides olukorda, kus samas mõõtepunktis paiknevad erinevad varad kompenseerivad üksteise mõju. Näiteks juhul, kui ühes mõõtepunktis vähendab üks vara tarbimist, kuid teine vara samal ajal suurendab tarbimist (toimub *rebound*-efekt, vt näide 17), võib üksikute varade lõikes koostatud baasjoon anda moonutatud tulemuse paindlikkuse mõju hindamisel. Võrgumõõtepunkti põhine lähenemine välistab sellise sisemise tasakaalustamise arvestamise paindlikkusena ning võimaldab hinnata kogu mõõtepunkti muutust elektrivõrgu vastu.

#### **Näide 17: *Rebound*-efekt**

Samas võrgumõõtepunktis asuvad päikeseelektrijaam (PV) ja aku (BESS). Paindlikkuse aktiveerimise tagajärjel lõpetab PV ajutiselt võrku tootmise mahus +5 kW, sellest tingituna alustab aku võrku tühjendamist mahus +5 kW. Mõlemad varad muudavad oma olekut vastassuunaliselt, kuid nende mõju kompenseerib teineteist.

Kuna PV lõpetab tootmise ja BESS alustab samaaegselt tühjendamist, jääb võrgumõõtepunkti netootmine samale tasemele, enne ja pärast aktiveerimist on mõõtepunkti netootmine endiselt +5 kW.

Sellisel juhul on tegemist *rebound*-efektiga, kus üksikute varade tasemel on küll mõõdetav muutus, kuid võrgu seisukohalt tegelikku süsteemset mõju ei teki. Selline olukord ei loo lisandväärtust süsteemile, kuid võib eksitavalt näida turul kui aktiivne paindlikkuse pakkumine, kui mõõtepunkti põhine mõju jääb arvestamata.

*Rebound*-efekt ehk paindlikkuse mõju kompenseerimine võrgumõõtepunktis võib toimuda mitte ainult paindlikkuse aktiveerimisperioodi jooksul, vaid ka enne aktiveerimisperioodi või pärast seda. Käesolevas kontseptsioonis käsitletakse ainult turuperioodi sees aset leidvat *rebound*-efekti. Selle vältimiseks ei lubata varapõhist baasjoone arvestust, sest samas mõõtepunktis paiknevad varad võivad kompenseerida teineteise mõju. Arvestus ja hindamine antud kontekstis põhinevad ainult võrgumõõtepunkti netomuutusel turuperioodi jooksul, et tagada süsteemne kasu ja läbipaistev paindlikkuse pakkumine. *Rebound*-efekti, mis toimub enne paindlikkuse aktiveerimise turuperioodi algust või pärast selle lõppu, käesolevas dokumendis ei käsitleta. Selliste olukordade tuvastamise ja käsitlemisega tegeletakse niipea, kui on tehniliselt ja meetoodiliselt võimalik välja töötada täiendavad reeglid ja andmeanalüüsi meetodid, mis võimaldavad ka väljaspool turuperioodi toimuva *rebound*-efekti mõju paremini hinnata, vältida ja vajadusel kompenseerida.

## 5.1 Baasjoone metoodika 1

Baasjoone metoodika 1 on tehnoloogianeutraalne ja kasutatav kõigi paindlikkust pakkuvate turuosaliste jaoks, sõltumata sellest, milliseid ressursse või tehnoloogiaid kasutatakse. Metoodika eesmärk on võimaldada usaldusväärset ja kontrollitavat hindamist paindlikkuse tarnimise kohta, tuginedes võrgumõõtepunkti tasemel esitatud baasjoonele ja võrgumõõtepunktis mõõdetud tegelikule tarbimise ja/või tootmise mõõteandmetele. Paindlikkuse pakkuja prognoosib edastatava mõõtepunkti baasjoone taseme kasutades enda valitud ja sobivaimaks peetavat meetodit, arvestades oma portfelli spetsiifikat ja ressursikäitumist. Selline lähenemine võimaldab osaleda väga erinevatel paindlikkuse ressurssidel, alates kodumajapidamistest ja hoonete automaatikast kuni hajutatud tootmise ja salvestusseadmeteni.

