



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOO

INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut



PAINDLIKKUSE RAKENDAMISE VÕIMALUSED JA KASUTAMINE EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS

OPTIONS FOR IMPLEMENTATION OF FLEXIBILITY IN ESTONIAN ELECTRICITY
SYSTEM

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Liis Hõrak

Üliõpilaskood: 132824AAHMM

Juhendaja: Juhan Valtin

Tallinn, 2020

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 2020

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 2020

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”2020.

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Liis Hõrak

Lõputöö liik: Magistritöö

Töö pealkiri: Paindlikkuse rakendamise võimalused ja kasutamine Eesti elektrisüsteemis

Kuupäev: 20.05.2020

75 lk (lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja(d): Juhan Valtin

Sisu kirjeldus:

Käesoleva magistritöö esimeses peatükis selgitan elektrisüsteemi paindlikkuse tähendust ja selle vajalikkust. Teises peatükis annan ülevaate Eesti elektrisüsteemist ja selle arengutest ning uurin Eesti elektrisüsteemi paindlikkuse võimalusi kui ka paindlikkuse vajadust. Kolmandas kirjeldan INTERFACE projekti ja loodavat paindlikkusteenuste turuplatvormi ning neljandas peatükis analüüsin kolme erinevat paindlikkuse kasutamise stsenaariumit. Kasutan selleks paindlikkusteenuse projektimeeskonna poolt välja töötatud platvormi mudelit ja elektrisüsteemi andmete analüüsimiseks SCADA mõõteandmeid ja võrguarvutuste tegemiseks PSS/E tarkvara

Märksõnad: paindlikkus, võimsus, elektrienergia, tarbimine, tootmine, juhtimine, taastuvenergia, juhitamatu, juhitav, agregeerimine.

ABSTRACT

Author: Liis Hõrak

Type of the work: Master Thesis

Title: Options for implementation of flexibility in Estonian electricity system

Date: 20.05.2020

*75 pages (the number of thesis pages
including appendices)*

University: Tallinn University of Technology

School: School of Engineering

Department: Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics

Supervisor(s) of the thesis: Juhan Valtin

Abstract:

In the first chapter of this Master's thesis, the author explains the meaning and necessity of power system flexibility. In the second chapter, the author provides an overview of the power system of Estonia and studies the possibilities and need for flexibility. In the third chapter, the author describes the INTERFACE project and the market platform for flexibility services that is currently being created. In the fourth chapter, the author analyses three different scenarios for the use of flexibility. For that, the author uses a platform model developed by the flexibility service project team. Data concerning the power system is analysed by means of SCADA measurement data, and network calculations are carried out using the PSS/E software.

Keywords: flexibility, power, electricity, consumption, generation, renewable energy, uncontrollable, aggregation, demand.

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Paindlikkuse rakendamise võimalused ja kasutamine
	Eesti elektrisüsteemis
Lõputöö teema inglise keeles:	Options for implementation of flexibility in Estonia electricity system
Üliõpilane:	Liis Hõrak, üliõpilaskood 132824AAHMM
Eriala:	Hajaenergeetika
Lõputöö liik:	magistritöö
Lõputöö juhendaja:	Juhan Valtin
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	31.08.2020
Lõputöö esitamise tähtaeg:	20.05.2020

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

1. Teema põhjendus

Kliimamuutuste vastu võitlemine on tänapäeval aktuaalsem kui kunagi varem. Selleks, et kasvuhoonegaaside emissioone vähendada tuleb oluliselt rohkem kasutusele võtta taastuvenergiaallikaid. Riikidele seatud taastuvenergia nõudmised ja elektrifitseerimise suurenemine tingivad vajaduse koormuse juhtimise järele. Tänu elektrienergia tarbimise ja tootmise juhtimisele on võimalik pakkumist ja nõudlust paremini tasakaalustada. Lisaks on turuosalistel ja tarbijatel võimalik saada elektrienergia tarbimise või tootmise ajalise nihutamise eest majanduslikku kasu. Selline lähenemine tekitab kuluefektiivsema elektrisüsteemi, mille abil on võimalik kasutada süsteemi juhtimiseks juba olemasolevat ressursi. Selgitan oma töös elektrisüsteemi paindlikkuse tähendust ning uurin Eestis paikneva tootmise ja tarbimise juhtimise potentsiaali ning vajadust. Kolmas energiapakett näeb ette, et tarbijatel peab olema võimalus osaleda kas otse või kaudselt elektriturgudel. Lisaks nõutakse võrguettevõtjate omavahelist

andmete koordineerimist eesmärgil, et suurendada võrgu tõhusamat haldamist. Elering AS võtab alates 2019.aastast osa Euroopa Liidu projektist INTERFACE, mis on rahastatud Euroopa Liidu teadusuuringute ja innovatsiooni programmist Horizon 2020. Projekti eesmärk on luua põhivõrgu-jaotusvõrgu-tarbija jaoks ühine IT platvorm ning demonstreerida erinevaid paindlikkuse kasutamise stsenaariumeid.

2. Töö eesmärk

Töö üldine eesmärk on kaardistada Eestis olemasolev tarbimise ja tootmise juhtimise potentsiaal ning analüüsida selle vajadust. Lisaks annan ülevaate loodavast paindlikkusteenuste turuplatvormist ning analüüsin erinevaid paindlikkuse kasutamise stsenaariumeid. Eesmärk on jõuda järeldusele, kas Eesti elektrisüsteemis on paindlikkuse ressursi, mida saaks elektrisüsteemi juhtimiseks kasutada. Lisaks on eesmärk põhjalikumalt analüüsida tarbimise või tootmise juhtimise abil lokaalsete ülekoormuste lahendamise võimalusi ning agregeeritud tarbimise kasutamist võimsusbilansi hoidmiseks.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

1. Mis on paindlikkus?
2. Tarbimise ja tootmise juhtimise potentsiaal Eestis?
3. Tarbimise juhtimise kasutuslood Eestis?
5. Kas tarbimise või tootmise juhtimise abil on võimalik lahendada lokaalseid ülekoormuste probleeme?
6. Kuidas on võimalik tarbimise või tootmise juhtimise abil võrguelementidel koormust vähendada?
7. Kes saab pakkuda ülekoormuse vähendamiseks paindlikkust?
8. Kuidas ühendada paindlikkuse ressurss ülekoormatud võrguelemendiga?

4. Lähteandmed

Eesti elektrisüsteemi andmed Elering Live dashboardilt <https://dashboard.elering.ee/>, Baltikumi reguleerimisturu andmed COBA dashboardilt <https://dashboard-baltic.electricity-balancing.eu/> ja võrguelementide reaalsed mõõteandmed SCADA tarkvarast. Euroopa süsteemihaldurite

elektrisüsteemi juhtimise andmed ENTSO-E dashboardilt <https://transparency.entsoe.eu/>. Lisaks kasutan erialast kirjandust ja internetis avalikustatud uuringuid ja artikleid.

5. Uurimismeetodid

Kirjanduse analüüs, modelleerimine, andmete analüüs Excelis jne.

6. Graafiline osa

Graafiline osa on lisatud töö põhiosasse.

7. Töö struktuur

1. Paindlikkus elektrisüsteemis
2. Ülevaade Eesti elektrisüsteemist
3. INTERFACE projekt
4. Paindlikkuse demonstreerimise stsenaariumid

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Kasutan oma töös erialaseid raamatud, teadusartiklid, aruanded, seadusandlikke akte, rahvusvahelisi artikleid ja uuringuid.

9. Lõputöö konsultandid

Võimalusel kasutan konsultandina Elering AS-i töötajaid, kellel on pikaajaline kogemus võrguarvutustega.

10. Töö etapid ja ajakava

2019-2020 - Paindlikkuse teema läbitöötamine;

2020 jaanuar-märts lähteandmete kogumine;

2020 märts teoreetilise osa kirjutamine;

2020 aprill arvutuste/mõõtmiste/modelleerimise teostamine;

2020 aprill uuringu tulemuste kirjeldamine, järelduste kirjutamine;

2020 mai kokkuvõtte koostamine, töö esimene versioon valmis, juhendajale läbilugemiseks saatmine, paranduste sisseviimine, juhendajale teiseks läbilugemiseks saatmine, töö lõplik versioon valmis.

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE.....	3
ABSTRACT	4
EESSÕNA.....	11
LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU	12
SISSEJUHATUS	13
1. PAINDLIKKUS ELEKTRISÜSTEEMIS	14
1.1 Paindlikkuse mõiste	14
1.2 Paindlikkuse ressursid elektrisüsteemis	16
1.3 Paindlikkuse vajadus elektrisüsteemis.....	20
1.4 Paindlikkuse temaatiline arendustegevus Euroopas	22
2. ÜLEVAADE EESTI ELEKTRISÜSTEEMIST	24
2.1 Elektri tarbimine Eestis	25
2.2 Elektrienergia toodang.....	27
2.2.1 Primaarenergia toodang Euroopa Liidus.....	27
2.2.2 Elektrienergia toodang Eestis.....	29
2.2.3 Tootmisvõimsus Eestis	30
2.2.4 Tuuleenergia toodang Eestis.....	33
2.3 Tarbimise juhtimise ressurss Eestis	34
2.4 Tootmise juhtimise ressurss Eestis	35
2.5 Tasakaalustamise mehhanismid	36
2.5.1 Ülevaade Baltikumi ühisest reguleerimisturust	38
2.6 Paindlikkuse vajadus Eesti elektrisüsteemis	41
3. INTERRFACE projekt	43
3.1 INTERRFACE projekti eesmärgid ja demovaldkonnad	44

3.2 Balti-Põhjamaa koostöö INTERFACE projektis: Demovaldkond 1 „Paindlikkusteenuste turuplatvorm“	45
3.3 Paindlikkusteenuste turuplatvorm	46
4. PAINDLIKKUSE DEMONSTREERIMISE STSENAARIUMID	49
4.1 Stsenaarium 1: Paindlikkuse abil ülekoormuse vähendamise demonstreerimine D-1 planeerimise etapis.....	49
4.1.1 Paindlikkuse register ja ressursi kvalifitseerimine	50
4.1.2 D-1 Võrgupiirangu toote tingimused	50
4.1.3 Põhivõrgu ja jaotusvõrgu omavaheline andmete koordineerimine	52
4.1.4 Koormuse analüüs põhivõrgu võrguelementidel.....	53
4.1.5 Võrgupiirangu toote aktiveerimine D-1 planeerimise etapis.....	56
4.1.6 Koormuse vähendamine	57
4.2 Stsenaarium 2: mFRR toote hankimine paindlikkusturu platvormilt.....	59
4.2.1 Paindlikkuse ressursi kasutamine reguleerimisturul.....	59
4.3 Stsenaarium 3 ja 4: Paindliku liituja allakoormamise ressursi hankimine paindlikkusteenuste turult	61
4.3.1 Paindlik liituja	61
4.3.2 Stsenaariumi kirjeldus	61
4.3.3 Võrguskeem	62
4.3.4 Ülekoormuse tuvastamine	62
4.3.5 Võrgupiirangu toote aktiveerimine.....	63
KOKKUVÕTE	65
SUMMARY	68
KASUTATUD KIRJANDUS	71
LISAD	75
Lisa 1 Paindlikkuse mõisted inglise keeles.....	75

EESSÕNA

Paindlikkuse temaatika ehk elektrienergia tarbimise või tootmise ajaline nihutamine elektrisüsteemi tasakaalustamiseks on muutumas aina olulisemaks ka Eesti jaoks kuna vanad konventsionaalsed elektrijaamad lõpetavad oma töö ning aina enam lisandub süsteemi juurde hajutatud ja muutlikku taastuenergiat. Jaanuaris 2019 alustasin tööd Elering AS-is ning osalesin paindlikkusteenuste turuplatvormi projektimeeskonna töös. Töötasin läbi väga palju elektrisüsteemi paindlikkusega seotud materjale ja kasutuslugusid ning uurisin enda initsiatiivil juba pilootprojektina toimivaid paindlikkuse lahendusi mujal Euroopas. Lõputöö teema valimine ei olnud mulle keeruline kuna soovisin saada põhjalikumad ülevaadet Eesti elektrisüsteemis paiknevast paindlikkusest ning analüüsida selle kasutamise võimalikke stsenaariumid. Suure tänu soovin avaldada Elering AS kolleegidele kui ka paindlikkusteenuste turuplatvormi liikmetele. Olen kirjutanud käesoleva töö enda initsiatiivil ning esitan oma isiklike arvamusi ja seisukohti (*välja arvatud viidatud materjal*). Ei saa mainimata jätta, et käesolev töö on kirjutatud koroona viiruse levikust põhjustatud eriolukorra ajal kodus Murastes.

LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU

<i>Agregaator</i>	Juriidiline isik, kes korraldab süsteemihaldurile reguleerimisreservi pakkumise tegemist tarbimise või tootmisvõimsuste koondamise teel
<i>BRP</i>	Bilansihaldur (<i>inglise keeles Balance Responsible Party</i>)
<i>CMOL</i>	Reguleerimispakkumiste nimekiri, mis on järjestatud hinna alusel ja mida kasutatakse reguleerimispakkumiste aktiveerimiseks (<i>inglise keeles Common Merit Order List</i>).
<i>DER</i>	Hajutatud tootmine (<i>inglise keeles Distributed energy resource</i>)
<i>DSO</i>	Jaotusvõrguettevõtte (<i>inglise keeles Distribution system operator</i>)
<i>D-1</i>	Päev ette planeerimise ajahorisont
<i>FSP</i>	Paindlikkuse pakkuja (<i>inglise keeles Flexibility Service Provider</i>)
<i>IEGSA</i>	Interoperable pan-European Grid Services Architecture
<i>IoT</i>	Internetiga ühendatud seadmete omavahel ühendamine (<i>Internet of Things</i>)
<i>ISGAN</i>	Smart Grid Action Network
<i>mFRR</i>	Käsitsi aktiveeritav sageduse taastamise reserv (<i>inglise keeles Manual Frequency Restoration Reserve</i>)
<i>N-1</i>	Varustuskindluse kriteeriumi infrastruktuuri norm, mis näitab, kui jätkusuutlik on elektrisüsteem selle süsteemi kõige suurema läbilaskevõimega elemendi tööst väljas olekul
<i>PTDF</i>	Näitab elementide vahelist voolu liikumist (<i>Power Transfer Distribution Factor</i>).
<i>Plokiachel</i>	Hajusandmebaas, mille andmete uuendamine toimub läbi matemaatilise algoritmi
<i>REKK 2030</i>	Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030
<i>SCADA</i>	Arvutisüsteemide ja sidevõrkude abil elektrisüsteemi protsesside jälgimise ja juhtimise tarkvara (<i>inglise keeles Supervisory Control and Data Acquisition</i>).
<i>TSO</i>	Ülekandevõrguettevõtte (<i>Transmission System Operator</i>)

SISSEJUHATUS

Euroopa Liidu pikaajaline kliima ja energiastrateegia näeb ette, et 2050.aastaks on Euroopa Liit kliimaneutraalne [1], mis tähendab majandust ilma kasvuhoonegaasideta (*kasvuhoonegaase võib õhku paisata ainult nii palju, kui seda suudetakse ära siduda*). Antud eesmärk on Euroopa rohelepe „Green Deal“ [2] keskmes ning kooskõlas Pariisi kliimakokkuleppega, et hoida globaalse temperatuuri tõusu selle sajandi lõpuks alla 2°C ja püüda seda hoida alla 1,5°C võrreldes tööstusrevolutsiooni aegse ajaga. [3] Pikaajaliste eesmärkide elluviimiseks võeti 2019.aastal vastu Puhas Energiapakett [4], mis koosneb kaheksast seadusandlikust aktist, mis kujundavad hoonete energiatõhusust, taastuvat energiat, energiatõhusust, juhtimisregulatsioone ja elektrituru kujundamist. Viimase ehk elektrituru kujundamise paketi eesmärk on Euroopa Liidu elektrituru kujundamine paindlikumaks, turukeskemaks ning taastuvenergiale vastuvõtlikumaks. Täpsemalt võeti vastu Euroopa Parlamendi ja nõukogu direktiivis 2019/944, [5] mis käsitleb elektrienergia siseturu ühtseid norme, kus on tugevalt välja toodud tarbijate mõjuvõimu suurendamine ja neile vahendite andmine selleks, et osaleda senisest enam energiaturul. Käesoleva töö eesmärk on analüüsida paindlikkuse vajadust elektrisüsteemi tarbimise ja tootmise tasakaalustamiseks. Annan ülevaate Eesti elektrisüsteemis toimuvatest muutustest, mis tulenevad hajaenergeetika arengutega ja suurel hulgal muutliku taastuvenergia lisandumisega. Analüüsin Eesti elektrisüsteemis olemasolevast paindlikkuse potentsiaali ning selle vajadust. Üks võimalus paindlikkuse kasutamiseks on juba olemasoleva ressursi efektiivsem kasutamine nagu näiteks tarbimise juhtimise potentsiaali avamine. Euroopa Kontrollkoja andmetel moodustas 2015.aastal energia tootmine ja tarbimine 29% kasvuhoonegaaside heitmest. [6] Pikaajalised kliimaneutraalsuse eesmärgid on ambitsioonikad ning nõuavad paratamatult tehnoloogia arendamist koostöös elektrivõrkude ja süsteemi arendamisega. Pole teada, et mis meid ootab ees 2050.aastal kuid kliimaneutraalsuse saavutamiseks peab Eesti riik selles suunas samme võtma juba praegu.

Käesoleva töö esimeses peatükis selgitan elektrisüsteemi paindlikkuse tähendust ja selle vajalikkust. Teises peatükis annan ülevaate Eesti elektrisüsteemist ja selle arengutest ning uurin Eesti elektrisüsteemi paindlikkuse võimalusi kui ka paindlikkuse vajadust. Kolmandas kirjeldan INTERFACE projekti ja loodavat paindlikkusteenuste turuplatvormi ning neljandas peatükis teostan kolm erinevat paindlikkuse kasutamise stsenaariumit. Kasutan selleks paindlikkusteenuse projektimeeskonna poolt välja töötatud platvormi mudelit ja elektrisüsteemi andmete analüüsimiseks SCADA mõõteandmeid ja võrguarvutuste tegemiseks PSS/E tarkvara.

1. PAINDLIKKUS ELEKTRISÜSTEEMIS

Ajalooliselt on elektrisüsteemis juhitavate elektrijaamade abil tasakaalustatud avariidest või tarbimise prognoosidest tekkinud vigu. Euroopa Liidu poolt seatud kliimaeesmärkide täitmine toob võrku juurde palju muutlikku ja hajutatud tootmist, mis teeb elektrisüsteemi tasakaalus hoidmise ja prognooside teostamise aina keerulisemaks. Seetõttu on oluline kaardistada elektrisüsteemis olemasolev paindlikkuse ressurss ja paindlikkuse vajadus. Elektrisüsteem ja elektrivõrk peavad valmis olema vastu võtma hajutatud ja muutlikku taastuenergia toodangut, mis nõuab elektrisüsteemi ja elektrivõrkude investeringuid kui ka targavõrgu arendamist.

1.1 Paindlikkuse mõiste

Paindlikkuse mõiste elektrisüsteemis on väga lai, eelkõige on see seotud elektrisüsteemi võimekusega tulla toime muutustega. Tänapäeva elektrisüsteemi mõjutavad eelkõige dekarboniseerimine ehk fosiilkütuste asendamine taastuenergiaga (*tuule- ja päikeseenergia*), detsentraliseerimine ehk hajutatud tootmise suurenemine, turusektorite laienemine ja sidumine, digitaliseerimise ja elektrifitseerimise kasv. Nende trendide kasv suurendab elektri tootmise volatiilsust ja ebamäärasust ning mõjutab oluliselt elektrisüsteemi juhtimist ja planeerimist.

Paindlikkuse mõiste võeti kasutusele juba 25 aastat tagasi. International Smart Grid Action Network (*ISGAN*) tutvustas 06.11.2019 seminaril huvitavat nimekirja paindlikkuse mõiste definitsioonidest. [7] Definitsioonid tõlgitud eesti keelde ning inglise keelsed asuvad Lisas 1.

“Võimekus kohandada elektrisüsteemi muutuseid kiiresti ja mõistliku hinnaga kõikidele plaanilistele või mitteplaanilistele muudatustele kavandamise ajal kehtinud tingimustes” 1995, CIGRE working group

“Ulatus, mil määra saab elektrisüsteem muuta elektri tootmist või tarbimist vastavalt planeeritud või mitteplaneeritud muutusele. Teisisõnu väljendab see elektrisüsteemi võimet säilitada usaldusväärse varustatuse kiireloomulise tasakaalustamatuse kujunemisel, olenemata põhjustest.” 2011, International Energy Agency – IE

“Võime kohaneda dünaamiliste ja muutuvate tingimustega, näiteks tootmise ja tarbimise tasakaalustamine tunnis või minutis või uute tootmise- või ülekandeüksuste kasutuselevõtuga pikema perioodi jooksul.” 2016, Electric Power Research Institute – EPR

“Plaanipärase tootmise ja/või tarbimise muutumine vastavalt välisele signaalile (hinnasignaali või aktiveerimine), et teenust osutada energiasüsteemis”. 2014, EURELECTRIC

“Elektrisüsteemi võime reageerida muutustele mis võivad igal ajal mõjutada tootmise ja tarbimise tasakaalu”. 2018, Council of European Energy Regulators – CEER

“Elektrisüsteemi kõik olulised omadused, mis hõlbustavad muutliku ja ebakindla tootmise ja tarbimise usaldusväärset ja kulutõhusat juhtimist.” 2018, International Energy Agency – IEA

“Elektrisüsteemi võime tulla toime muutlikkuse ja juhitamatusena mida muutliku taastuvenergia tootmine süsteemi erinevatel ajahetkedel toob, alates lühiajalisest kuni pikaajaliseni, vältides muutliku taastuvenergia piiramist ja tootes kogu vajamineva energia tarbijani”. 2018, International Renewable Energy Agency – IRENA

Eeltoodud paindlikkuse definitsioonidest tuleb välja, et eelkõige mõeldakse paindlikkuse all elektrisüsteemi võimet hoida tootmist ja tarbimist tasakaalus vastavalt elektrisüsteemi vajadusele. ISGAN andmetel on elektrisüsteemis vaja paindlikkust nii operatiivselt kui ka planeerimisel. Operatiivselt stabiilsuse tagamisel ja sageduse hoidmisel ja planeerimisel piisavuse ning investeringute analüüsimisel. [7]

Euroopa põhivõrguettevõtete ühendus (*European Network of Transmission System Operators - ENTSO-E*) omab võtmerolli üleeuroopalise võrgu arendamisel ja Euroopa pikaajaliste kliimaeesmärkide täitmisel. Kolmanda energiapaketi alusel koostas ENTSO-E teadus- ja arendustegevuste kava aastateks 2017 - 2026, [8] mille klaster C3 keskendub elektrisüsteemis olemasoleva paindlikkuse kasutamisele ja uute paindlikkuse lahenduste loomisele. Põhilisteks väljakutseteks paindliku elektrisüsteemi arendamise puhul toodi välja neli olulist valdkonda:

Energia salvestamise tehnoloogiad ja selle integreerimine elektrisüsteemis.

Energia salvestamise tehnoloogiad ja nende integreerimine on muutunud targa võrgu arendamisel võtmeelemendiks. Elektrisüsteemi olemasolevat mudelit mõjutab oluliselt muutuva taastuvenergia osakaalu suurenemine kuna elektrienergia tootmist ja tarbimist on keerulisem tasakaalustada. Lisaks paiknevad taastuvenergia tootmisüksused hajutatult ning neil puuduvad täiendavad reservid elektrisüsteemi tasakaalustamiseks. Arendustegevuse eesmärk on välja töötada elektrisüsteemi planeerimise ja juhtimise jaoks salvestuse skeeme, mis on vajalikud elektrisüsteemi tasakaalustamiseks ja varustuskindluse tagamiseks. Lisaks uuritakse majanduslikke, regulatiivseid, turupõhiseid ja keskkonna alaseid aspekte, mis on seotud salvestustehnoloogiate kasutuselevõtuga elektrisüsteemis.

Tarbimise juhtimine ja selleks vajalikud tööriistad:

Tarbimise juhtimise abil on võimalik tasandada tipukoormust ja suurendada energiasäästu. Eeldab laiaulatuslikku tarbijate osalemist, et omada mõju elektrisüsteemi planeerimisel ja juhtimisel. Arendustegevuse eesmärk on välja töötada ja integreerida tarbimise juhtimise mehhanismid süsteemiteenuste pakkumiseks. Lisaks elektrisüsteemile paindlikkuse lisamine elektrisüsteemi efektiivsuse suurendamiseks ja tarbijate osalemise võimaldamine energiaturgudel.

Täpsem taastuvenergia prognoosimine ja optimaalsed võimsused:

Taastuvenergia allikaid nagu näiteks päike ja tuul omavad ilmastikust sõltuvat tootmisgraafikut. Muutliku taastuvenergia integreerimine elektrisüsteemi nõuab võimsusreservide suurenemist, et säilitada süsteemi tasakaal ja vältida tuule- ja päikeseenergia piiramist. Taastuvenergia tootmise täpne prognoosimine on süsteemi tasakaalustamise võtmelemente. Arendustegevuse eesmärk on välja selgitada parim meetod erinevate kontseptsioonide juurutamiseks ja demonstreerimiseks, et taastuvenergiat saaks edukalt võrku integreerida ja ennustada.

Paindlik elektrivõrgu kasutamine:

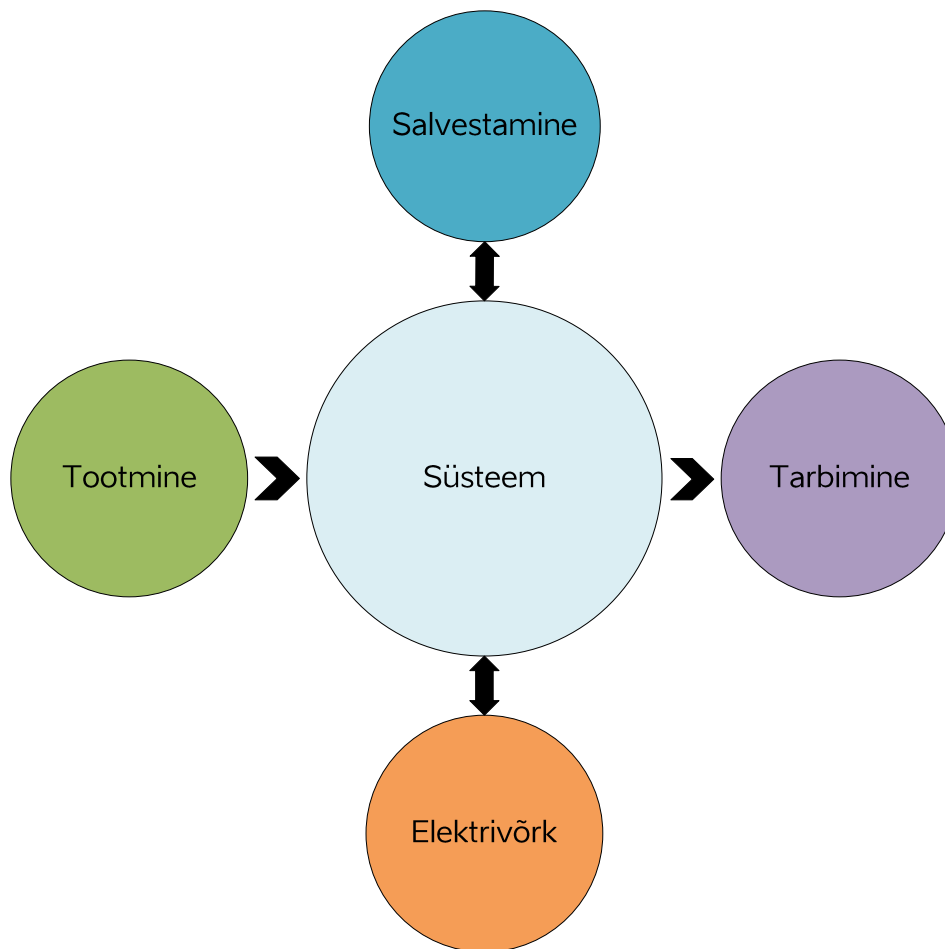
Üleeuroopalise elektrivõrgu keerukus nõuab ülekandevõimsuste ja süsteemi toimimise arendamist, et tagada paindlikkus ja säilitada süsteemi töökindlus suureneva volatiilsuse korral. Arendustegevuse eesmärk elektrivõrkude ja loodavate informatsiooni tehnoloogiate paindlikkuse suurendamine, et riikide vahelised võrguühendused suudaksid võimsust jagada nii avarii- kui ka tavaolukorras.

Mitteelektriliste energiavõrkude mõju:

Elektri tarbimise juhtimise vaatenurgast täidavad transpordi-, kütte- ja jahutussektorite elektrifitseerimine tarbimise juhtimise valdkonna arendamisel olulist eesmärki. Tootmise juhtimise vaatenurgast oleks efektiivne elektri tootmine kombineerida gaasi tarnimisega. Arendustegevuse eesmärk on edendada meetmeid, mis soodustavad üleminekut Euroopa energiasüsteemi uuele mudelile (*soojus, transport, gaas, elekter*). [8]

1.2 Paindlikkuse ressursid elektrisüsteemis

Ecofys poolt 2014.aastal teostatud raporti kohaselt saavad paindlikkust pakkuda viis põhilist elektrisüsteemi osa: süsteem, tootmine, tarbimine, salvestamine ja elektrivõrk. [9] Tegemist ei ole ainult Ecofys arvamusel, vaid samad paindlikkuse ressursid on toodud ka teistes paindlikkuse teemalistest väljaannetes.



Joonis 1.1. Paindlikkuse kategooriad elektrisüsteemis [9]

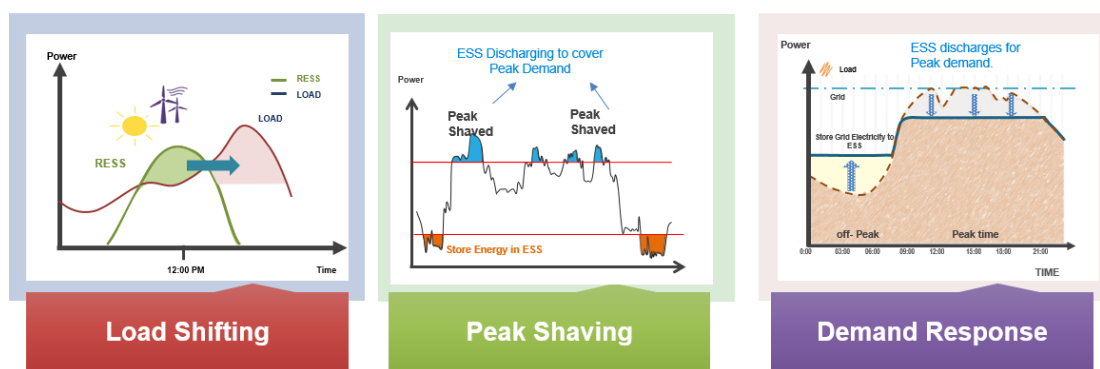
Joonis 1.1 illustreerib, et paindlikkust saavad elektrisüsteemile pakkuda kõik sellega ühendatud osad. Kuigi see on limiteeritud vastavalt poliitilistele otsustele, turureeglitele, regulatsioonidele kui ka tehnilistele piirangutele. Alljärgnevalt esitan lühikokkuvõtte Ecofys raportis toodud elektrisüsteemi osadest, millel on võime paindlikkust pakkuda.

1. Tootmine: Siiani on elektrijaamad olnud põhilised paindlikkuse pakkujad elektrisüsteemis. See hõlmab konventsionaalsetel kütustel (*kivisüsi, gaas, biogaas, koostootmisjaamad, tuumaenergia*) töötavad elektrijaamad kui ka muutliku taastuenergia tootmisüksuseid (*päike ja tuul*). Fossiilsetel kütustel töötavate jaamade käivitamiseks kulub ligikaudu 2-10 h ja osalisel koormusel töötamine muudab need jaamad ebaefektiivseks ning kõrge CO₂ koguse emiteerijateks. Tuumaelektrijaamu kasutatakse põhiliselt baaskoormuse katmiseks ning need ei ole paindlikud. Kuigi kirjanduse kohaselt saavad tuumaelektrijaamad oma installeeritud võimsust 20% võrra alandada, ei ole see neile madalate muutuvkulude tõttu kasulik. Tuule- ja päikeseparkidel on tehniline võimekus vastata kiiretele reguleerimise

signaalidele kuid hetkel on nende paindlikkuse potentsiaal lukustatud subsiidiumite tõttu, mis on majanduslikult kasulikum kui paindlikkuse pakkumine.

2. Tarbimine: Paindlikkuse võimalused tarbimise juhtimise osas on suured. Tarbimist saab juhtida näiteks tööstuses, teeninduses ja kodumajapidamistes. Tööstusharude paindlikkus sõltub selle spetsiifikast ja paindlikkust saavad pakkuda tööstused kus on ajaliselt võimalik elektri tarbimist nihutada (*tsemendi- ja paberivabrikutes, elektri boilerid ja –ahjud*). Vastav tehnoloogia on juba kasutusel ja isegi Eestis osaleb agregeeritud tööstuslik võimsus reguleerimisturul. Tarbimise juhtimine potentsiaal teeninduses ja kodumajapidamistest on suur, kuid see nõuab suuri investeeringuid IT infrastruktuurides. Elektrisõidukid kasutavad oma akudesse salvestatud elektrit ning saavad elektrisüsteemile pakkuda tarbimise juhtimist (*laadimise aja nihutamise*) kui ka akusse salvestatud elektrit elektrisüsteemi tagastamiseks. Elektrisõidukite laadimispunktidel on potentsiaalne võimalus pakkuda võimsust reguleerimisturule, kui ka lahendada asukohapõhised probleemid elektrivõrgus.
3. Salvestamine: Energia salvestamist võib süsteemis vaadelda nii tootmise kui ka tarbimisena, võimaldades muutliku taastuenergia toodangu tippude ja languste tasandamise. Pumphüdroelektrijaamad on kõige levinum energiasalvestuse tehnoloogia. Elektrienergia abil pumbatakse vesi alumisest reservuaarist ülemisse reservuaari ja lastakse sellel läbi turbiinide tagasi voolata, et toota elektrit. Pumphüdroelektrijaamad on ideaalne kasutada tippude tasandamiseks kuna tootmist saab ajaliselt nihutada. Mainitakse veel salvestustehnoloogiate all suruõhku, hooratust ja akusid. Akud on peamiselt väikese mahulised ning kasutatakse pigem mõõduka taastuenergia osakaalu korral.
4. Elektrivõrk: Elektrisüsteemi ülekande- ja jaotusvõrgud on paindlikkuse ressurside peamised võimaldajad. Võrgu tugevdamine ja võrgupiirangute vähendamine muudab selle muutlikule taastuenergiale vastuvõtlikumaks erinevates geograafilistes piirkondades. Peamiseks võimaluseks on vahelduvvoolu (*high voltage alternating current - HVAC*) või alalisvoolu (*high-voltage direct current - HVDC*) ülekandevõimsuste suurendamine või juhtimisseadmete lisamine.
5. Süsteem: Elektrisüsteemi tööpõhimõtete täiustamine võib olla väga vajalik muutliku taastuenergia paremaks integreerimiseks ja süsteemi paindlikkusressurside kasutamiseks. Peamiseks võimaluseks on turureeglite kohandamine (*näiteks muutes turuvärava sulgemise reaalaja lähedale*) ja turutsoonide laiendamine. [9]

Juhitavad elektrijaamad nagu näiteks põlevkivil töötavad elektrijaamad on praegu peamised paindlikkuse pakkujad elektrisüsteemile ning paindlikkuse tähtsus suureneb oluliselt muutliku taastuvenergia tootmisvõimsuste lisandumisel. Muutlikud taastuvenergia tootmisüksused saavad samuti pakkuda elektrisüsteemile paindlikkust kuid nende ilmastikust sõltuv tootmisgraafik vajab omakorda paindlikut ressursi selle tasakaalustamiseks. Tarbimise juhtimine ja salvestamine on olulised vahendid elektrisüsteemi paindlikkuse suurendamisel kuna nende abil on võimalik paremini taastuvenergiat süsteemis kohandada. Tarbimise juhtimise abil on võimalik ajaliselt nihutada elektrienergia tarbimist ning salvestamise tehnoloogiate abil on võimalik ajaliselt nihutada elektrienergia tootmist. [10] Eestis salvestustehnoloogiad puuduvad kuid tehnoloogia arenedes on need hakanud mujal riikides aina enam levima. Näiteks paigaldatakse Prantsusmaal 2020 aastal 25 MW võimsusega aku põhine energiasalvestuse lahendus, mida hakatakse kasutama kiirete sagedusreservide pakkumiseks, et tasakaalustada muutlikku taastuvenergia toodangut. Investeeringu maksumuseks kujunes ligi 15 miljonit €, mis teeb erikuluks ca 600 000 €/MW. [11] Võrdluseks toon Stockholmi Keskkonnainstituudi Tallinna Keskuse koostatud analüüsis [12] toodud erikulud elektrienergia tootmisüksuste kohta: päikeseenergia parkide investeeringute erikulu 700 000 €/MW, meretuuleparkide rajamise erikulu 3 064 615 €/MW, maismaatuuleparkide erikulu 1 449 651 €/MW, hüdropumpjaamade erikulu 900 000 €/MW.