Baasjoone esitamise nõuded:

- Baasjoone tase tuleb esitada iga võrgumõõtepunkti kohta, kus asuvad paindlikkuse pakkuja portfelli kuuluvad paindlikkuse pakkumiseks osalevad varad;
- Baasjoone tase tuleb igas võrgumõõtepunktis esitada tarbimise ja tootmise kohta eraldi;
- Baasjoone tase tuleb esitada kõikide turuperioodide kohta olenemata kas paindlikkuse pakkujal sellel turuperioodil paindlikkust aktiveerida kavatseb;
- Baasjoone taseme esitamise granulaarsuseks on 15 minutit;
- Baasjoone tase esitatakse energia põhiselt kilovatt tundides vatt-tunni täpsusega. N: baasjoone tase 100 kw/h esitatakse formaadis 100,000 kw/h;
- Baasjoone tase tuleb paindlikkuse pakkuja poolt TSO-le esitada 30 minutit enne turuperioodi algust. N: turuperioodi 12:00-12:15 kohta esitatav baasjoone tase peab olema esitatud hiljemalt sama päeva kella 11:30 -ks;
- Baasjoone tase ei saa olla negatiivne;
- Turuosaline peab baasjoone määramise loogikat, algandmeid ja meetodit dokumenteerima ning säilitama ja TSO palvel olema valmis neid esitama.

Paindlikkuse pakkuja poolt esitatud baasjoone taset kasutatakse paindlikkuse valideerimisel ehk selleks, et hinnata, kas ja millises ulatuses paindlikkus tegelikult tarniti võrreldes eeldatava käitumisega. Sama baasjoon on ka aluseks paindlikkuse koguse määramisel ning vastavalt sellele ka arveldusele ja tasu ning võimaliku paindlikkusest mõjutatud BRP kompensatsiooni arvutamisele. Paindlikkuse pakkuja esitatud baasjoone

taseme valideerimise ja arvelduse aluseks kasutamine toimub üksnes juhul, kui TSO on paindlikkuse pakkuja baasjoone taseme hindamise tunnistanud usaldusväärseks.

Paindlikkuse valideerimine tähendab protsessi, mille käigus hinnatakse, kas paindlikkuse pakkuja poolt TSO-le deklareeritud paindlikkuse mahud vastasid tegelikkuses toimunud muutustele võrreldes baasjoone tasemega. Selle käigus kontrollitakse, kas lubatud tarbimise või tootmise muutus oli täielikult, osaliselt või üldse mitte realiseeritud. Valideerimise eesmärk on tagada, et ainult tegelikult tarnitud ja süsteemile kasu toonud paindlikkus läheks arvesse ning saaks vastavalt arveldatud ja hüvitatud.

Aktiveeritud paindlikkuse deklareeritud mahud läbivad valideerimisprotsessi, kus nad kategoriseeritakse kas usaldusväärseks, osaliselt usaldusväärseks või mitte usaldusväärseks, sõltuvalt sellest, kui täpselt vastab tegelik (mõõdetud) tarbimise või tootmise tase ning aktiveeritud paindlikkuse maht baasjoonele. Valideerimisprotsessis loetakse deklareeritud paindlikkuse maht:

- **Usaldusväärseks:** kui mõõdetud tarbimise/tootmise tase kinnitab võrrelduna baasjoone tasemega täielikus mahus paindlikkuse aktiveerimist. Näiteks:
  - Tarbimise/tootmise vähenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = -1, mõõdetud tarbimine/tootmine  $\leq 9$ ;
  - Tarbimise/tootmise suurenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = +1, mõõdetud tarbimine/tootmine  $\geq 11$ .
- **Osaliselt usaldusväärseks:** kui mõõdetud tarbimise/tootmise tase kinnitab osaliselt võrrelduna baasjoone tasemega paindlikkuse aktiveerimist. Näiteks:
  - Tarbimise/tootmise vähenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = -1, mõõdetud tarbimine/tootmine on vahemikus 9.001 – 9.999;
  - Tarbimise/tootmise suurenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = +1, mõõdetud tarbimine/tootmine on vahemikus 10.001–10.999.
- **Mitte usaldusväärseks:** kui mõõdetud tarbimise/tootmise tase ei kinnita paindlikkuse aktiveerimist. Näiteks:
  - Tarbimise/tootmise vähenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = -1, mõõdetud tarbimine/tootmine  $\geq 10$ ;
  - Tarbimise suurenemine: baasjoon = 10, aktiveerimine = +1, mõõdetud tarbimine/tootmine  $\leq 10$ .