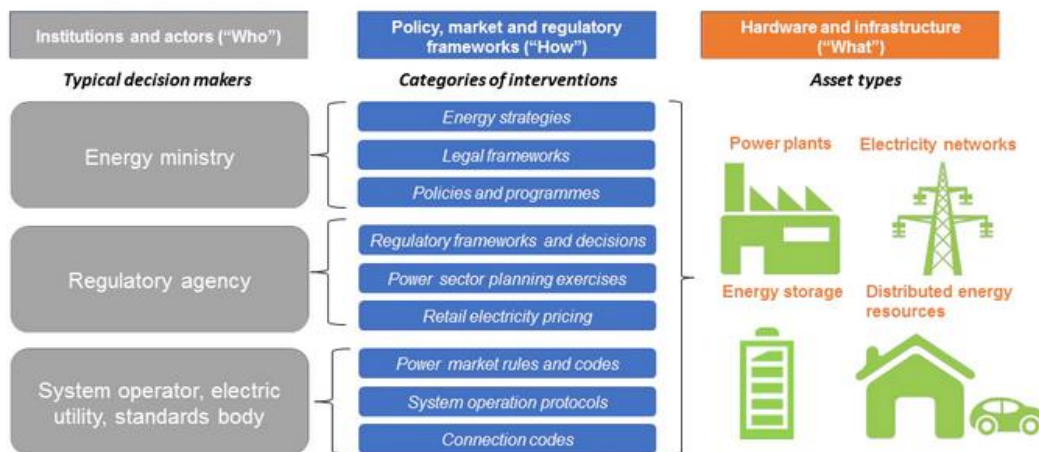
Joonis 1.2 Näide Delta salvestustehnoloogia funktsioonidest elektrivõrgus [13]

Jooniselt 1.2 nähtub, et energia salvestamise abil on võimalik ajaliselt nihutada koormust, salvestada tiputootmine ja katta tiputarbimine.

Lisaks pakub märkimisväärset paindlikkuse potentsiaali tarbimise juhtimine, mida Eestis on edukalt piloteeritud võimsusbilansi hoidmiseks. ENTSO-E hinnangul on tarbimise juhtimine Euroopa

elektrisüsteemi üks peamisi vahendeid ambitsioonika energiapoliitika eesmärkide saavutamiseks. [14]

Poliitiliste-, turu- ja regulatiivsete instrumentide jaoks on mitmesuguseid võimalusi, mis suurendavad süsteemi paindlikkust. International Energy Agency (IEA) on koostanud joonise 1.3, kus on välja toodud erinevad tasandid meetmetest, mis mõjutavad paindlikkuse kättesaadavust süsteemis.

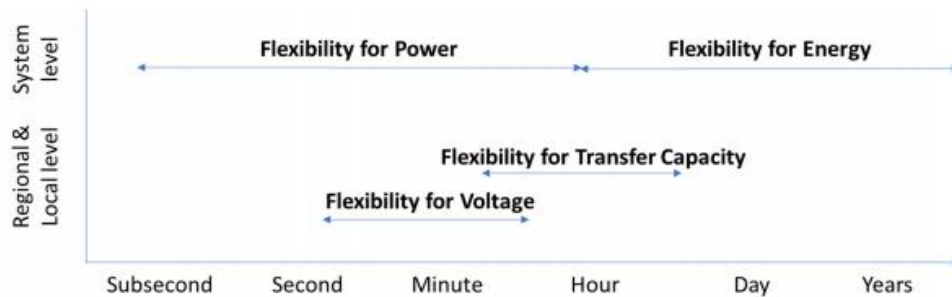


Joonis 1.3. Paindlikkuse instrumendid [15]

Jooniselt on näha, et paindlikkuse kättesaadavust enim mõjutavad institutsioonid on ministeerium, regulaator ja süsteemioperaator, kes kujundavad paindlikkusega seotud poliitika, turutingimused ja regulatsiooni. Käesoleval hetkel on ENTSO-E juhtimisel välja töötamisel tarbimise juhtimise meetmed koostöös süsteemioperaatorite ja regulaatoritega.

1.3 Paindlikkuse vajadus elektrisüsteemis

ISGAN tõi välja neli erinevat paindlikkuse vajadust elektrisüsteemis nii operatiivsel kui ka planeerimise tasandil koos vajaliku aktiveerimise ajaga (joonis 1.4).



Joonis 1.4. Paindlikkuse vajadus ajalises vaates [7]

1. Paindlikkuse vajadus võimsuseks – lühiajalises vaates tootmise ja tarbimise tasakaalustamiseks, sageduse stabiliseerimiseks. Vajadus tekib kuna süsteemis on rohkem ebastabiilset tootmisvõimsust. Aktiveerimine sekundist kuni tunnini.
2. Paindlikkuse vajadus elektrienergiaks – keskmises kuni pikaajalises vaates tootmise ja tarbimise tasakaalustamiseks. Konventsionaalse võimsuse vähenemine ja muutliku taastuvenergia tootmise suurendamine muudab energiavarustuse ebakindlamaks. Aktiveerimine tunnist kuni aastateni.
3. Paindlikkuse vajadus ülekandeks – lühiajalises kuni keskmises vaates võime võimsust üle kanda tootmise ja tarbimise vahel, seal kus pudelikaelad võivad põhjustada piiranguid. Peamine põhjus selleks on suurenenud tootmise ja tarbimise tipuvõimsused. Aktiveerimine minut kuni tunnid.
4. Paindlikkuse vajadus pinge hoidmiseks – lühiajaline võime hoida ühenduse pinget etteantud tasemel. Pinge probleemid tekivad enamasti hajutatud tootmise erisuunalistest voogudest trafodes. Aktiveerimine sekunditest kuni kümne minutini. [7]

Paindlikkuse vajadus elektrisüsteemis on eelkõige kogu süsteemi ulatuses tagada tootmise ja tarbimise tasakaal kui ka asukohapõhiselt tasakaalustada muutliku taastuvenergia toodangust põhjustatud probleemid pingete ja elementide koormustega. Oluline on välja selgitada paindlikkuse vajadus elektrisüsteemis ning seejärel valida kõige sobivam paindlikkuse lahendus ja ressurss, mis saab paindlikkust pakkuda. Lisaks tuleb paindlikkuse ressursi valimisel võtta arvesse olemasolevat regulatsiooni ja elektrisüsteemi eripära. Lisaks tuleb arvestada kliimaatilisi- kui ka

keskkonnatingimusi, olemasolevat tootmisvõimsust, salvestuse võimekust kui ka ülepiirilisi ühendusi teiste süsteemidega.

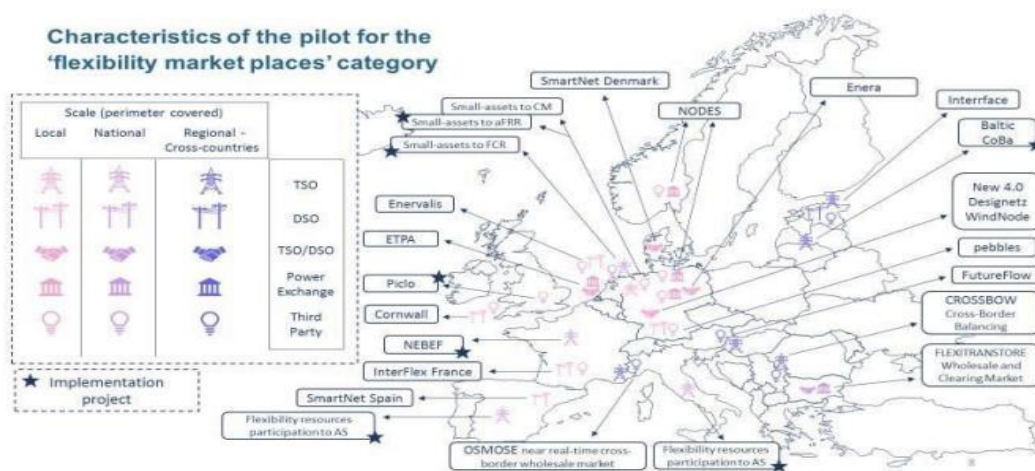
1.4 Paindlikkuse temaatiline arendustegevus Euroopas

Uute tehnoloogiate areng muudab energiasüsteemi toimimist. Taastuvenergia toodangu kasv ja elektrifitseerimise pidev arendamine nagu näiteks transpordi elektrifitseerimine, elektrisõidukite laadimise võrgustiku loomine, elektriliste seadmete kasutamine, tööstuse automatiseerimine muudavad elektrisüsteemi detsentraliseeritumaks ja interaktiivsemaks. Elektrivõrgud peavad muutuma nutikamaks kogu Euroopas, kuna arendatakse ühist üle Euroopalist võrgumudelit, mis eeldab kõikide võrkude ja süsteemide sarnaseid tööpõhimõtteid. Elektrisüsteem peab suutma vastu võtma erinevaid muutlike taastuvenergia allikaid ning tagama elektrienergia tarbimise ja tootmise tasakaalu. See nõuab kõrgetasemelist digitaliseerimist ning automatiseeritud andmevahetust.

Euroopas on käimas mitmed arendusprojektid, mis töötavad välja erinevaid prototüüpe ja pilootlahendusi elektrisüsteemis oleva paindlikkuse arendamiseks kui ka juba olemasoleva ressursi paremaks kasutamiseks. Mitmed põhivõrguetteõtjad, jaotusvõrguettevõtjad, teadusasutused ja turuosalised on hakanud välja töötama platvorme paindlikkusteenuste hankimiseks ja nendega kauplemiseks. Nende projektide hulgas on ka INTERRFACE, millest kirjutan käesoleva töö kolmandas peatükis ning neljandas peatükis esitan paindlikkuse kasutamise stsenaariumite võimalikud lahendused. Puhta Energia Paketis on toodud alljärgnev joonis, mis kaardistab Euroopa peamised

paindlikkuse

pilootprojektid.

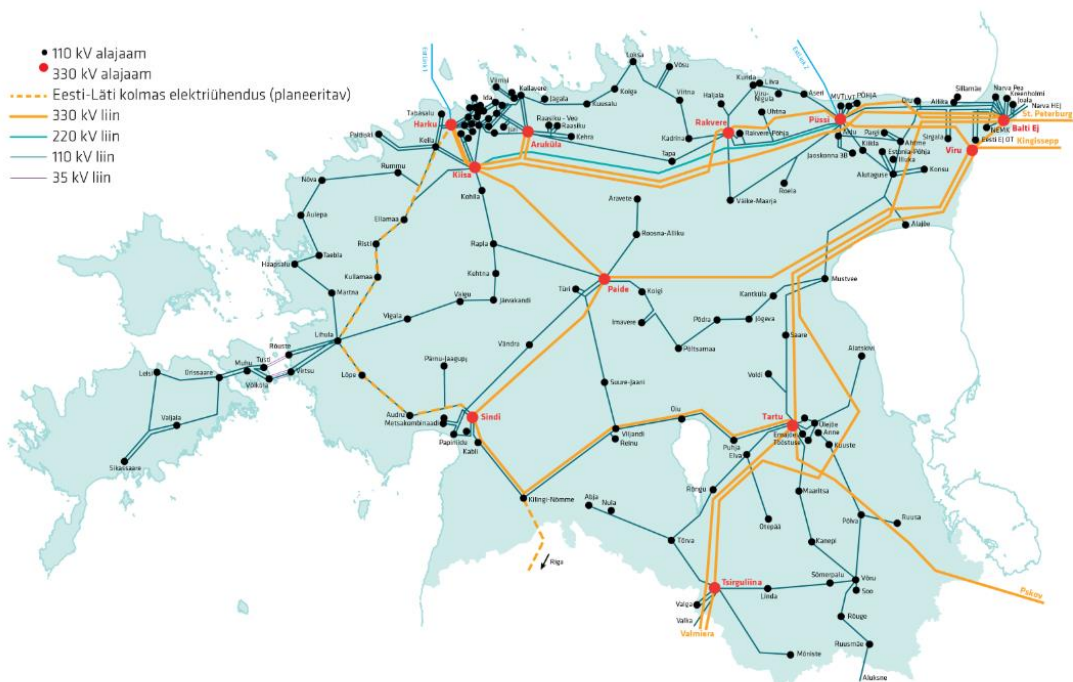


Joonis 1.5. Euroopa paindlikkuse pilootprojektid [16]

Euroopa Komisjon toetab ja edendab paindlikkusteenuste turgude arendamist teadusuuringute ja innovatsiooni projektide kaudu, mida rahastab Horizon2020 programm. Eesmärk on Euroopa Liidus saavutada kliimaneutraalsus aastaks 2050 kahjustamata Euroopa Liidu konkurentsivõimet ning see eeldab elektrivõrkude kõrgetasemelist arendamist. Horizon 2020 rahastab ligi 5,9 miljardi euroga energeetikauuringuid ja innovatsiooniprojekte, mille eesmärk on puhtad energiatehnoloogiad, näiteks targad energiavõrgud, energia salvestamine ja tõusu-mööna tehnoloogia. INTERRFACE projekti rahastus oli kokku 20,9 miljonit eurot ning sinna projekti kuulub koos Elering AS-ga 42 liiget.

2. ÜLEVAADE EESTI ELEKTRISÜSTEEMIST

Eesti põhivõrk koosneb ligikaudu 550 km elektriliinidest ja 150 alajaamast. [17] Eesti elektrivõrk on ühendatud kahe 330 kV vahelduvvooluühenduse kaudu Lätiga koguvõimsusega 1000 MW (*2020.aastal valmib kolmas 330 kV vahelduvvooluühendus Lätiga*) ning kuni 2025.aastani kolme vahelduvvooluühendusega Venemaaga. Lisaks on Eesti elektrivõrk ühendatud Soome elektrivõrguga kahe alalisvoolukaabli abil, mille koguvõimsusega 1000 MW (*Estlink1 350 MW ja Estlink2 650 MW*).



Joonis 2.1. Eesti põhivõrgu kaart [17]

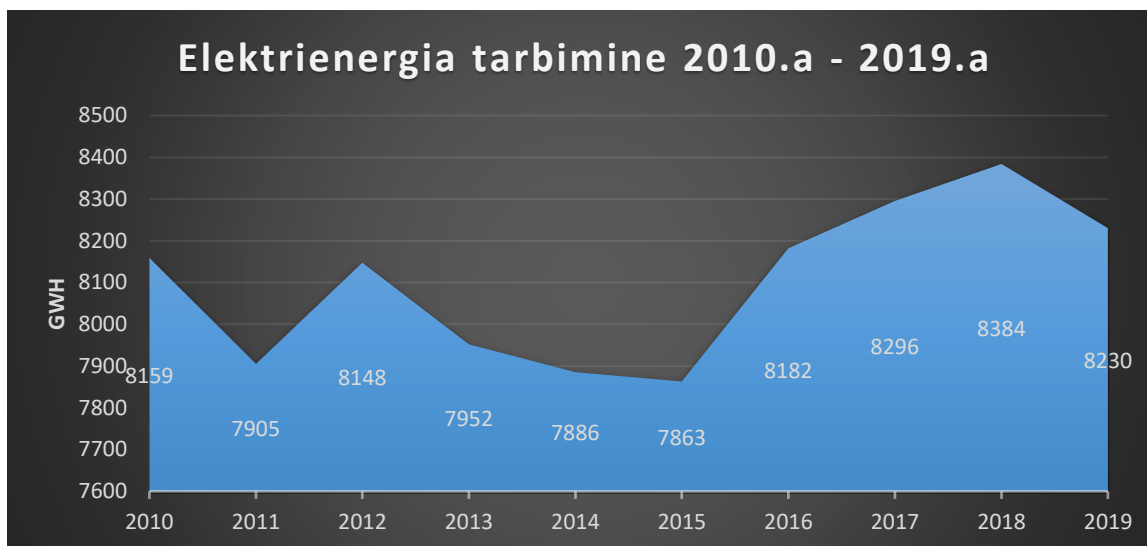
2025.aastal desünkroniseeritakse Eesti elektrisüsteem lahti Venemaa ühendenergiastüsteemi sagedusalast ning Balti riigid sünkroniseeritakse Mandri-Euroopa sagedusalaga. Eesti kuulub Loode-Venemaa sünkroonlasse koos Läti, Leedu, Kaliningradi ja Valgevene elektrisüsteemiga. Käesoleval hetkel Eesti elektrisüsteemis toimuvad muutused süsteemi sagedust oluliselt ei mõjuta ning sagedus püsib ühtlaselt 50 Hz tasemel. Sageduse reguleerimise reservid asuvad kuni desünkroniseerimiseni Venemaal ning juhtimiskontroll Eesti elektrisüsteemi üle asub väljaspool Euroopa Liitu. Sünkroniseerimise järgselt tekib Balti riikidel võimekus oma elektrisüsteemi, sealhulgas sageduse ja võimsusvoogude täielikuks juhtimiseks. Mis seab Eestile palju uusi

väljakutseid sageduse hoidmisel nagu näiteks vajalikus mahus reserve hankimine ja sageduse hoidmiseks vajalike tehnoloogiliste seadmete olemasolu. Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimiseks vajalike reserve hankimiseks töötab Elering AS välja süsteemiteenuste turumehhanismid. Süsteemiteenuste turud võimaldavad ühest küljest tagada elektrisüsteemi toimimise ning teisest küljest annavad võimaluse turuosalistel täiendavat tulu teenida. Uued süsteemiteenuste turud on lisaks olemasolevale manuaalsele sagedusreservile (*mFRR*) ka automaatne sagedusreserv (*aFRR*) ja primaarreserv (*FCR*). [18] Lisaks põhivõrgule on Eestis 33 jaotusvõrguettevõtjat, kes haldavad üle 65 500 km madal- ja keskpingeliine. Elektrilevi OÜ turuosa moodustab ligikaudu 87%, millele järgnevad Ida- ja Lääne-Virumaal tegutsev VKG Elektrivõrgud OÜ ja Lääne-Eestis tegutsev Imatra Elekter AS. [19]

2.1 Elektri tarbimine Eestis

Eesti riikliku energia- ja kliimakava 2030 (REKK 2030) [20] kohaselt oli Eesti riiklik eesmärk 2020.aastaks viia taastuvenergia osakaal elektritarbimisest 17,6%-ni. Elering AS avaldas 27.01.2020 pressiteate tegelike taastuvenergia andmete kohta 2019.aastal, mille kohaselt kattis taastuvenergia 2019.aastal elektrienergia kogutarbimisest 21%. [21] REKK 2030 toodud eesmärgi kohaselt peab 2030.aastal taastuvelektrienergia osakaal sisemisest elektritarbimisest moodustama vähemalt 30% ning juhul kui käivituvad edukalt paindlikud koostöömehhanismid teiste Euroopa Liidu liikmesriikidega on Eesti siseriikliku Energiamaajanduse arengukava 2030 (*ENMAK 2030*) kohaselt võimalik taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia osakaalu suurendada Eesti elektri lõpptarbimises 50%-ni. Paindliku koostöömehhanismid võimaldavad riikidel, kahepoolsete kokkulepete alusel, müüa taastuvenergia toodangu statistilist ülejääki (*siseriiklike taastuvenergia eesmärkide suhtes*) riikidele, kellel ei ole õnnestunud võetud taastuvenergia eesmärke saavutada. Lisaks loovad paindlikud koostöömehhanismid võimaluse taastuvenergia projekte arendavatele ettevõtetele osaleda teiste riikide taastuvenergia toetuskeemides või arendada teiste riikide ettevõtetega ühiseid projekte. Arvestades Eesti häid tuuletingimusi, biomassi kättesaadavust ning ettevalmistatud projektide mahtu on siinsetel taastuvenergiat arendavatel ettevõtjatel väga head võimalused paindlike koostöö mehhanismide abil taastuvenergia tootmisüksuste arendamiseks. Eestis on täna arendusjärgus enam kui 1000 MW ulatuses tuuleparke nii maismaal kui rannikuvetes, 500 MW pumphüdroakumulatsioon-elektrijaam ning märkimisväärne biomassist taastuvenergia tootmise potentsiaal. [22]

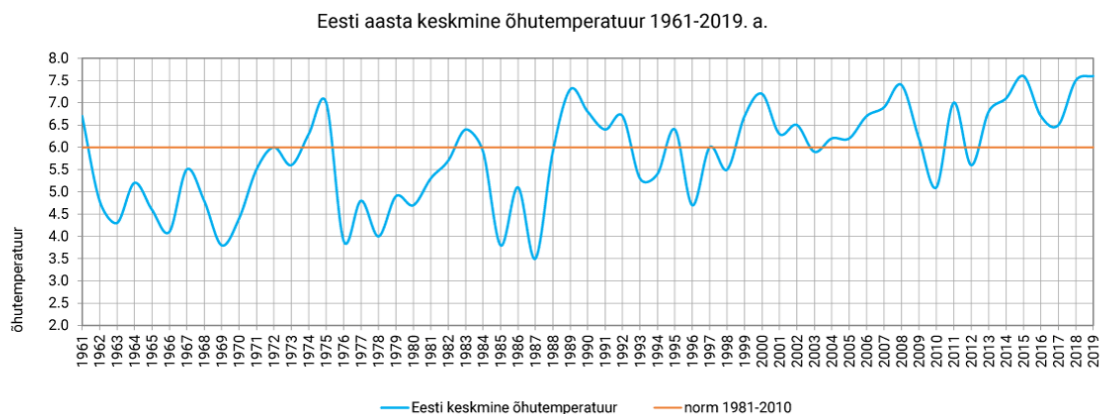
Alljärgnevalt koostas analüüsi Eesti elektrienergia tarbimise kohta aastatel 2010 – 2019 millest selgub, et elektrienergia tarbimine on viimase 10 aasta jooksul olnud tõusvas trendis (*vt joonis 2.2*).



Joonis 2.2. Elektrienergia tarbimine aastatel 2010-2019 [23]

Elektrienergia tarbimine jäi aastatel 2010 – 2019 vahemikku 7863 GWh – 8384 GWh kuigi 2019.aastal langes elektrienergia tarbimine ligi 2%, mis oli eeldatavasti põhjustatud erakordselt soojast talvest. Tipukoormus oli 2019.aastal 1541 MW (22.02.2019) ja miinimumkoormus 506 MW (24.06.2019) ning keskmiseks koormuseks kujunes 939 MW.

Riikliku Ilmateenistuse andmete kohaselt oli 2019.aasta keskmine õhutemperatuur 7,6 °C ning aastate keskmine õhutemperatuur on 6,0 °C. [24]



Joonis 2.3. Eesti keskmine õhutemperatuur 1961 – 2019.a [24]

Jooniselt 2.3 selgub, et 2019.aasta keskmine õhutemperatuur (7,6 °C) oli sarnane 2015.aasta keskmise õhutemperatuuriga, kuigi elektrienergia tarbimine 2019.aastal (8230 GWh) oli 5%

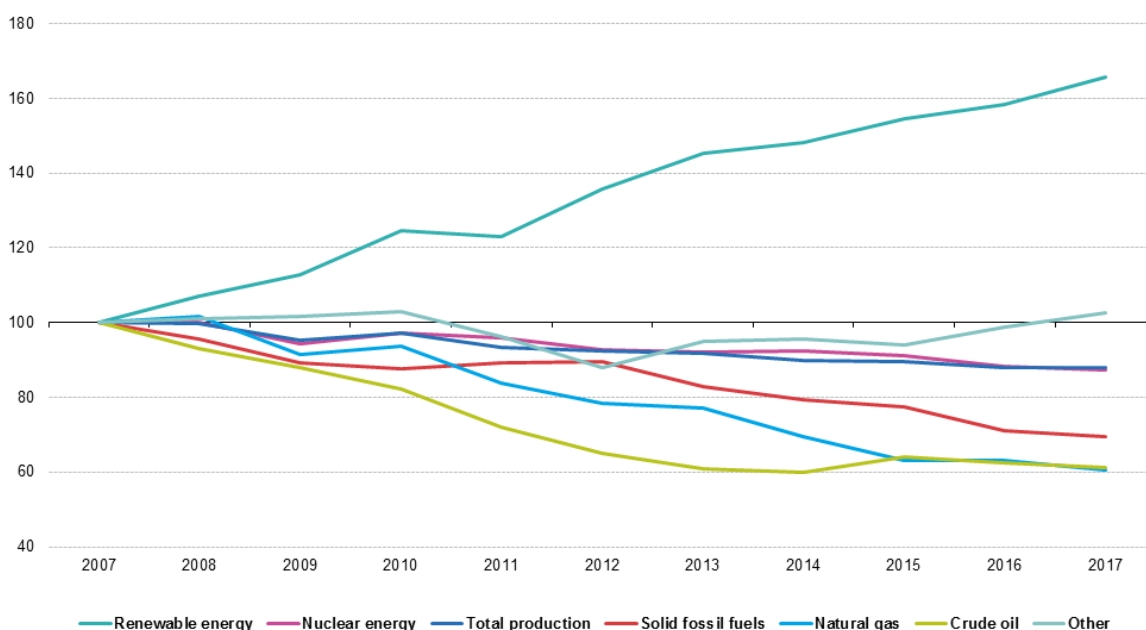
suurem kui 2015.aastal (7963 GWh). Seega võib järeldada, et olenemata õhutemperatuurist on elektrienergia tarbimine nelja aastaga suurenenud 5%.

2.2 Elektrienergia toodang

2.2.1 Primaarenergia toodang Euroopa Liidus

Alljärgnev joonis annab ülevaate Euroopa Liidu liikmesriikide (sh Inglismaa) primaarenergia toodangust kütuseliikide alusel aastatel 2007 - 2017.

Development of the production of primary energy (by fuel type), EU-28, 2007-2017
(2007 = 100, based on tonnes of oil equivalent)



Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

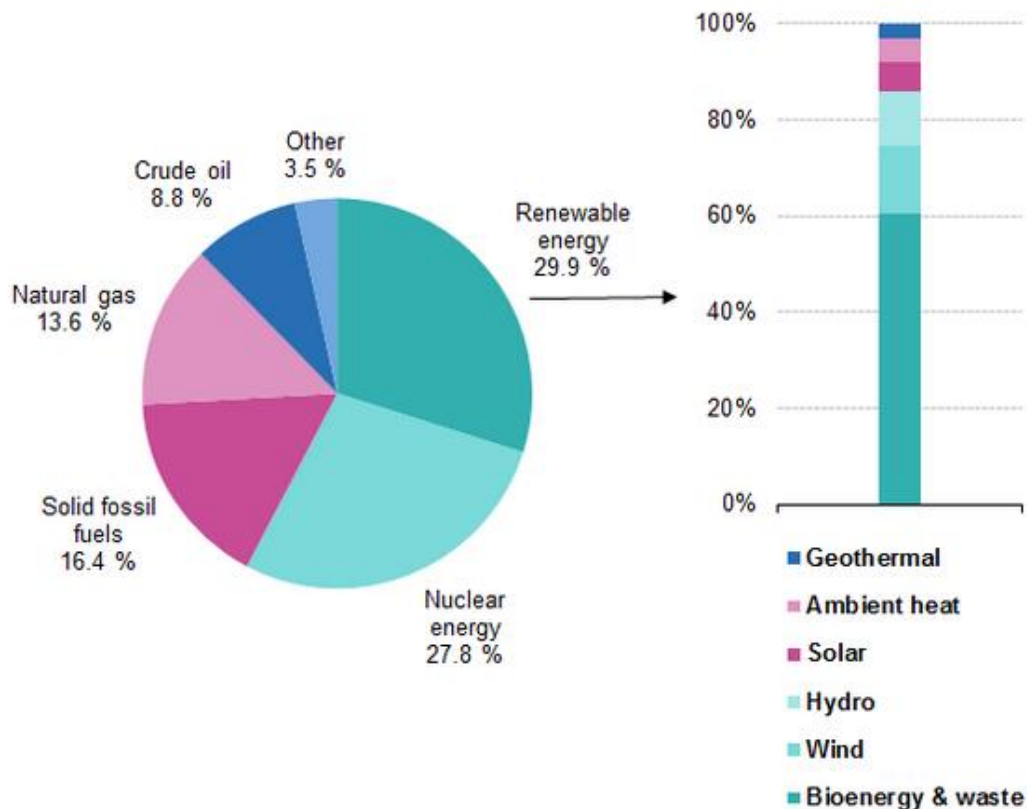
eurostat

Joonis 2.4 EU-28 primaarenergia tootmise liigid aastatel 2007 – 2017 [25]

Joonis 2.4 on koostatud Eurostat veebilehel avalikustatud andmete alusel, millest selgub, et Euroopa Liidu 28-s liikmesriigis on 2017.aastal primaarenergia tootmine võrreldes 2007.aastaga summaarselt vähenenud ligi 12%. Üldise languse põhjuseks võib osaliselt olla soojemad ilmad kui ka panustamine energiatõhususse. 2017.aastal moodustas Euroopa Liidus kõige suurema osa primaarenergia tootmisest taastuvenergia allikad, mis moodustasid 29,9% kogu primaarenergia toodangust. Teisele kohale jäi tuumaenergia, mis moodustas primaarenergia toodangust 27,8% ja kolmandale tahke fosiilkütus 16,4%. Maagaasist toodeti primaarenergiat 13,6% ja toornaftast 8,8%

(graafiline ülevaade alljärgnevas joonisel). Taastuvenergia toodangu kasv oli Euroopa Liidus märkimisväärne, aastatel 2007 – 2017 tõusis see ligi 70%.

Production of primary energy, EU-28, 2017
(% of total, based on tonnes of oil equivalent)

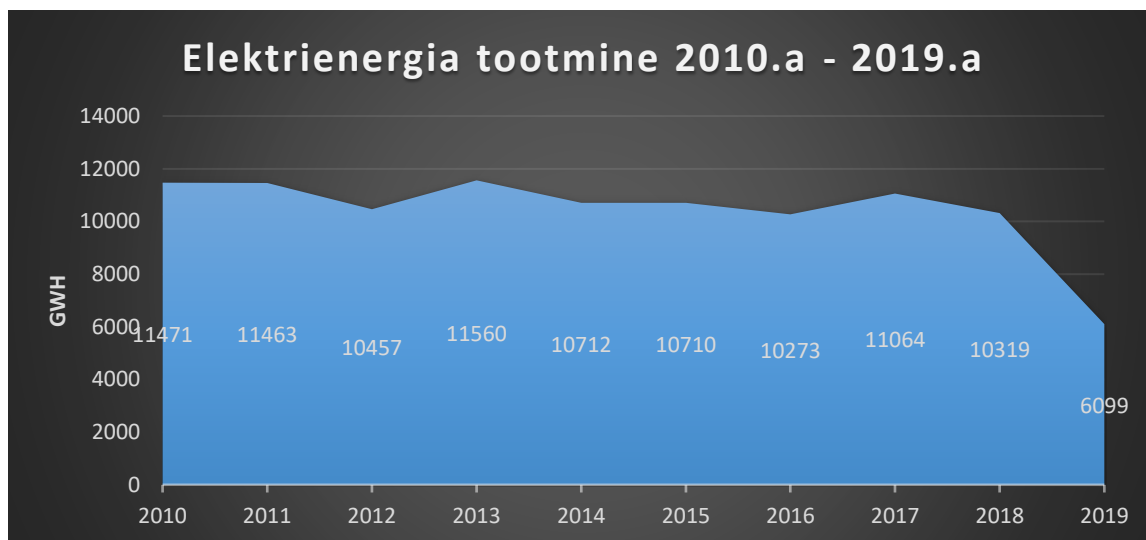


Joonis 2.5. EU-28 primaarenergia kütuseliigid 2017.aastal [26]

Joonis 2.5 annab ülevaate Euroopa Liidu primaarenergia toodangust, mille kohaselt oli 2017.aastal taastuvenergia osakaal (29,9%) kõige suurem. Muutliku taastuvenergia tootmise suurenemine mõjutab erinevaid elektrisüsteemi etappe. Elektrisüsteemi operatiivplaneerimises on oodata ümberkujundamist, kuna muutliku taastuvenergia prognoosvigate ja kõikumiste tasakaalustamiseks peab olema piisavalt paindlikku ressursi. Lühiajalises planeerimises on oluline paindliku ressursi aktiveerimise kiirus ja pikemas perspektiivis on oluline pakkuda suurt salvestusmahtu ja pikemat kohandamise perioodi. [9]

2.2.2 Elektrienergia toodang Eestis

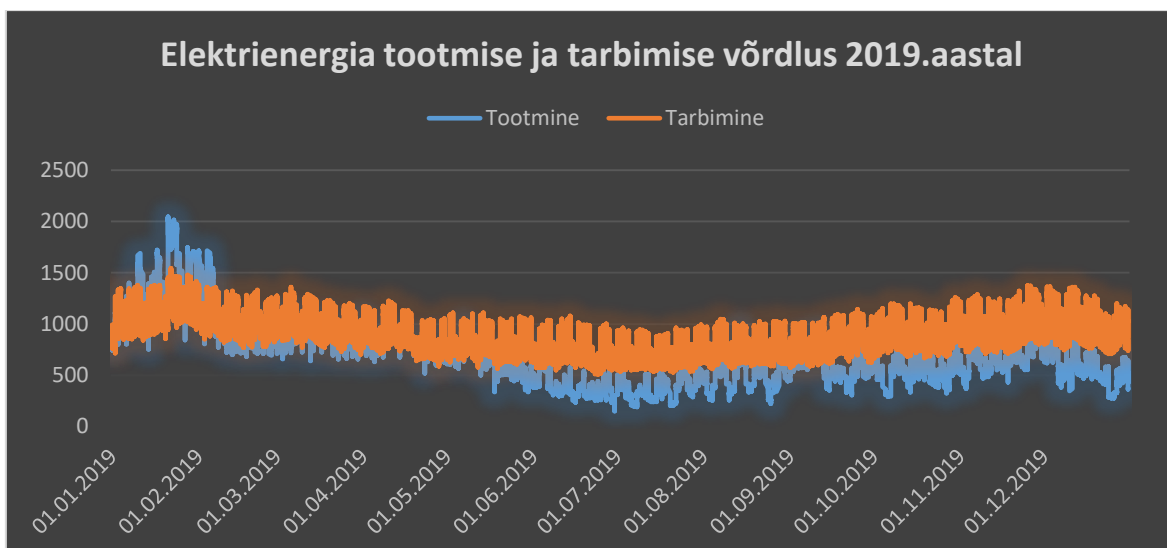
Alljärgnevalt koostasin analüüsis Eesti elektrienergia tootmise andmete kohta aastatel 2010 – 2019.