Aktiveeritud paindlikkuse mahu valideerimistulemuse põhjal arvestatakse kui suures mahus tekitas paindlikkuse pakkuja oma BRP portfellis eabilanssi. TSO arveldab paindlikkuse pakkuja BRP-ga tekkinud eabilansi mahus vastavalt paindlikkuse pakkumise turuperioodi eabilansi hinnale. Vastavalt paindlikkuse pakkuja poolt deklareeritud aktiveerimismahtudele ja nende mahtude valideerimistulemusele toimub eabilansi mahu määramine järgmiselt:

- Usaldusväärseks tunnistatud aktiveerimismahu korral: Aktiveerimine loetakse täielikult tarnituks ning paindlikkuse pakkuja BRP-le eabilanssi ei teki. Näiteks kui baasjoon on 10 kWh, TSO tellitud aktiveerimine on -1 kWh, paindlikkuse pakkuja deklareeritud aktiveerimine on -1 kWh ning mõõdetud tarbimise tase on 9 kWh, on aktiveerimine täielikult realiseerunud.
- Osaliselt usaldusväärseks tunnistatud aktiveerimismahu korral: Kui aktiveerimine on osaliselt realiseeritud tekib paindlikkuse pakkuja BRP-le eabilanss realiseerimata paindlikkuse ulatuses. Näiteks kui baasjoon on 10 kWh, TSO tellitud aktiveerimine on -1 kWh, paindlikkuse pakkuja deklareeritud aktiveerimine on -1 kWh ja mõõdetud tarbimine on 9.9 kWh, siis realiseerus vaid 0.1 kWh ulatuses paindlikkust ning ülejäänud 0.9 kWh loetakse eabilansiks, mille alusel arveldab TSO bilansihinna alusel paindlikkuse pakkuja BRP-ga.
- Mitte usaldusväärseks tunnistatud aktiveerimismahu korral: Kui vastu baasjoone taset paindlikkuse aktiveerimine kinnitust ei leidnud siis tekib paindlikkuse pakkuja BRP-le eabilanss kogu tellitud paindlikkuse mahus. Näiteks kui baasjoon on 10 kWh, TSO tellitud aktiveerimine on -1 kWh, paindlikkuse pakkuja deklareeritud aktiveerimine on -1 kWh ja mõõdetud tarbimine on samuti 10 kWh, siis ei toimunud mingit tegelikku muutust võrreldes baasjoonega. Seetõttu loetakse kogu 1 kWh paindlikkuse pakkuja BRP eabilansiks, mille ulatuses arveldab TSO bilansihinna alusel.

TSO kasutab paindlikkuse pakkuja esitatud baasjoone taset paindlikkuse valideerimiseks vaid siis kui ta tunnistab paindlikkuse pakkuja baasjoone taseme hindamise protsessi usaldusväärseks. Baasjoone taseme hindamise protsessi usaldusväärse määramiseks viib TSO baasjoone taseme esitamisele järgneval kuul läbi vastava hindamise ning arvutab paindlikkuse pakkuja üldise kalendrikuu baasjoone eksimuse protsendi. See näitaja peegeldab, kui täpselt paindlikkuse pakkuja esitatud turuperioodi baasjoone tasemed vastasid tegelikule tarbimise ja tootmise tasemele. Kui baasjoone taseme hindamise

kalendrikuu eksimus jääb lubatud piiridesse ehk  $\pm 20\%$  ulatusse, loetakse baasjoone taseme hindamine usaldusväärseks ning TSO kasutab esitatud baasjoone tasemeid paindlikkuse valideerimiseks ja arvelduse aluseks. Kui määratud veapiir on ületatud rohkem kui kolmel kalendrikuul jooksva viimase 12 kalendrikuu jooksul peatab TSO paindlikkuse pakkuja osalemise kõigil turgudel kuni paindlikkuse pakkuja suudab TSO-le tõendada, et ta on suuteline kehtestatud täpsuse piirides oma portfelli kuuluvates võrgumõõtepunktides baasjoone taset hindama.

Paindlikkuse pakkuja baasjoone taseme hindamise usaldusväärsete määramine toimub TSO poolt kord kuus, võrreldes omavahel turuosalise poolt eelnevalt esitatud baasjoone tasemeid, deklareeritud aktiveerimisandmeid ja tegelikke mõõteandmeid. Kuna paindlikkuse pakkuja edastab TSO-le iga mõõtepunkti kohta kõigi turuperioodide eeldatava tarbimise ja tootmise taseme (baasjoone), ning TSO-l on samade mõõtepunktide kohta olemas tegelikud mõõteandmed kogu eelneva kalendrikuu kohta, saab TSO arvutada baasjoone täpsuse ehk üleüldise veaprotsendi.