Joonis 2.6. Elektrienergia tootmine aastatel 2010-2019 [23]

Analüüsi tulemusel selgus, et elektrienergia tootmine on viimasel kümnel aastal languse trendis. Aastatel 2010 – 2019 oli elektrienergia tootmine vahemikus 6 099 GWh kuni 11 560 GWh. 2019.aastal langes elektrienergia tootmine ligi 60% ($6\,099\text{ GWh}/10\,319\text{ GWh} \times 100 = 59,10\%$) võrreldes 2018.aasta tasemega. Elektrienergia tootmise vähenemine on põhjustatud põlevkivil töötavate elektrijaamade konserveerimisega seoses vanade tootmisüksuste töötundide täitumisega kui ka kõrge tootmishinna tõttu. Fosiilsetest kütustest toodetud elektrienergia tootmishinda mõjutab oluliselt kvoodi hind Euroopa Liidu kauplemisturul.

Lisaks tasub märkimist asjaolu, et alates 2019.aastast on Eesti elektrienergiat importiv riik kuigi varasematel aastatel oleme olnud elektrienergia eksportija.



Joonis 2.7 tootmise ja tarbimise võrdlus 2019.aastal [27]

Koostasin elektrienergia tootmise ja tarbimise andmete alusel analüüsi, milles leidsin elektrienergia impordi ja ekspordi kogused 2019.aastal. Elektrienergia tarbimise koguseks kujunes 8228,88 GWh ning elektrienergiat toodeti 6097,64 GWh, mis tähendab, et Eesti importis elektrienergiat kokku 2131,24 GWh. Lisaks koostasin elektrienergia tootmise ja tarbimise tunnipõhiste andmete analüüsi, millest selgus, et elektrienergia tarbimise kogus ületas 7646 tunnil elektrienergia tootmise koguse, mis tähendab, et importisime elektrienergiat 87,3% ($7646 \text{ h} / 8760 \text{ h} \times 100 = 87,3\%$) tundidest.

2.2.3 Tootmisvõimsus Eestis

Elering AS poolt koostatud Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruande 2019 [18] kohaselt oli märts 2019 seisuga Eesti summaarne installeeritud netootmisvõimsus 2946 MW. Ülevaade Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmetest on toodud alljärgnevas tabelis.

Tabel 2.1 Installeeritud tootmisvõimsused 2018.aastal [18]

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Võimalik tootmisvõimsus, MW
Eesti Elektrijaam	1355	1021
Balti Elektrijaam	322	224
Auvere Elektrijaam	274	252
Iru Elektrijaam	111	111
Kiisa avariireservielektrijaam	250	250
Põhja SEJ	78	78
Lõuna SEJ	0	0
Sillamäe SEJ	16	8

Tallinna elektrijaam	39	39
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu Elektrijaam	21	21
Enefit	10	9
Tööstuste- ja väike koostoomisjaamad	83	60
Hüdroelektrijaamad	8	4
Tuuleelektrijaamad	312	0
Päikeseelektrijaamad	38	0
Mikrotootjad	8	0
Summa	2946	2098

Euroopa Parlamendi ja nõukogu 25.10.2011 1227/2011 energia hulгимүүгитuru tervikkuse ja läbipaistvuse määrase kohaselt on kõikidel turuosalistel ja süsteemihalduritel kohustus avalikustada turuteateid kui tootmisüksuse võimsus on võrdne või ületab 100 MW. Eesti turuosalistes ja TSO avalikustavad elektrisüsteemi turuteated Nord Pool REMIT UMM veebilehel [28], mille kohaselt 2020.aastal lõpetasid töö Eesti Elektrijaamas tootmisüksus G1 võimsusega 163 MW, G2 võimsusega 163 MW ja G7 võimsusega 163 MW. Konserveeritud on Eesti elektrijaamas tootmisüksused G3 võimsusega 163 MW, G4 võimsusega 163 MW, Balti elektrijaamas G12 võimsusega 130 MW ning Iru G1 võimsusega 94 MW. Eesti elektrisüsteemiga ühendatud üle 100 MW võimsusega tootmisüksuste nimekiri on toodud alljärgnevas tabelis 2.2 (*nimekirjast puudub Kiisa avarielektrijaam koguvõimsusega 250 MW, mis pakub avariireservi ja ei osale elektriturul*).

Tabel 2.2. Nord Pool REMIT UMM veebilehel avalikustatud tootmisvõimsused 2020.a [28]

Tootmisüksus	Võimsus MW	Konserveeritud kuni	Kommentaar
Eesti G1	163	x	Töötunnid täis ja lõpetas töö 17.03.2020
Eesti G2	163	x	Töötunnid täis ja lõpetas töö 17.03.2020
Eesti G3	163	01.01.2021	Turutingimuste tõttu konserveeritud
Eesti G4	163	01.01.2021	Turutingimuste tõttu konserveeritud
Eesti G5	173		
Eesti G6	173		
Eesti G7	163	x	Töötunnid täis ja lõpetas töö 27.04.2020
Eesti G8	194		
Balti G9	140		
Balti G11	192		
Balti G12	130	01.01.2021	Turutingimuste tõttu konserveeritud
Auvere	274		
Iru G1	94	01.01.2023	Iru G1 konserveeritud

Tabelist 2.2 on näha, et 2020.aastal lõpetasid töö kolm tootmisüksust tootmisvõimsusega kokku 489 MW (*G1, G2 ja G7*) ning käesoleval hetkel on konserveeritud 550 MW.

Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruande 2019 [18] kohaselt oli 2018.aastal summaarne installeeritud netootmisvõimsus 2946 MW ning arvestades töö lõpetanud tootmisvõimsuseid (*489 MW*) ja konserveeritud tootmisvõimsuseid (*550 MW*) jääb käesoleval hetkel avalikustatud andmete põhjal elektrienergia tootmisvõimsuseks Eestis 2020.aastal 1791 MW (*2946 MW – 1039 MW = 1907 MW*).

Koostasini avalikustatud andmete põhjal 2030.aasta tootmisvõimsuste stsenaariumi. Eemaldasini Nord Pool REMIT UMM veebilehel avalikustatud andmete alusel töö lõpetanud ja konserveeritud tootmisvõimsused põlevkivist (*1039 MW*) ning lisasin ENMAK 2030-es toodud täiendavad tootmisvõimsuse prognoosi tuulest 1000 MW ja pumphüdroakumulatsioon-elektrijaama 500 MW. Tegemist on hüpoteetilise stsenaariumiga, kuna ENMAK 2030-es toodud tootmisvõimsuste suurenemise prognoos ei ole kindel. Seda kinnitab ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandes 2019 [18] toodud selgitus, kus 2019 – 2029 aastal on turuosaliselt teavitanud 910,7 MW täiendavate jaamade ehitamisest kuid kuni puuduvad ehitusotsused, ei saa neid lugeda kindlateks tootmisvõimsusteks.

Tabel 2.3. 2020.a tootmisvõimsus ja 2030.a stsenaarium [29]

Installeeritud netovõimsus, MW	2018	2018	2030	2030
	MW	%	MW	%
Eesti Elektriijaam	1355	46,0	316*	9,3
Balti Elektriijaam	322	10,9	322	9,5
Auvere Elektriijaam	274	9,3	274	8,0
Iru Elektriijaam	111	3,8	111	3,3
Kiisa avariireservielektriijaam	250	8,5	250	7,3
Põhja SEJ	78	2,6	78	2,3
Lõuna SEJ	0	0,0	0	0,0
Sillamäe SEJ	16	0,5	16	0,5
Tallinna elektriijaam	39	1,3	39	1,1
Tartu elektriijaam	22	0,8	22	0,6
Pärnu Elektriijaam	21	0,7	21	0,6
Enefit	10	0,3	10	0,3
Tööstuste- ja väikekoostoomisjaamad	83	2,8	83	2,4
Hüdroelektrijaamad	8	0,3	508***	14,9

Tuuleelektrijaamad	312	10,6	1312**	38,5
Päikeseelektrijaamad	38	1,3	38	1,1
Mikrotootjad	8	0,3	8	0,2
Summa	2945	100	3406	100

*eemaldatud deinstalleeritud ja konserveeritud võimsus

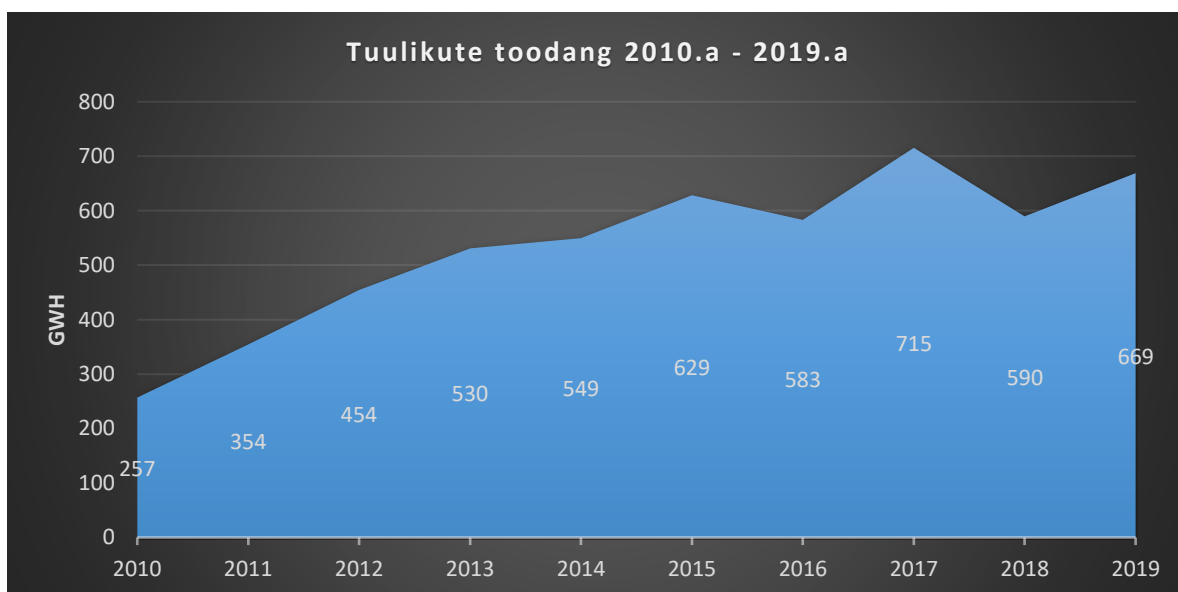
**ENMAK 2030 pikaajaline eesmärk 1000 MW tootmisvõimsus tuulest

*** ENMAK 2030 pikaajaline eesmärk pumphüdroakumulatsioon-elektrijaama 500 MW

Sellise stsenaariumi korral moodustaks muutliku taastuvenergia installeeritud tootmisvõimsus ligi 40% (tuul 48,5% ja päike 1,1%) kogu Eesti tootmisvõimsuse portfelist, mis mõjutaks oluliselt tootmise ja tarbimise tasakaalustamist.

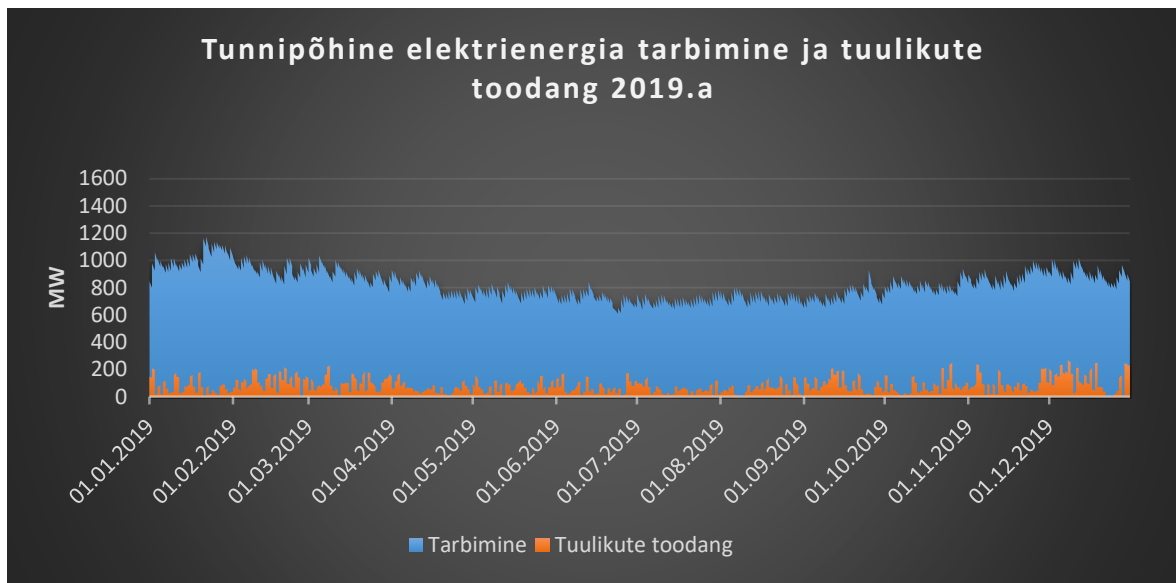
2.2.4 Tuuleenergia toodang Eestis

Tuulikute toodangust annab ülevaate alljärgnev joonis 2.8, millelt on näha, et 2010.aastal oli tuulikute toodang 257 GWh ning 2019.aastal tootsid tuulikud üle poole rohkem ehk 669 GWh elektrienergiat.



Joonis 2.8. Tuulikute toodang perioodil 2010-2019.a [23]

Võrreldes 2019.aastal tunnipõhist elektrienergia tarbimise koormusgraafikut ning tunnipõhist tuuleenergia toodangut, siis selgub, et elektrienergia tarbimise koormusgraafik ja tuuleenergia toodangu on tundidel jaotatud erinevalt. Praegusel hetkel on tuulest toodetud elektrienergia osakaal lõpptarbimisest küllaltki väike ning selle sesoonne tootmisköver ei mõjuta oluliselt varustuskindlust ega põhjusta elektrisüsteemis probleeme.



Joonis 2.9. Elektrienergia tarbimine ja tuulikute toodang 2019.aastal [23]

ENMAK 2030 kohaselt on Eesti pikaajaline eesmärk kasutada riigi potentsiaali tuuleparkide arendamiseks ning käesoleval hetkel on Eestis arendusjärgus enam kui 1000 MW ulatuses tuuleparke nii maismaal kui rannikuvetes. Käesoleval hetkel puudub Eestil võimekus taastuenergia ülejäägi salvestamiseks ning puuduvad paindlikkuse mehhanismid, mille abil oleks võimalik koormust jaotada erinevate ajahorisontide vahel.

2.3 Tarbimise juhtimise ressurss Eestis

Paindlikkusteenused pakuvad elektrisüsteemile üles reguleerimist, mis toob võrku tootmist juurde ja alla reguleerimist, mis vähendab võrgus tootmist. Mõlemat saab edukalt pakkuda ka tarbimise juhtimise abil. Tarbimise suurendamine mõjub elektrisüsteemi jaoks kui alla reguleerimine, kuna elektrienergia tarbitakse ära ning tarbimise vähendamine mõjub elektrisüsteemi jaoks kui üles reguleerimine, kuna elektrienergiat jääb süsteemi jaoks rohkem.

Argo Rosin analüüsis 2014.aastal koostöös Tallinna Tehnikaülikooli elektrotehnika instituudi ja Elering AS töötajatega Eesti tarbimise juhtimise võimekust ning koostas analüüsi tulemusel aruande „Tarbimise juhtimine – suurtarbijate koormusgraafikute salvestamine ning analüüs tarbimise juhtimise rakendamise võimaluste tuvastamiseks“. [30] Töö eesmärk oli kaardistada tarbimise juhtimise võimalused ja kasu ning anda Elering AS-ile edaspidise teadus- ja arendustegevuste jaoks suundi ja kaardistada vajadused. Aruandes käsitletakse tarbimise juhtimist kahest vaatenurgast: ühelt poolt vaadeldakse tarbijaid ja nende võimalikku kasu tarbimise juhtimise rakendamisest ning teiselt poolt Elering AS-i kui süsteemihalduri seisukohast, kellele saaks tarbimise juhtimisega seotud

teenuseid pakkuda. Analüüsi kolme suurimat energiatarbega sektorit: kodumajapidamistes juhitav võimsuse potentsiaal, äri- ja avaliku teeninduse sektor ning tööstussektor. Analüüsi tulemused kajastuvad alljärgnevas tabelis 2.4.

Tabel 2.4. Hinnanguline juhitav võimsus Eestis (2014.aasta andmetel) [30]

Sektor	Keskmine juhitav võimsus tunnis, MW
Kodumajapidamised	55 kuni 230
Tööstus	65
Äri- ja avalik teenindus	93-112
sh kontorihooned 24/7	14
sh kontorihooned 8/5	72
sh kaubanduskeskused	7 kuni 26
KOKKU	213 kuni 407

Kodumajapidamiste juhitava võimsuse suuruseks on keskmiselt 55 kuni 230 MW kuid see nõuab agregeerimise võimekust ja sõltub sesoonsest tarbimisest. Äri- ja avaliku teeninduse sektori potentsiaalne juhitav võimsus on 93 kuni 112 MW, mis analüüsi kohaselt on tänu automatiseeritusele kõige paremini kättesaadav võimsus ning ei vaja olulisi investeeringuid. Tööstussektori keskmine juhitav võimsus on 65 MW, mis moodustab hinnanguliselt 1/3 puidu- ja paberitööstusest. Eeliseks on kõrge automatiseerituse tase ja suurte seadmete olemasolu. [30]

2.4 Tootmise juhtimise ressursid Eestis

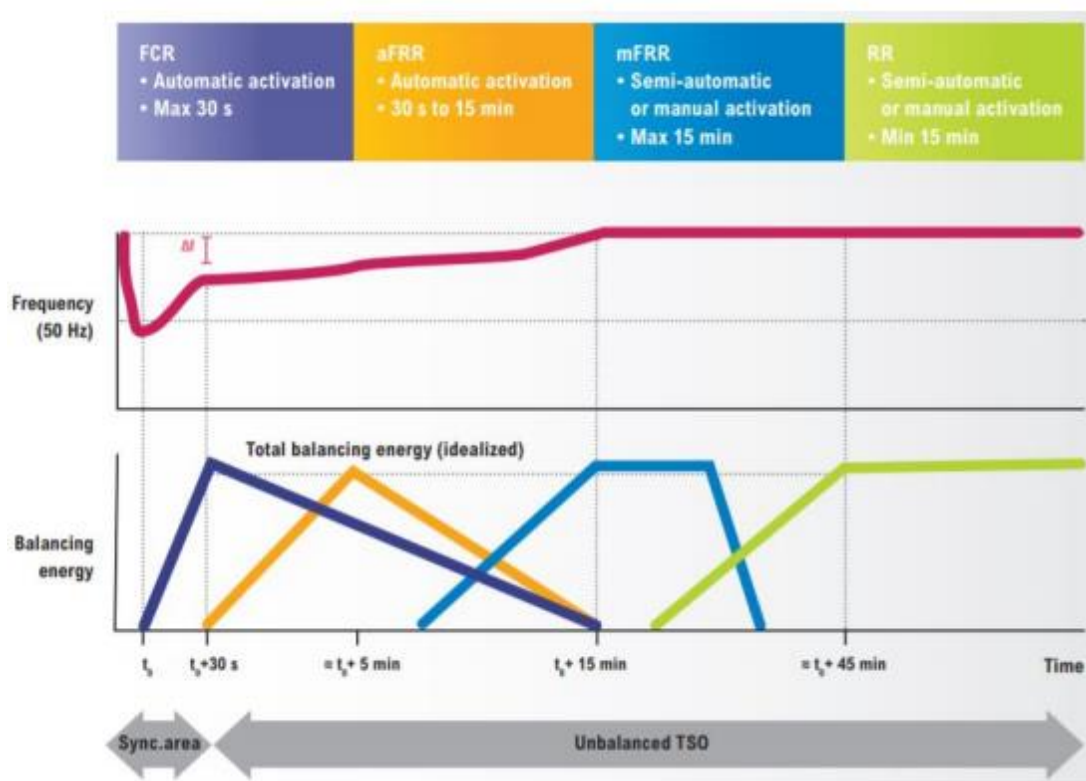
Eesti tootmisvõimsuste portfelli, millest kirjutasin pikemalt käesoleva töö punktis 2.2.3, pakub erinevaid paindlikkuse ressursse. Paindlikkuse temaatika on tänapäeval uudne ning ei ole olnud Eesti elektrisüsteemis laialdaselt kasutusel. Olemasolev paindlik tootmisvõimsus väheneb vanade põlevkivi jaamade sulgemisel. Käesoleval hetkel on Eestis arendusjärgus enam kui 1000 MW ulatuses tuuleparke nii maismaal kui rannikuvetes kui ka 500 MW pumphüdroakumulatsioon-elektrijaam ning märkimisväärne biomassist taastuvenergia tootmise potentsiaal. [22] Loodavad elektrijaamad toovad elektrisüsteemi juurde paindlikkust kuid samas muutlik taastuvenergia tootmisgraafik (*tuule- ja päikeseenergia tootmine*) vajab samuti paindlikkust, et seda süsteemis tasakaalustada.

Kuigi Eesti tootmisvõimsuste tehniline kooslus võimaldab pakkuda paindlikkuse teenuseid, siis turuosaliste jaoks ei ole see käesoleval hetkel majanduslikult atraktiivne ega kasulik. Taastuvenergia toetused stimuleerivad uute taastuvenergia tootmisvõimsuste rajamist kuid paindliku tootmisvõimsuste rajamiseks hetkel stiimulid puuduvad. Lisaks ei ole taastuvenergia toetusi saavad

tootjad huvitatud enda võimsuste müügist reguleerimisturule, kuna see ei ole neile majanduslikult kasulik. Elering AS koduleheküljel avalikustad andmete kohaselt on 2020.aastal taastuenergia toetuse määr on 5,37 s/kWh ehk 0,0537 eurot kilovatt-tunni kohta ja tõhusa koostootmise toetuse määr 3,2 s/kWh ehk 0,032 eurot kilovatt-tunni kohta. Lisaks saavad elektritootjad müüdava elektrienergia eest turupõhist hinda. Antud olukord muutub tasapisi turupõhisemaks kuna tootmiseseadmete tehnoloogia hinnad on muutunud odavamaks ja elektritootjad ei vaja enam nii palju taastuenergia toetuseid. 2019.aasta lõpus viidi läbi esimene taastuenergia vähempakkumine, kus toetuse saamiseks on suurem võimalus väikseima toetuse küsimisel. Vastavalt elektrituruseaduse § 59⁶ lg 7 on vähempakkumise võitja toetuse ülemmäär 0,0537 eurot toodetud elektrienergia kilovatt-tunni eest ning koos turule müüdava elektriga ei tohi summa ületada 0,093 eurot kilovatt-tunni eest. 07.08.2019 ilmus ÄriLeht.ee artikkel, mille kohaselt loodab riik kümne aastaga taastuenergia toetused nullini viia. [31] Taastuenergia toetuste lõppemine või vähenemine toob kindlasti elektrisüsteemi juurde paindlikke ressursse kuna elektritootjad on siis motiveeritud leidma elektrimüügile täiendavaid tuluallikaid.

2.5 Tasakaalustamise mehhanismid

Elektrienergia tootmine ja tarbimine peab igal ajahetkel olema võrdne ning selle tasakaalustamiseks on loodud erinevad tasakaalustamise mehhanismid. 18.12.2017 jõustus Euroopa ülene elektri tasakaalustamise võrgueeskiri (*Electricity Balancing Guideline - EBGL*), [32] mis seab ühise raamistiku Euroopa ülestele tasakaalustamise reeglitele ja platvormidele. Alljärgneval joonisel 2.10 on kujutatud erinevate tasakaalustamise toodete kasutamine ja nende aktiveerimise aeg.



Joonis 2.10 Sageduse taastamise protsess toodete aktiveerimise aegadega [33]

Joonisel 2.10 on kujutatud sageduse taastamise protsess ja sagedusreservide kasutamine aktiveerimise kiiruse järjekorras: 1. Frequency containment reserves (*FCR*) ehk kiire sageduse hoidmise reserv, mis stabiliseerib sageduse peale häireid. 2. Automatic frequency restoration reserve (*aFRR*) ehk automaatse aktiveerimisega sageduse taastamise reserv või manually activated frequency restoration reserve (*mFRR*) ehk käsitsi aktiveeritav sageduse taastamise reserv. 3. Replacement reserves (*RR*) ehk asendusreservid, mis asendavad või täiendavad *FRR* (*aFRR* või *mFRR*) reserve. 4. Eabilansi tasakaalustamine. [29]

Baltikumi võimsusbilansi hoidmiseks kauplevad reguleerimisteenuse pakkujad (*Balance Service Provider – BSP*) Baltikumi reguleerimisturul COBA platvormil käsitsi juhitava sageduse taastamise reserviga (*mFRR*). 2022.aasta neljandas kvartalis plaanib Eesti ühineda Euroopa *mFRR* reguleerimisturu platvormiga (*MARI*) ning 2024.aasta neljandas kvartalis Euroopa *aFRR* reguleerimisturu platvormiga (*PICASSO*). Loodetavasti toob reguleerimisturgude laienemine turule rohkem reguleerimisteenuse pakkujaid ning see annab ka paindlikkusteenuste pakkujatele juurde uusi võimalusi paindlikkusega kauplemiseks. Eesti elektrisüsteemiga on ühendatud ka Kiisa avariireservelektrijaamad, mis ei osale reguleerimisturul vaid seda käivitatakse ainult juhul kui kõik *mFRR* tooted on ära kasutatud.

2.5.1 Ülevaade Baltikumi ühisest reguleerimisturust

Alates 01.01.2018 käivitus Baltikumis ühine reguleerimisturg. Reguleerimisturu käivitumisega paralleelselt hakkasid Baltimaad süsteemi võimsusbilanssi juhtima koordineeritud korras eesmärgiga suurendada elektrisüsteemi juhtimise kuluefektiivsust sh vähendada Baltikumi summaarset eabilanssi. Uue lepingu kohaselt toimub Baltikumi tasakaalustamine nomineeritud süsteemihalduri juhtimisel. Nomineeritud süsteemihalduri roll on Baltikumi süsteemihaldurite vahel kvartaalselt roteeruv. Balti reguleerimisturul kasutatakse reguleerimisreservide tooteid: mFRR ja avariireerv (*ER mFRR*), mida pakuvad ka väljaspool Baltikumi tegutsevad BSP-d. [34]

Baltic COBA dashboardil [35] on avalikustatud Baltikumi reguleerimisturu andmed. Koostas Baltic COBA dashboardil toodud 2019.aasta andmete alusel tabelid 2.5, 2.6, 2,7 ja joonise 2.11. Analüüsi tulemused esitan alapeatüki lõpus.

Esmalt leidsin tunnipõhiste andmete põhjal aasta keskmise üles ja alla reguleerimis pakkumiste suurused Eestis, Lätis ja Leedus.

Tabel 2.5. Baltikumi reguleerimisreservide keskmised tunnipõhised kogused 2019.aastal [35]

MW	Eesti		Läti		Leedu	
	Üles	Alla	Üles	Alla	Üles	Alla
Jaauar	29	82	161	66	185	185
Veebruar	25	40	165	85	333	219
Märts	24	23	117	123	217	228
Aprill	34	27	151	121	94	168
Mai	23	16	147	83	87	157
Juuni	19	20	147	61	116	164
Juuli	13	16	169	45	153	231
August	24	22	114	26	101	192
September	32	26	142	46	90	175
Oktoober	42	38	186	88	86	137
November	42	32	141	106	184	196
Detsember	27	17	139	92	274	210
KESKMINE	28	30	148	79	160	189

Tabelist 2.5 selgub, et Eestis pakutavad reguleerimisreservide kogused on tunduvalt väikesemad kui näiteks Lätis või Leedus pakutavad kogused. 2019.aastal kujunes Eestis keskmiseks tunnipõhiseks üles reguleerimise pakkumise suuruseks 28 MW ja alla reguleerimise pakkumise suuruseks 30 MW. Läti keskmine tunnipõhine üles reguleerimise suurus oli 148 MW ja alla reguleerimise suurus 79 MW, Leedus vastaval 160 MW ja 189 MW. See analüüs näitab, et Eestis pakutavad reguleerimise võimsused on tunduvalt väiksemad kui teistest Balti riikides.

Seejärel leidsin 2019.aasta tundide arvu, mil reguleerimise pakkumised puudusid.

Tabel 2.6. Tundide arv, millal reguleerimise pakkumised puudusid [35]

MW Kalendrikuu	Eesti		Läti		Leedu	
	Üles	Alla	Üles	Alla	Üles	Alla
Jaauar	309	20	1	404	31	156
Veebruar	167	95	2	257	10	32
Märts	60	123	125	136	26	42
Aprill	65	227	60	168	168	169
Mai	167	325	103	273	238	226
Juuni	151	331	151	362	175	226
Juuli	231	335	78	432	13	128
August	139	271	73	536	20	219
September	84	285	44	384	0	228
Oktoober	46	307	10	299	17	255
November	35	239	66	194	0	95
Detsember	32	390	32	231	1	136
KOKKU	1486	2948	745	3676	699	1912
%	17,0	33,7	8,5	42,0	8,0	21,8

Tabelist 2.6 selgub, et 2019.aastal puudusid Eestis üles reguleerimise pakkumised 17% (1486 h) tundidel ja alla reguleerimise pakkumised 33,7% (2948 h) tundidel. Lätis olid need numbrid vastavalt 8,5% (745 h) ja 42% (3676 h) ning Leedus 8% (699 h) ja 21,8% (1912 h).

Kokkuvõtteks annan ülevaate 2019.aastal aktiveeritud pakkumiste kogustest ja leian Eestis aktiveeritud keskmise pakkumise suuruse.

Alljärgnev tabel annab ülevaate Baltikumi reguleerimisturul aktiveeritud pakkumistest ja riikide vahelistest osakaaludest. Baltikumi reguleerimisturu standardtoote tingimusele vastavuse korral saavad Baltikumi reguleerimisturul osaleda ka väljaspool Balti riike asuvad reguleerimisteenuse pakkujad.

Tabel 2.7 Aktiveeritud pakkumised 2019.aastal [35]

		SUMMA, MW	%
Eesti	Üles	20413	11,86
	Alla	22648	10,13
Läti	Üles	28465	16,54
	Alla	15676	7,01
Leedu	Üles	55357	32,16
	Alla	22454	10,04
Soome	Üles	45462	26,41
	Alla	110279	49,31
Rootsi	Üles	22428	13,03

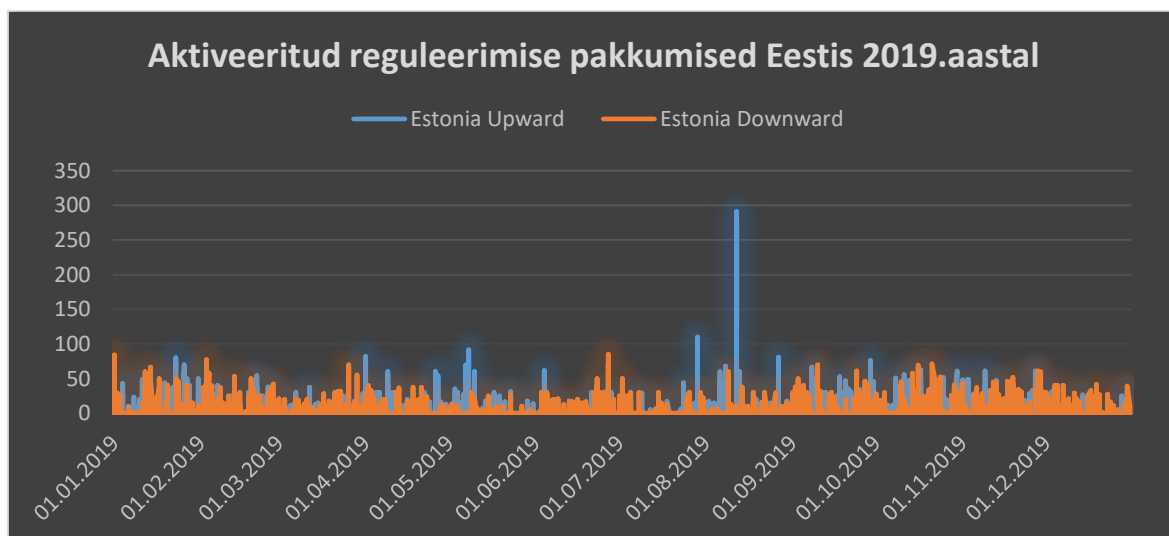
	Alla	43950	19,65
Poola	Üles	0	0,00
	Alla	50	0,02
Venemaa	Üles	0	0,00
	Üles	8598	3,84

Vastavalt Baltic COBA dashboardil [35] avalikustatud andmetele moodustas 2019.aastal kogu Baltikumi võimsusbilansi saavutamiseks Eestis aktiveeritud üles reguleerimise pakkumised 11,86% ja alla reguleerimise pakkumised 10,13%, Lätis vastavalt 16,54% ja 7,01%, Leedus 32,16% ja 10,04%, Soomes 26,41% ja 49,31%, Rootsis 13,03% ja 19,65%, Poolas 0,00% ja 0,02%, Venemaal 0,00% ja 3,84%. Kokkuvõttes aktiveeriti 2019.aastal üles reguleerimiseks 172 126 MW ja alla reguleerimiseks 223 654 MW, millest Baltikumis moodustas alla reguleerimise osakaal 61% ja üles reguleerimise osakaal 39% ning väljas poolt Baltikumi telliti reguleerimisvõimsust vastavalt 39% ja 73% (vaata alljärgnev tabel 2.8).

Tabel 2.8 Aktiveeritud pakkumised Baltikumi reguleerimisturul kokku 2019.aastal

2019	Üles	%	Alla	%
Aktiveeritud pakkumised Baltikumis, MW	104 236	61	607 77	27
Aktiveeritud pakkumised Baltikumist väljas poolt, MW	67 891	39	162 877	73
KOKKU	172 126	100	223 654	100

Eestis aktiveeritud keskmiseks üles reguleerimise pakkumiseks kujunes 18 MW (pakkumised vahemikus 1 MW kuni 291 MW) ja alla reguleerimise pakkumiseks 17 MW (pakkumised vahemikus 1 MW kuni 85 MW).



Joonis 2.11. Aktiveeritud reguleerimise pakkumised Eestis 2019.aastal [35]

Eeltoodu põhjal saab järeldada, et käesoleval hetkel Eesti turuosalised ei osale aktiivselt reguleerimisturul. 2019.aastal kujunes Eestis keskmiseks tunnipõhiseks üles reguleerimise pakkumise suuruseks 28 MW ja alla reguleerimise pakkumise suuruseks 30 MW ning 17% (1486 h) tundidel üles reguleerimise pakkumised puudusid ja 33,7% (2948 h) tundidel puudusid alla reguleerimise pakkumised. Baltikumi reguleerimisturule saavad reguleerimisteenuseid pakkuda turuosalised, kellel on sõlmitud süsteemihalduriga reguleerimisteenuse leping ning pakutav toode vastab standardtoote tingimustele. [36] Standardtoode peab kokkulepitud reguleerimise mahu suutma saavutada 15 minuti jooksul seega reguleerimisteenust saavad pakkuda ressursid, mille käivitamine ei võta rohkem aega kui 15 minutit. Alla reguleerimist saavad elektrisüsteemile pakkuda näiteks juba töötavad elektrijaamad koormuse vähendamisega või agregaatore tarbimise juhtimise abil tarbimise suurendamisega. Üles reguleerimist saavad pakkuda elektrijaamad tootmise suurendamisega või agregaatore tarbimise juhtimise abil tarbimise vähendamisega. Reguleerimisteenuste pakkumiste olemasolu ja suurust mõjutavad elektrijaamade vabad tootmisvõimsused. Lisaks saab vabade ülekandevõimsuste korral tellida üles ja alla reguleerimist naaberriikidelt kuid see eeldab vaba ülekandevõimsuse olemasolu. Siiani on reguleerimisteenust enamasti pakkunud põlevkivil töötavad tootmisüksused kuid nende sulgemise tagajärjel vähenevad ka reguleerimisteenuse pakkumised. Taastuenergia tootjatel puudub motivatsioon reguleerimisturul osalemiseks kuna taastuenergia toetused ja elektrienergia müük tagab neile suurema majandusliku kasu.