Paindlikkuse pakkuja baasjoone määramise usaldusväärsete hindamine ehk üleüldise veaprotsendi leidmine TSO poolt toimub järgmiste sammude alusel:

1. Igale turuperioodile arvutatakse baasjoone viga protsentides, võrreldes esitatud baasjoont ja mõõdetud tegelikku tarbimist või tootmist. Arvutus toimub igas mõõtepunktis eraldi nii tarbimise kui tootmise poolel iga turuperioodi kohta. Turuperioodi baasjoone viga väljendatakse protsendina ning see arvutatakse järgnevalt:
  - 1.1. Arvutatakse iga turuperioodi tegelik baasjoone tase, mis kajastab taset, mis oleks mõõtepunktis olnud kui võetakse arvesse aktiveerimist antud mõõtepunktis. Näiteks kui paindlikkuse pakkuja on deklareerinud turuperioodis aktiveerimise suuruseks  $+5$  (suurendas tarbimist või tootmist) ning mõõdetud tarbimise või tootmise tase on  $9$ , siis arvutatakse tegelik baasjoone tase järgmiselt: Tegelik tase on  $9 - 5 = 4$ . See tähendab, et ilma paindlikkuse aktiveerimiseta oleks mõõtepunktis tarbitud või toodetud  $4$  ühikut energiat. Just seda taset loetakse tegelikuks baasjoone tasemeks. Kui selle arvutuse tulemus oleks olnud alla nulli (nt  $-1$ ), siis loetaks antud hindamise tegelik baasjoone tase  $0$ -ks, sest negatiivseid tarbimis- või tootmisväärtusi ei aktsepteerita baasjoone hindamisel.
  - 1.2. Arvutatakse iga turuperioodi kohta baasjoone absoluutviga, mis näitab, kui palju esitatud baasjoon erineb TSO poolt arvutatud tegelikust baasjoonest. Baasjoone

absoluutviga näitab mitu ühikut erineb esitatud baasjoon tegelikust baasjoone tasemest ning seda arvutatakse järgmiselt Baasjoone absoluutviga = |Esitatud baasjoone tase – Tegelik baasjoone tase|. Näide: Kui paindlikkuse pakkuja esitas baasjooneks 6 kWh, mõõdetud tarbimine oli 9 kWh ja deklareeritud aktiveerimine oli +5 kWh, siis arvutab süsteemihaldur tegeliku baasjoone taseme valemiga:  $9 - 5 = 4$  kWh. Seejärel leitakse baasjoone absoluutviga, mis on  $|6 - 4| = 2$  kWh. See väärtus näitab, kui palju esitatud baasjoon erineb eeldatavast tavapärasest tarbimistasemest selles turuperioodis.

1.3. Leitakse turuperioodi baasjoone veaprotsendi õiglaseks arvutamiseks turuperioodi koguenergiamahut. Turuperioodi veaprotsent arvutatakse jagades turuperioodi baasjoone absoluutvea sama turuperioodi koguenergiamahuga. Selleks peab iga turuperiood olema seotud realistliku energiakogusega, mille suhtes protsentuaalne viga saab proportsionaalselt ja võrreldavalt hinnatud. Seetõttu määratakse iga turuperioodile koguenergiamahuks energiahulk, mis peegeldab selle ajavahemiku mõõdetud ja/või aktiveeritud energia koondmahtu. Koguenergiamahu suurus on aluseks baasjoone veaprotsendi arvutamisel ja see määratakse vastavalt järgmistele reeglitele ja toodud järjekorras:

1.3.1. Kui mõõdetud energia ja aktiveeritud energia on mõlemad 0, siis määratakse koguenergiamahuks miinimumväärtus 1 Wh (0,001 kWh), et vältida turuperioodi veaprotsendi arvutuses nulliga jagamist;

1.3.2. Kui aktiveerimine toimus tootmise või tarbimise suurendamise kaudu, kuid mõõdetud energia on 0, määratakse koguenergiamahuks samuti miinimumväärtus 1 Wh (0,001 kWh). Kuigi turuperioodi koguenergiamahut leitakse mõõdetud ja/või aktiveeritud energia koondmahu alusel siis antud juhul kui mõõdetud energia on 0, siis loetakse 0-st suurem deklareeritud aktiveerimine automaatselt ebausaldusväärseks ning kui sellisel juhul arvestada aktiveeritud energia täismahus koguenergiamahuks, annaks see hilisemates kaalutud keskmise arvutustes turuperioodile osakaalu, mis moonutaks turuperioodi osakaalu. Turuperioodi osakaalu moonutus väljenduks asjaolus, et kui mõõdetud tase on 0 siis ei saagi olla toimunud tarbimise või tootmise tõstmist seega oleks antud juhul aktiveerimise mahu arvestamine turuperioodi koguenergiamahuna ekslik.

1.3.3. Kui aktiveerimine toimus tootmise või tarbimise suurendamise kaudu ning mõõdetud energia oli suurem kui 0, määratakse koguenergiamahuks mõõdetud

energia, kuna see kajastab turuperioodi reaalselt energiamahtu. Tootmise või tarbimise suurendamise järgne mõõdetud väärtus kajastab mõõtepunkti tava tootmise või tarbimise taset koos aktiveeritud mahuga.

1.3.4. Kui aktiveerimine toimus tootmise või tarbimise vähendamise kaudu, arvutatakse koguenergiamahuks mõõdetud energia ja aktiveerimise mahu absoluutväärtuste summa, kuna mõõdetud väärtus ei hõlma vähendatud osa ning see tuleb arvestusse lisada, et kirjeldada kogu turuperioodi energiamahtu.

1.4. Arvutatakse turuperioodi baasjoone veaprotsent, jagades turuperioodi baasjoone absoluutvea sama turuperioodi koguenergiamahuga. Selleks et vältida ebaproportsionaalselt kõrgeid protsentväärtusi, mis võivad tekkida väikeste energiamahude ja suurte absoluutvigade koosmõjul, kehtestatakse baasreeglina, et maksimaalne turuperioodile määratav baasjoone veaprotsent on 100%. See tähendab, et ka väga suur eksimus ei saa anda turuperioodi baasjoone veaprotsendiks üle 100%. Veaprotsendi ülempiir 100% on loogiline piirang, kuna see annab intuitiivselt edasi olukorda, kus turuosalise poolt esitatud baasjoone väärtus erineb täielikult tegelikust ehk tegu on täieliku eksimusega. Kõik, mis ületab 100%, ei anna sisuliselt täiendavat tähendust, kuid võib moonutada statistilist üldpilti.

2. Iga turuperioodile määratakse osakaal, mis peegeldab selle turuperioodi osakaalu suhet kogu kalendrikuu teiste sama mõõtepunkti turuperioodidega võrreldes. Osakaalu määramine turuperioodile on oluline sest hilisemal kalendrikuu turuperioodide keskmise veaprotsendi arvutamisel kasutatakse proportsionaalsuse eesmärgil turuperioodide kaalutud keskmist. See tähendab, et suurema osakaaluga turuperioodid mõjutavad keskmist veaprotsenti rohkem kui väiksema osakaaluga turuperioodid.

Turuperioodi osakaalu arvutamisel võetakse aluseks nii esitatud baasjoone tase kui ka turuperioodi koguenergiahulk mis määrati eelnevalt turuperioodi veaprotsendi arvutamiseks. See lähenemine võimaldab kasutada dünaamilist kaaluarvestust: kui mõni neist komponentidest (nt baasjoon, mõõdetud energia või aktiveerimise maht) on null, kuid teised komponendid on märkimisväärsed, jääb turuperiood siiski arvestatavaks oma osakaaluga kogu kuu kaalutud keskmise veaprotsendi hindamisel. Baasjoone, mõõdetud energia ja aktiveerimise mahu alusel turuperioodile osakaalu määramine on objektiivsem kui ainult ühe omaduse põhjal turuperioodile kaalu määramine. Nimelt võivad kõik

eelnimetatud väärtused võrduda mingil põhjusel nulliga ning sellisel juhul oleksid nullväärtusega turuperioodid kaaluta, samal ajal kui nende mõju tegelikkuses eksisteerib.

Turuperioodi osakaalu määramisel arvestatakse iga mõõtepunkti tarbimise ja tootmise poolega eraldi, et tagada hinnangute täpsus ja vältida erinevate suundade tulemuste segunemist. Nii kajastub tarbimise ja tootmise täpsus kuupõhises veaprofiilis sõltumatult.