Eesti reguleerimisturul osaleb pilootprojektina agregaatore Fusebox OÜ, kes pakub Baltikumi reguleerimisturule üles reguleerimist 1 MW suuruste pakkumistena. Pakkumised vastavad mFRR standardtoote tingimustele ning need koosnevad agregeeritud tarbimisvõimsusest. Arvestades Eesti tarbimise juhtimise potentsiaali, mis on välja toodud Argo Rosin analüüsis (vt *alapealkiri 2.3*), siis võib järeldada, et tarbimise juhtimise potentsiaal Eestis reguleerimisturul on kasutamata.

2.6 Paindlikkuse vajadus Eesti elektrisüsteemis

Käesoleva töö peatükis 1.2 on välja toodud ISGAN poolt koostatud nimekiri elektrisüsteemi neljast paindlikkuse vajadusest nii operatiivsel (*kuni 1 h*) kui ka planeerimise etapil (*1 h kuni n arv aastaid*). Paindlikkusteenused ei ole mõeldud ainult pakkumise ja nõudluse tasakaalustamiseks vaid saab kasutada ka asukohapõhiste pinge probleemide lahendamiseks. Lisaks on asukohast sõltuvalt võimalik tarbimise ja tootmise juhtimisega alandada võrguelementide koormust. Analüüsidest Eesti elektrisüsteemi paindlikkuse vajadusi selgub, et käesoleval hetkel puudub vajadus kiirete sagedusreservide järele kuna kuni 2025.aastani toimub Eesti elektrisüsteemi sageduse juhtimise

kontroll Venemaal. Võimsusbilansi hoidmiseks kasutatakse Baltikumi reguleerimisturul käsitsi aktiveeritavat sageduse taastamise reservi (*mFRR*), mida Eesti süsteemihaldur hangib Baltikumi reguleerimisturult. Analüüsi tulemusel selgus, et 2019.aastal puudusid Eestis üles reguleerimise pakkumised 17% (1486 h) tundidel ja alla reguleerimise pakkumised 33,7% (2948 h) tundidel, mis näitab Eesti turuosaliste passiivset osalemist reguleerimisturul. Tarbimise juhtimise agregeerimisel on võimalik samuti pakkuda reguleerimisreserve Baltikumi reguleerimisturule, mida tõestab edukas agregatori pilootprojekt, kes pakub Baltikumi reguleerimisturule üles reguleerimist 1 MW suuruste pakkumistena. Käesoleva töö neljandas peatükis tutvustan võimalusi kuidas paindlikkust saaks kasutada käsitsi aktiveeritava sageduse hoidmise reservi pakkumiseks ja asukohapõhiste koormuse vähendamiseks.

3. INTERFACE projekt

Euroopa Komisjoni poolt vastu võetud energiaturge käsitlevad seadusandlikud regulatsioonid [37] nõuavad võrguettevõtjate vahelist suuremat koostööd elektrisüsteemi tasakaalustamisel ja võrgupiirangute juhtimisel. Need nõudmised viisid INTERFACE projekti loomiseni, et suurendada võrguettevõtjate vahelist koordineerimist. Võrguettevõtjate omavaheline andmete koordineerimine võimaldab teenuste hankimist nii ülekande- kui ka jaotusvõrku, mis võimaldab tõhusamat võrguhaldust, suurendab tarbimise juhtimist ja taastuenergia tootmise kasvu. Digitaliseerimine on elektrivõrkude koordineerimise ja süsteemi juhtimise võtmetegur, mis võimaldab põhivõrguettevõtjal (*Transmission System Operator – TSO*) ja jaotusvõrguettevõtjal (*Distribution System Operator – DSO*) optimeerida hajutatud ressursside kasutamist ning tagada varustuskindlus ja kulupõhisus. Samuti võimaldab võrkude digitaliseerimine elektrienergia lõppkasutajatel saada aktiivseteks turuosalisteks tagades omatoodangu ja pakkudes tarbimise paindlikkust. Elektrisüsteemi ümberkujundamise toetamiseks arendab ja kujundab INTERFACE projekt üleeuroopalist võrguteenuste arhitektuuri (*IEGSA - Interoperable pan-European Grid Services Architecture*), mis toimiks liidesena elektrisüsteemi ja tarbijate vahel ning võimaldaks ühiste teenuste kasutamist ja hankimist kõikide osapoolte vahel. Digitaalsed tööriistad põhinevad ploki ahela (*blockchains*) ja suurandmete analüüsil (*big data management*) tehnoloogiatel, et luua uusi võimalusi elektriturul osalemiseks ja seeläbi tarbijate kaasamiseks INTERFACE loodud turustruktuuridesse. [38]

3.1 INTERFACE projekti eesmärgid ja demovaldkonnad

INTERFACE projekti eesmärgid on kujutatud alljärgneval joonisel ning need on jaotatud 42 projektiliikme vahel kolmeks demovaldkonnaks.



Joonis 3.1. INTERFACE projekti eesmärgid [39]

Alljärgnevalt on toodud eesmärgid, mida INTERFACE projektiga soovitakse täita: [39]

1. Kavandada üleeuroopaline võrguteenuste arhitektuur (*IEGSA*), mis ühendaks turuplatvormid mittediskrimineerival viisil ja võimaldaks üleeuroopalist elektrienergia kaubandust ühiselt hulgi- ja jaeturgudel ning võimaldaks kaubelda energiateenustega.
2. Kavandada, arendada ja juurutada referents IT infrastruktuur IEGSA arhitektuuri realiseerimiseks ja teenuste toimimise hõlbustamiseks.
3. Katsetada tipptasemel IT tehnoloogiaid nagu näiteks ploki ahel (*Blockchains*) ja IoT (*Internet of Things*) kohalike turgude ja teenuste jaoks.
4. Vähendada võrgupiiranguid ja aktiveerida kohalikku paindlikku ressursi süsteemi tasakaalustamise jaoks läbi innovaatiliste platvormide, mida haldavad võrguettevõtjad koordineeritud korras.
5. Hajutatud ressursside integreerimine elektriturgudele, demonstreerides mehhanisme ja platvorme, mis aitavad sujuva üleeuroopalise turu loomiseni võimaldades kõikidel turuosalistel pakkuda teenuseid võrdsel ja läbipaistval viisil.
6. Tarbijate kaasamine elektriturgudele.

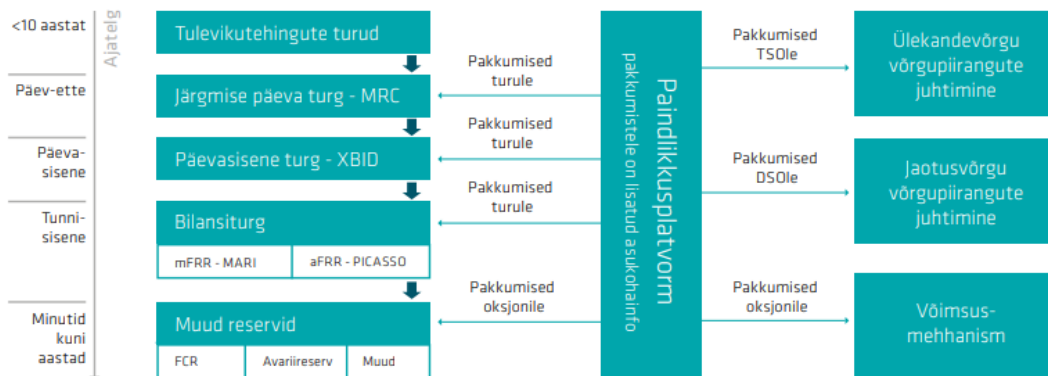
7. Demonstreerida IEGSA komponente ja arhitektuuri ja sellega seotud IT infrastruktuuri.
8. Lihtsustada edaspidiseid uurimistöid ja avastada uusi turuvõimalusi energiatööstusele.
9. Luua uute ärivõimaluste alus, valides uusi partnereid, kes valitakse uute teenuste arendamiseks rahastamismehhanismi kaudu. [39]

3.2 Balti-Põhjamaa koostöö INTERRFACE projektis: Demovaldkond 1 „Paindlikkusteenuste turuplatvorm“

Elering AS kuulub Soome ja Läti projektipartneritega demovaldkonda 1 ning nimetatud regiooni eesmärk on luua paindlikkusteenuste platvorm, mis ühendab Balti ja Põhjamaade riigid ühise turuplatvormiga, et võimaldada paindlikkusega kauplemise kogu regioonis. INTERRFACE projekti ametlikul veebilehel on välja toodud, et loodava paindlikkusteenuste platvormi üldised eesmärk on:

- Muuta paindlikkus kättesaadavaks peamistele osapooltele - tarbijad, prosumerid ehk tootvad tarbijad, põhivõrguettevõtted, jaotusvõrguettevõtjad, tootjad, tarnijad. Hinnata ressursse vastavalt osapoolte vajadustele ja olukorrale võrgus, et saavutada ressursside optimaalne kasutamine;
- Töötada välja tehnilised protseduurid võrgu- ja süsteemipiirangute juhtimiseks agregeeritud tarbimise või tootmise abiga;
- Paindlikkusteenuste kasutamine võrgupiirangutega toimetulemiseks. [40]

Alljärgnevalt on toodud Elering AS poolt koostatud Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandes 2019 toodud joonis loodava turuplatvormi seoses erinevate elektrituru etappidega.



Joonis 3.2. Loodava paindlikkusteenuste turuplatvormi seos erinevate elektrituru etappidega [41]

Balti-Põhjamaade regiooni projektipartnerite ülesanne on sobiva tururaamistiku kohandamine ja erinevate paindlikkuse ressurside kasutuslugude kirjeldamine ning demonstreerimine reaalses turuolukorras.

3.3 Paindlikkusteenuste turuplatvorm

Eestis kuuluvad INTERRFACE projektimeeskonda liikmed põhivõrguettevõttest Elering AS, jaotusvõrguettevõttest Elektrilevi OÜ ja infotehnoloogia ettevõttest Cybernetica AS. 2020.aasta alguses alustas Cybernetica AS platvormi arhitektuuri loomist ning tutvustas 23.03.2020 Eesti turuosalistele korraldatud koosolekul esialgset paindlikkusteenuste turuplatvormi arhitektuuri ja selle komponente, mis on välja arendatud projektimeeskonna poolt. Alljärgnevalt on toodud Cybernetica AS loodud joonis:

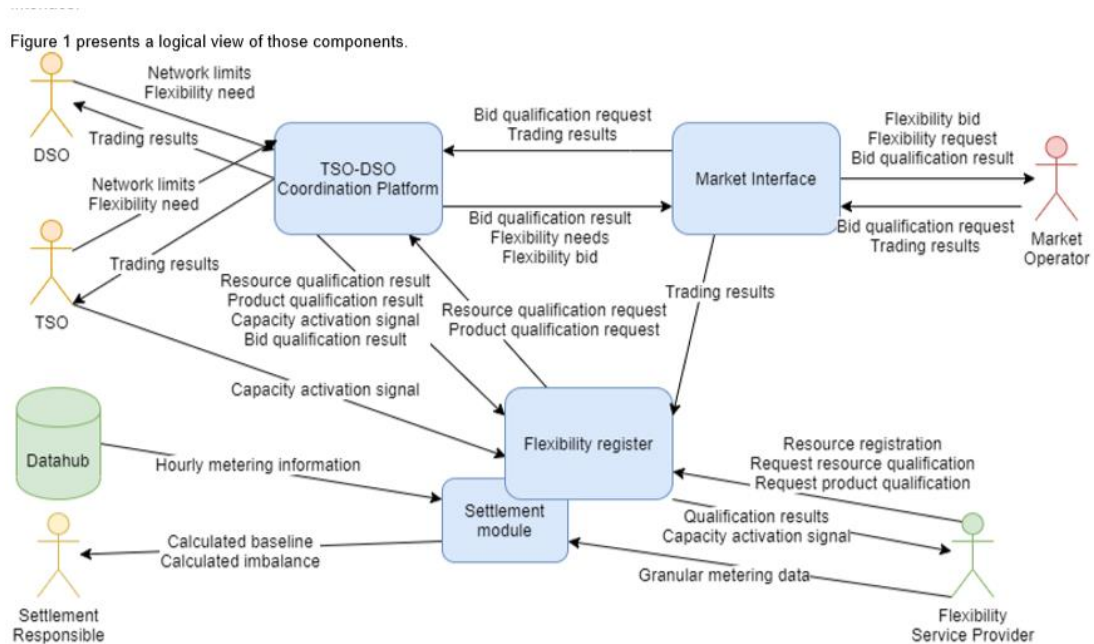


Figure 1

Joonis 3.3. Cybernetica AS loodud paindlikkusturu platvormi arhitektuur [42]

Platvorm koosneb neljast olulisest moodulist, mille vahel hakkab toimuma andmevahetus vastavalt väljatöötatud standarditele. Kirjeldan alljärgnevalt nende moodulite ülesannet ja eesmärki.

Paindlikkuse register (*flexibility register*) – Paindlikkuse pakkuja (*Flexibility Service Provider – FSP*) registreerib oma ressursi paindlikkuse registrisse. Paindlikkuse registrisse on sisse ehitatud maatriks, mis teeb esialgse ressursi kvalifitseerimise ning selle põhjal ka toote kvalifitseerimise. Mis tähendab, et ressursi registreerimisel saab FSP teada, kas tema ressurss vastab toodetele seatud standardtingimustele ning millisel turul tema ressurss saab osaleda. Lisaks toimub andmevahetus paindlikkuse registri ja TSO-DSO mooduli vahel, kus toimub juba konkreetse pakkumise (*bid'i*) kontroll. Paindlikkuse registrisse jõuavad ka aktiveerimise signaalid, mis omakorda edastatakse FSP-le.

TSO-DSO koordineerimise moodul (*TSO-DSO Coordination Platform*) – Põhivõrguettevõtja ja jaotusvõrguettevõtja omavaheline andmete koordineerimise moodul, kuhu jõuavad paindlikkuse registrist kvalifitseeritud tooted, mis omakorda enne turuplatvormile saatmist läbivad võrgukontrolli. See moodul ühendatakse võrguettevõtja võrgumudeliga ning see võimaldab pakkumiste kontrollimist PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) maatriksi abil. PTDF maatriks kirjeldab elektrisüsteemi elementide vahelist energia liikumist.

Turuplatvorm (*market interface*) – Avalik turuplatvorm kuhu liiguvad TSO-DSO koordinatsiooni moodulis kvalifitseeritud pakkumised ja võrguettevõtjate paindlikkuse nõudlus. Turuplatvorm on seotud turuoperaatoriga ning 23.03.2020 turuosalistele korraldatud koosolekul teavitati, et käesoleval hetkel toimuvad läbirääkimised Nord Pool AS-ga.

Selgituse moodul (*settlement module*) – Vajalik mõõteandmete selgituseks, mida kasutatakse arvelduse jaoks. Ühendatud andmelaoga.

4. PAINDLIKKUSE DEMONSTREERIMISE STSENAARIUMID

INTERFACE projekt rahastatakse Horizon 2020 innovation action (IA) fondist, see tähendab, et projekti eesmärk on arendada ja demonstreerida ning turule tuua uusi või täiustatud paindlikkuse tooteid ja protsesse. 2021.aasta alguses planeeritakse Eestis demonstreerida nelja erinevat paindlikkuse stsenaariumit: 1. Paindlikkuse abil ülekoormuse vähendamise demonstreerimine D-1 planeerimise etapis; 2. mFRR toote hankimine paindlikkusturu platvormilt; 3. Paindliku liituja allakoormamise ressursi hankimine paindlikkusteenuste platvormilt; 4. Paindlikkusega kauplemine turuosaliste vahel. Tegemist võib olla üksteisest sõltuvate kui ka sõltumatute stsenaariumitega. Kuigi platvorm arendatakse välja paindlikkuse hankimiseks ja aktiveerimiseks operatiivtunnil kuni pikaajaliselt, siis demonstratsioon viiakse läbi D-1 ajahorisondis. Kuulun Elering AS-i paindlikkusteenuste turuplatvormi arendamise projektimeeskonda ning alljärgnevates alapunktides analüüsin enda parima äranägemise alusel kolme erinevat stsenaariumit paindlikkuse kasutamiseks D-1 ajahorisondis. Võimalik, et reaalselt toimuvad nendes stsenaariumites muudatused, kuid minu eesmärk on analüüsida olemasoleva info põhjal paindlikkuse kasutamise võimalusi läbi loodava turuplatvormi.

4.1 Stsenaarium 1: Paindlikkuse abil ülekoormuse vähendamise demonstreerimine D-1 planeerimise etapis

Stsenaarium nimi:	Paindlikkuse abil ülekoormuse vähendamine D-1 planeerimise etapis
Toode:	Lühiajaline võrgupiirangu toode
	Pikaajaline võrgupiirangu toode
Ajahorisont	Aktiveerimine päev ette (D-1) planeerimise etapis
Eesmärk:	Võrgupiirangu toote aktiveerimine paindlikkusteenuste platvormil ja võrguelemendil koormuse vähendamine

INTERFACE projekti raames viiakse 2021.aastal läbi lühiajalise ja pikaajalise võrgupiirangu toote aktiveerimise katse D-1 ajahorisondis. Lühiajaliseks võrgupiirangu tooteks nimetatakse päev ette aktiveeritavat toodet ja pikaajaliseks võrgupiirangu tooteks pikaajalise planeerimise etapis aasta ette sõlmitud pakkumise lepingud. Pikaajalise planeerimise etapis sõlmitakse paindlikkuse pakkumised eesmärgiga lükata edasi või ära hoida võrguelementide investeeringuid. See tähendab, et paindlikkust kasutades ei ole vaja teha suuri kapitalikuluseid ja see võimaldab investeeringuid ajastada sobivamale ajale. Paindlikkuse kasutamine asendatakse investeeringuga ainult juhul, kui see osutub soodsamaks kui investeeringu maksumus. Võrgupiirangu toodetega hakatakse kaupleva paindlikkusteenuse turuplatvormil ning see vastab käsitsi aktiveeritava sageduse

taastamise reservi mFRR (*manually activated frequency*) toote standardtingimustele. Toote teeb unikaalseks asjaolu, et mFRR standardtoote tingimustele on juurde lisatud asukohapõhine info, mille abil ühendatakse nõudluse ja pakkumise asukoht. Asukoha kaardistamiseks kasutatakse liitumispunkti EIC (*energy identification code*) koodi kuhu ressurss ühendatud on. Aktiveeritud võrgupiirangu juhtimise ressurss on eelnevalt läbinud eelkvalifitseerimise ning salvestatud paindlikkuse registrisse. Vahetult enne aktiveerimist toimub kõikide pakkumise kontroll (*bid check*), mis välistab täiendava ülekoormuse tekkimise konkreetsetes liitumispunktis.