3. Kõigi kalendrikuu turuperioodide põhjal arvutatakse kaalutud keskmine veaprotsent eraldi tarbimise ja tootmise osas igas mõõtepunktis. Kui mõõtepunkti kalendrikuu kõikide turuperioodide baasjoone veaprotsendid ja nende turuperioodide osakaalud on määratud, arvutatakse iga mõõtepunkti kohta kaalutud keskmine baasjoone veaprotsent eraldi tarbimise ja tootmise suuna jaoks. Arvutus toimub järgmise põhimõtte alusel: iga turuperioodi baasjoone veaprotsent korrutatakse selle turuperioodi osakaaluga ja tulemused liidetakse kokku kogu kalendrikuu ulatuses.
4. Leitakse mõõtepunkti tarbimise ja tootmise poolte osakaal mõõtepunkti kogu kuu koguenergiamahust. Selleks arvutatakse kalendrikuu jooksul kõigi turuperioodide koguenergiamahud kokku eraldi tarbimise ja tootmise suunal. Seejärel jagatakse kummagi poole summa kogu mõõtepunkti energiamahuga, mis on tarbimise ja tootmise koguenergiamahu summa. Nii saadakse proportsioonid, mis näitavad, kui suur osakaal mõõtepunktist kuus oli seotud tarbimisega ja kui suur osakaal tootmisega.
5. Tarbimise ja tootmise poole kaalutud veaprotsentide alusel arvutatakse mõõtepunkti üldine kuu põhine baasjoone veaprotsent, mis kajastab, kui täpselt suutis turuosaline mõõtepunktipõhiselt tavapärast energiakäitumist prognoosida. Mõõtepunkti üldine kuu põhine baasjoone veaprotsent leitakse, kui arvutatakse mõõtepunkti tarbimise ja tootmise poole kaalutud keskmiste veaprotsentide kaalutud keskmine, võttes arvesse kui suur osa kogu kuu koguenergiamahust oli tarbimise ja kui suur osa tootmise poolel.
6. Leitakse kalendrikuu iga võrgumõõtepunkti osakaal kogu paindlikkuse pakkuja portfellis, selleks, et hilisema kogu portfelli veaprotsendi arvutamisel teada kui suure kaaluga mõjutab iga mõõtepunkti veaprotsent kogu paindlikkuse pakkuja portfelli üldist baasjoone veaprotsendi hinnangut. Selleks arvutatakse iga võrgumõõtepunkti osakaal paindlikkuse pakkuja portfellis, tuginedes selle mõõtepunkti koguenergiamahule kalendrikuu jooksul. Mõõtepunkti koguenergiamahut määratakse mõõtepunkti kõigi turuperioodide tarbimise ja tootmise koguenergiamahu summana. Seejärel võrreldakse iga mõõtepunkti

koguenergiamahtu suurust teiste sama portfelli mõõtepunktide koguenergiamahtudega. Leitavad osakaalud on aluseks järgmises etapis, kus kombineeritakse kõigi mõõtepunktide baasjoone veaprotsendid, et saada turuosalise üldine usaldusväarsuse hinnang kogu portfelli kohta.

7. Arvutatakse kogu portfelli kaalutud keskmine baasjoone veaprotsent, kombineerides kõigi portfelli kuuluvate võrgumõõtepunktide veaprotsendid vastavalt nende osakaalule portfellis. See arvutatud väärtus on paindlikkuse pakkuja baasjoone esitamise üldise usaldusväarsuse näitaja ning peab jääma lubatud piiridesse milleks on  $\pm 20\%$ . Kui see tingimus ei ole täidetud kolmel kalendrikuul viimase jooksva kaheteistkümne kalendrikuu jooksul, loetakse paindlikkuse pakkuja baasjoone hindamise meetod mitteusaldusväärseks. Mitteusaldusväärseks tunnistatud baasjoone hindamise meetodiga ei saa paindlikkuse pakkuja kuni vastupidist tõendamata, et ta on võimeline süsteemihalduri nõetele vastavalt baasjoone taset esitama osaleda paindlikkuse pakkumisel kõigil turgudel, kus on eelduseks baasjoone metoodika kasutamine.

See protsess võimaldab TSO-l objektiivselt hinnata, kas turuosalise edastatud baasjoone tasemed on piisavalt täpsed ja usaldusväärsed, et neid saaks kasutada järgnevate aktiveerimiste valideerimiseks ja arveldamiseks.

## **5.2 Baasjoone metoodika 2**

Baasjoone metoodika 2 on võimsuspõhine, mis tähendab, et paindlikkuse pakkuja peab edastama TSO-le iga oma portfellis oleva mõõtepunkti kohta 10-sekundilise granulaarsusega võimsusandmed. Võimsusandmete põhjal toimub paindlikkuse aktiveerimise usaldusväarsuse kontroll, kus hinnatakse, kas ja millises ulatuses erineb paindlikkuse pakkuja võimsusandmete profiil baasjoonest. Paindlikkuse pakkuja peab iga mõõtepunkti kohta esitatud 10-sekundi võimsusandmed edastama TSO-le esimesel võimalusel pärast turuperioodi lõppu, kuid mitte hiljem kui järgmise päeva kella 10:00-ks. Järgmisel päeval esitatud andmed peavad katma kogu eelmise päeva turuperioodid. Hilinenud või mittetäielike andmete korral ei ole TSO-l võimalik paindlikkust korrektselt valideerida.

Baasjoone metoodika 2 puhul loetakse iga turuperioodi baasjoone tasemeks eelmise turuperioodi energiatase, mis arvutatakse eelneva turuperioodi paindlikkuse pakkuja poolt esitatud võimsusandmete põhjal, eeldusel, et aktiveerimist ei toimunud (vt näide 18).

**Näide 18: Turuperioodi baasjoone taseme määramine eelmise turuperioodi põhjal (kui eelmisel turuperioodil aktiveerimist ei toimunud).**

Paindlikkuse pakkuja on esitanud mõõtepunkti kohta 10-sekundilise granulaarsusega võimsusandmed. Eeldusel, et turuperioodil  $T_0$  paindlikkust ei aktiveeritud, on selle perioodi keskmiseks võimsuseks arvatud 4,0 kW.

Baasjoone meetodika 2 kohaselt määratakse järgmise turuperioodi  $T_1$  baasjoone tasemeks perioodi  $T_0$  võimsusandmete põhjal arvatud energiatase. Kuna turuperiood on 15 minutit ja keskmine võimsus turuperioodil on 4,0 kW, arvutatakse  $T_1$  baasjoone energiatase järgmiselt:

$$\text{Baasjoone tase } T_1 = 4,0 \text{ kW} \times 0,25 \text{ h} = 1,00 \text{ kWh}$$

$T_1$  baasjoone energiatase (1,00 kWh) on lähtepunkt, mille suhtes hinnatakse turuperioodi  $T_1$  tegelikku käitumist ning võimalikku paindlikkuse aktiveerimist. Kuna  $T_0$ -s ei toimunud aktiveerimist, loetakse selle perioodi energiaprofiil muutmata kujul  $T_1$  representatiivseks mõõtepunkti tavapäraseks käitumiseks.

Kui eelneval turuperioodil toimus aktiveerimine, siis korrigeeritakse baasjoont vastavalt:

- tarbimise või tootmise vähendamise korral liidetakse aktiveerimisenergia kogus baasjoone tasemele (vt näide 19);

**Näide 19: Baasjoone taseme määramine juhul kui eelneval turuperioodil toimus aktiveerimine - tarbimise vähendamine.**

Jätkates Näite 14 olukorrast: mõõtepunkti kohta esitatud 10-sekundiliste võimsusandmete alusel oli turuperioodi  $T_0$  keskmine võimsus 4,0 kW, millelt tuletati  $T_1$  baasjoone energiatase:

$$\text{Baasjoone tase } T_1 = 4,0 \text{ kW} \times 0,25 \text{ h} = 1,00 \text{ kWh}$$

Turuperioodil  $T_0$  toimus aga tarbimise vähendamine mahus 0,2 kWh, mis tähendab, et tegelik tarbimine selle perioodi jooksul oleks olnud ilma paindlikkuse aktiveerimiseta mõõdetust suurem.

Kuna baasjoone meetoodika 2 kohaselt tuleb tarbimise või tootmise vähendamise korral baasjoonele liita aktiveerimisenergia, siis korrigeeritakse  $T_1$  baasjoone taset järgmiselt:

Korrigeeritud baasjoone tase  $T_1 = 1,00 \text{ kWh} + 0,2 \text{ kWh} = 1,20 \text{ kWh}$

See tähendab, et baasjoone tasemeks turuperioodil  $T_1$  loetakse 1,20 kWh, mis esindab mõõtepunkti eeldatavat energiatarbimist olukorras, kus aktiveerimist ei oleks toimunud.

See korrigeeritud baasjoone tase on aluseks, mille suhtes hinnatakse tegelikku käitumist ja aktiveerimise ulatust turuperioodil  $T_1$ .

- tarbimise või tootmise suurendamise korral lahutatakse see baasjoonest (vt näide 20).

**Näide 20: Baasjoone taseme määramine juhul kui eelneval turuperioodil toimus aktiveerimine - tarbimise suurendamine.**

Jätkates Näite 14 olukorrast: mõõtepunkti kohta esitatud 10-sekundiliste võimsusandmete alusel oli turuperioodi  $T_0$  keskmine võimsus 4,0 kW, millelt tuletati baasjoone energiatase:

Baasjoone tase  $T_1 = 4,0 \text{ kW} \times 0,25 \text{ h} = 1,00 \text{ kWh}$

Turuperioodil  $T_0$  toimus aga tarbimise suurendamine mahus 0,3 kWh, mis tähendab, et tegelik tarbimine selle perioodi jooksul oleks olnud ilma paindlikkuse aktiveerimiseta mõõdetust väiksem.

Baasjoone meetoodika 2 kohaselt tuleb tarbimise või tootmise suurendamise korral lahutada aktiveerimisenergia baasjoonest. Seega korrigeeritakse  $T_1$  baasjoont järgmiselt:

Korrigeeritud baasjoone tase  $T_1 = 1,00 \text{ kWh} - 0,3 \text{ kWh} = 0,70 \text{ kWh}$

Sellisel juhul loetakse turuperioodi  $T_1$  baasjooneks 0,70 kWh, mis kajastab eeldatavat tarbimist olukorras, kus eelneval perioodil toimus tarbimise suurendamine. Korrigeeritud baasjoon on aluseks turuperioodi  $T_1$  käitumise hindamisel ja aktiveeritud paindlikkuse valideerimisel.

Sellise lähenemise idee seisneb selles, et baasjoon põhineb vahetult eelneva perioodi tegelikul energiatasemel.

Enne kui paindlikkuse pakkuja poolt esitatud võimsusandmeid kasutatakse baasjoone meetodikas paindlikkuse aktiveerimise usaldusväarsuse hindamiseks, tuleb võrrelda esitatud võimsusandmete vastavust tegelikele mõõteandmetele. Selleks konverteeritakse esitatud võimsusandmed 15-minuti turuperioodide kaupa energiaandmeteks ning võrreldakse saadud energiataset mõõtepunktis mõõdetud energiakogusega.

Kontrolli loogika lähtub eeldusest, et paindlikkuse pakkuja esitatud võimsusandmete põhjal saadav energiakogus ja mõõteandmetel põhinev tegelik energiakogus peaksid olema sisuliselt samad, kui mõõtepunkti andmed on järjepidevad ja korrektsed. Arvestades, et paindlikkuse pakkuja poolt esitatud võimsusandmed ja võrguettevõtja poolt mõõdetud ametlikud andmed võivad pärineda erinevatest mõõtesüsteemidest, ajastustest või seadmetest on loomulik, et nende vahel võib esineda teatud tehnilist erinevust. Selle tõttu võib esitatud võimsusandmete ja võrguettevõtja mõõteandmete lubatud erinevus olla kuni 3%. Kui see erinevus ületab lubatud piiri, loetakse võimsusandmed ebakõlblikuks baasjoone hindamisel ning aktiveerimise valideerimist ei ole võimalik korrektselt läbi viia. Seetõttu on oluline, et paindlikkust pakkuv turuosaline tagaks andmete kvaliteedi ja vastavuse kogu oma paindlikkuse portfelli ulatuses. Kui kahe allika vaheline erinevus jääb 3% piiresse, loetakse andmed piisavalt kooskõlalisteks ning sobivaks baasjoone arvutamise kasutamiseks.

Baasjoone meetodika 2 puhul hinnatakse aktiveeritud paindlikkuse usaldusväarsust samadel põhimõtetel nagu baasjoone meetodika 1 puhul, võrreldes tegelikku mõõtepunkti käitumist baasjoonega. Usaldusväarsuse hindamise loogika on kirjeldatud detailselt peatükis 5.1, lk 48. Neid samu kriteeriume kohaldatakse ka baasjoone meetodika 2 kontekstis, kus baasjoon tuletatakse võimsusandmetest.

Baasjoone meetodika 2 puhul rakendatakse päikeseenergia tootmisüksustele baasjoone määramise erisust, kuna nende väljund sõltub otseselt päikese intensiivsusest ja ilmastikuoludest. Selliste mõõtepunktide baasjoont korrigeeritakse vastavalt päikeseenergia prognoosile, et tagada realistlik ja õiglane baasjoone tase. Erisus põhineb eeldatavalt päikeseenergia tootmise prognoosimudelite andmetel, mis kasutavad sisendina päikese kiirguse ja meteoroloogilisi andmeid. Millise konkreetse prognoosi alusel korrigeerimist rakendatakse, vajab lisaurimist, mistõttu vajab see teema edasist täpsustamist.