4.1.1 Paindlikkuse register ja ressursi kvalifitseerimine

Paindlikkuse register on paindlikkusturu platvormi üks tähtsamaid mooduleid, kuna enne pakkumise tegemist peab paindlikkusteenuse pakkuja (*Flexibility Service Provider – FSP*) sinna registreerima oma ressursi, mis läbib kolm erinevat eelkvalifitseerimise etappi: 1. Ressursi kontroll – kontrolli tingimused on üldised. 2. Toote kontroll – kvalifitseeritud ressurss valideeritakse toodeteks; 3. Pakkumise kontroll – valideeritud toode kontrollitakse vastu TSO-DSO koordineeritud platvormile arendatud võrgukontrolli moodulit.

4.1.2 D-1 Võrgupiirangu toote tingimused

FSP-l on võimalik oma paindlik ressurss registreerida paindlikkuse registrisse ning erinevatel turgudel (*paindlikkusturg, reguleerimisturg*) osalemaks peab see vastama konkreetsetele turutingimustele ja toote parameetritele. Praegusel hetkel on Eesti reguleerimisturul kasutusel reguleerimisreserv mFRR, mida kasutatakse bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognoside ebatäpsuse tasakaalustamiseks, tootmisvõimsuse või piiriüleste ülekandevõimsust mõjutava elektriseadme ootamatu väljalülitamise korral või kui on ohustatud elektrisüsteemi varustuskindlus. FSP, kes soovib osaleda reguleerimisturul ja pakkuda reguleerimisreserve, peab sõlmima Elering AS-ga reguleerimisteenuse lepingu, mis vastab Konkurentsiameti poolt kinnitatud tüüptingimustele. Paindlikkusturu tingimused on veel väljatöötamisel, kuid eeldatavasti sarnanevad need reguleerimisturu tingimustele ning andmevahetuseks kasutatakse samu standardeid. See soodustab ressursi kasutamist nii paindlikkusturul kui ka reguleerimisturul. Alljärgnevas tabelis on toodud mFRR toote standardtingimused ning eeldatavad võrgupiirangu toote tingimused.

Tabel 4.1. mFRR standardtingimused ja võrgupiirangu toote tingimused [43]

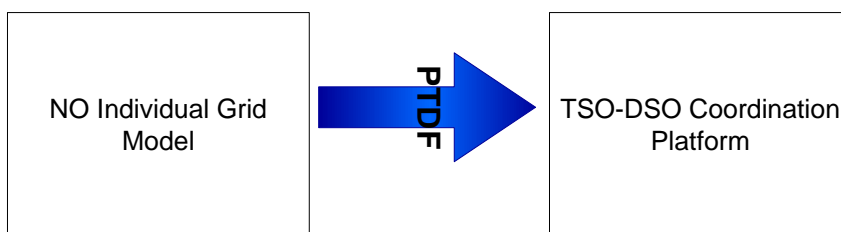
Parameeter	mFRR toote standardtingimus	Võrgupiirangu toote tingimused
Ettevalmistusperiood (ingl Preparation Period)	Telefoni teel kokkulepitud periood või ajaperiood, mis jääb elektroonilise sõnumi kätte saamise ning sõnumis märgitud aktiveerimise aja vahele	
Koormusmuutuse periood (ingl Ramping Period)	Mitte rohkem kui 15 minutit	
Kokkulepitud reguleerimise mahu saavutamise aeg (ingl Full Activation Time)	Mitte rohkem kui 15 minutit	
Miinimum ja maksimum kogus pakkumisel (ingl Minimum and maximum quantity)	MIN = 1 MW; MAX = limiit puudub	
Pakkumise seiskamisele kuluv aeg (ingl Deactivation Period)	Mitte rohkem kui 15 minutit	
Hinnastamise meetodika (ingl Pricing Method)	Marginaalhind või vähemalt pakkumise hind sõltuvalt reguleerimistarne otstarbest	
Miinimum ja maksimum hind pakkumisel (ingl Minimum and maximum price)	MIN = piirangud puuduvad; MAKS = 5000 EUR/MWh	
Pakkumise aktiveerimine väiksemas mahus (ingl Divisibility)	Määrab reguleerimisteenuse pakkuja (pakkumises märgitakse, kas pakkumine on osaliselt käivitata)	
Minimaalne ja maksimaalne aktiveerimise kestvus (ingl Minimum and maximum duration of Delivery Period)	MIN = 1 min; MAKS = 60 min (samas mitte kauem kui aktiveerimise ajast kauplemisperioodi lõpuni)	
Pakkumise kehtimise aeg (ingl Validity Period)	60 minutit	
Aktiveerimise viis (ingl Mode of Activation)	Käsitsi	<i>Automaatne</i>
Minimaalne pakkumise tellimise lõpetamise ja uue aktiveerimise vahele jääv aeg (ingl Minimum duration between the end of Deactivation Period and the following activation)	Määramata	
Käivitatud reguleerimisenergia koguse selgitamine: kokkulepitud aktiveerimise algus ja aktiveerimise lõpp (ingl Settlement volume determination Required start of delivery end time of the order)	Plokktootena, aktiveerimise algusajast kuni pakkumise tellimise lõpetamiseni	

Pakkumise esitamise lõpptähtaeg (ingl Gate closure of the offers)	H-45min (45 minutit enne kauplemisperioodi algust)	D-1 9.00
Pakkumise esitamise siduvus (ingl Firmness of the offers)	Esitatud pakkumine on hinna ja koguse poolest siduv. Turuosalisel on võimalus pakkumist muuta ja tühistada ainult tehnilisest põhjusest tulenevalt informeerides sellest süsteemihaldurit koheselt, sh tuleb vastav teade esitada enne pakkumise tellimist süsteemihalduri poolt.	
Lokatsioon		Liitumispunkti EIC kood

Tabelis 4.1 on toodud Baltikumi reguleerimisturul osaleva reguleerimisreservi käsitsi aktiveeritava sageduse taastamise toote (*mFRR*) standardtingimused. Toote koormuse muutus (*ramping time*) ei tohi olla suurem kui 15 minutit ning see peab olema aktiveeritav 15 minuti jooksul. Minimaalne aktiveerimise kestvus on 1 minut ja maksimaalne aktiveerimise kestvus 60 minutit, kuid mitte kauem kui aktiveerimise ajast kauplemisperioodi lõpuni. Kauplemisperioodi aeg on 1 tund ning pakkumised peavad olema esitatud 45 minutit enne kauplemisperioodi algust. Lühiajaline võrgupiirangu toode vastab samadele tingimustele, kuid juurde on lisatud asukohapõhine info, mis võimaldab võrguelemendil koormuse muutust läbi juhtimistarkvara kontrollida.

4.1.3 Põhivõrgu ja jaotusvõrgu omavaheline andmete koordineerimine

Suurem osa olemasolevast hajutatud tootmise ja tarbimise juhtimise potentsiaalid asub jaotusvõrguettevõtja võrgus. Seetõttu on põhivõrguettevõtja ja jaotusvõrguettevõtja omavaheline andmete koordineerimine väga oluline. Paindlikkusturu platvormil toimub võrguettevõtjate omavaheline andmete koordineerimine TSO-DSO koordinatsiooni moodulis, mis tulevikus plaanitakse ühendada võrguettevõtjate võrgumudelitega ning andmete koordineerimine hakkab toimuma PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) maatriksi abil. PTDF maatriks kirjeldab elektrisüsteemi elementide vahelist energia liikumist.



Joonis 4.1. PTDF maatriks

Esiialgu kasutatakse stsenaariumite demonstreerimisel andmete koordineerimiseks platvormile arendatud moodulit, kus on välja arvatud liitumispunktis lubatud üles ja alla reguleerimise võimsused. Liitumispunkti on kasutatud seetõttu, et see on täpselt määratletud ühenduskoht elektripaigaldisega või teise võrguettevõtjaga. Liitumispunktis lubatud üles ja alla reguleerimise võimsused ehk liitumispunkti läbilaskevõimsus leitakse liitumislepingutes toodud lubatud tootmise ja tarbimise võimsuste alusel.

4.1.4 Koormuse analüüs põhivõrgu võrguelementidel

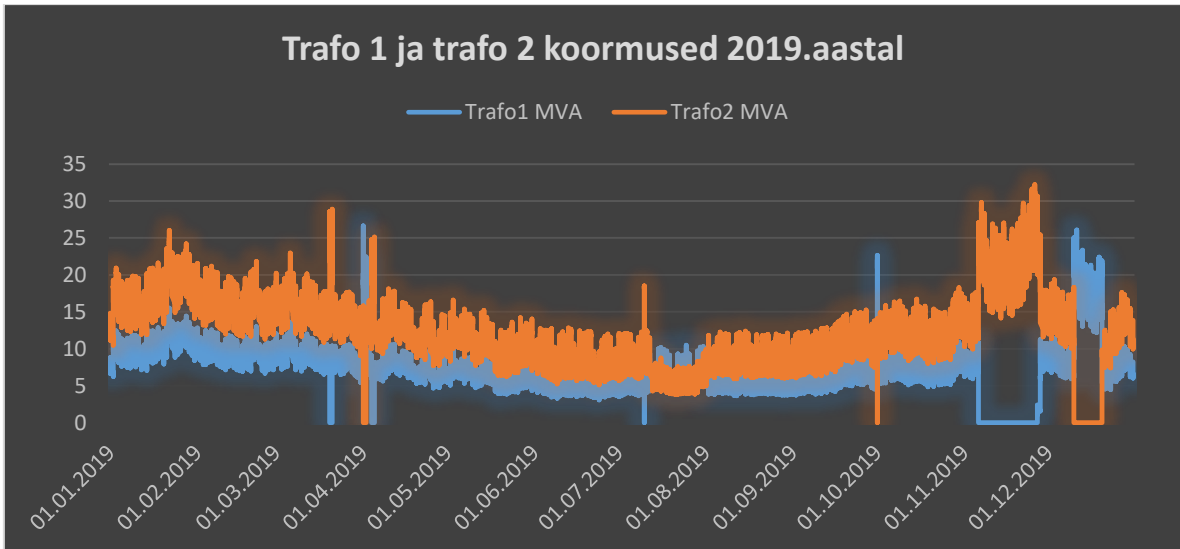
Elektrisüsteemi talitluse planeerimisel ja juhtimisel lähtutakse elektrivõrgu koormustest, mõistes selle all elektritarvitite summaarset aktiiv- ja reaktiivvõimsusest, millele lisanduvad kaod kohalikus elektrivõrgus. Koormusi vaadeldakse nii elektrisüsteemi kohta summaarselt kui ka võrgu üksikute sõlmede ja elektritarbijate kaupa. Koormus muutub regulaarselt ajas, sõltub ilmastikust, sagedusest süsteemis ja elektrivõrgu sõlmepingest ning on stohhastilise iseloomuga. Koormust võib mõningal määral juhtida, kasutades muutuvaid tariife või koormuse sõltuvust talitusparameetritest (*pinge, sagedus*). [44] Näitliku arvutuse tegemiseks kasutan 110 kV alajaama x, kus on kaks 3-mähiselist trafot: Trafo 1 projekteeritud võimsus on 25 MVA ja trafo 2 projekteeritud võimsus 40 MVA. Trafode koormuste analüüsimiseks kasutan SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) tunnipõhiseid aktiivvõimsuse ja reaktiivvõimsuse mõõteandmete keskväärtuseid. Näivvõimsuse leidsin alljärgneva valemi abil:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.1)$$

kus S - Näivvõimsus

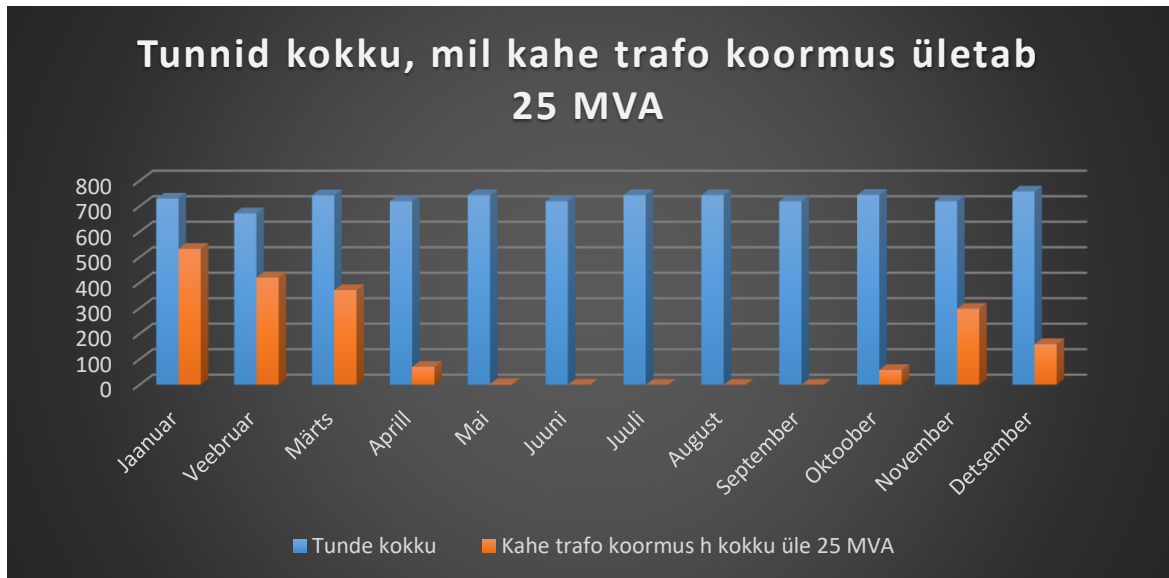
P - Aktiivvõimsus

Q - Reaktiivvõimsus



Joonis 4.2. Trafo 1 ja trafo 2 tunnipõhised koormused 2019.aastal [27]

Jooniselt 4.2 on näha, et mõlemad trafod töötavad enamasti normaalkoormusel. Analüüsin 2019.aasta tegelikke tunnipõhiseid keskvaartuseid, millest selgus, et 21,83% ($1912 \text{ h} / 8760 \text{ h} \times 100 = 21,83\%$) tundidest aastas on trafode koormus kokku üle 25 MVA.



Joonis 4.3 Kalendrikuud, mil trafode koormus oli kokku üle 25 MW [27]

Seega trafo 2 (*projekteeritud võimsus 40 MVA*) avariilisel väljalülitumisel või plaanilise katkestuse korral, ei ole aastas 21,83% tundidest võimalik kogukoormust trafo 1-le suunata, kuna selle maksimaalne lubatud koormus on 25 MVA. Praegusel hetkel jaotatakse dispetšerite poolt vajadusel koormus ümber ning suunatakse jaotusvõrgu toitele. Planeeritud hoolduse korral viiakse see läbi perioodil, mil koormused on väikesed (*näiteks juuni, juuli, august, september*). Käesolevas

stsenaariumis uurin, et kas taolist olukorda oleks võimalik lahendada ka võrgupiirangu toote aktiveerimisega.

Üks võimalik lahendus planeeritud katkestuse korral paindlikkuse kasutamiseks D-1 ajahorisondis

Toon näite 16.jaanuar 2019 tööpäevast, mil mõlemad trafod töötavad normaalkoormuse piires ja ajavahemikul 06.00 – 22.00 ületab mõlema trafo koormus kokku üle 25 MVA.

Tabel 4.2 Näide 16.jaanuar 2019 trafode koormustest [27]

Kuupäev	Trafo1 MW	Trafo1 Mvar	Trafo1 MVA	Trafo2 MW	Trafo2 Mvar	Trafo2 MVA	KOKKU MVA
16.01.2019 00:00	8,6	1,0	8,6	14,5	0,5	14,5	23,2
16.01.2019 01:00	8,2	0,9	8,2	13,8	0,1	13,8	22,0
16.01.2019 02:00	8,0	0,9	8,1	13,6	0,0	13,6	21,7
16.01.2019 03:00	8,1	0,9	8,1	13,7	0,1	13,7	21,8
16.01.2019 04:00	8,2	1,0	8,3	13,9	0,2	13,9	22,2
16.01.2019 05:00	8,7	1,1	8,8	14,7	0,7	14,8	23,6
16.01.2019 06:00	10,0	1,4	10,1	17,0	1,3	17,0	27,2
16.01.2019 07:00	11,5	1,8	11,6	19,4	2,0	19,5	31,1
16.01.2019 08:00	12,1	2,3	12,3	20,4	2,7	20,6	32,9
16.01.2019 09:00	12,1	2,5	12,3	20,5	3,1	20,7	33,1
16.01.2019 10:00	11,9	2,5	12,2	20,3	3,1	20,5	32,7
16.01.2019 11:00	11,8	2,5	12,1	20,0	3,1	20,3	32,4
16.01.2019 12:00	11,4	2,4	11,7	19,4	2,9	19,6	31,2
16.01.2019 13:00	11,5	2,3	11,7	19,5	2,9	19,7	31,4
16.01.2019 14:00	11,4	2,3	11,6	19,3	2,8	19,5	31,1
16.01.2019 15:00	11,7	2,4	12,0	20,0	2,9	20,2	32,1
16.01.2019 16:00	12,0	2,3	12,2	20,4	2,7	20,6	32,8
16.01.2019 17:00	12,3	2,1	12,4	20,8	2,5	20,9	33,4
16.01.2019 18:00	12,2	2,1	12,4	20,7	2,4	20,8	33,2
16.01.2019 19:00	12,0	2,0	12,2	20,4	2,3	20,5	32,7
16.01.2019 20:00	11,6	1,8	11,7	19,6	2,0	19,7	31,4
16.01.2019 21:00	11,1	1,6	11,3	18,9	1,7	18,9	30,2
16.01.2019 22:00	10,3	1,5	10,4	17,5	1,5	17,5	28,0
16.01.2019 23:00	9,3	1,3	9,4	15,8	1,0	15,9	25,3

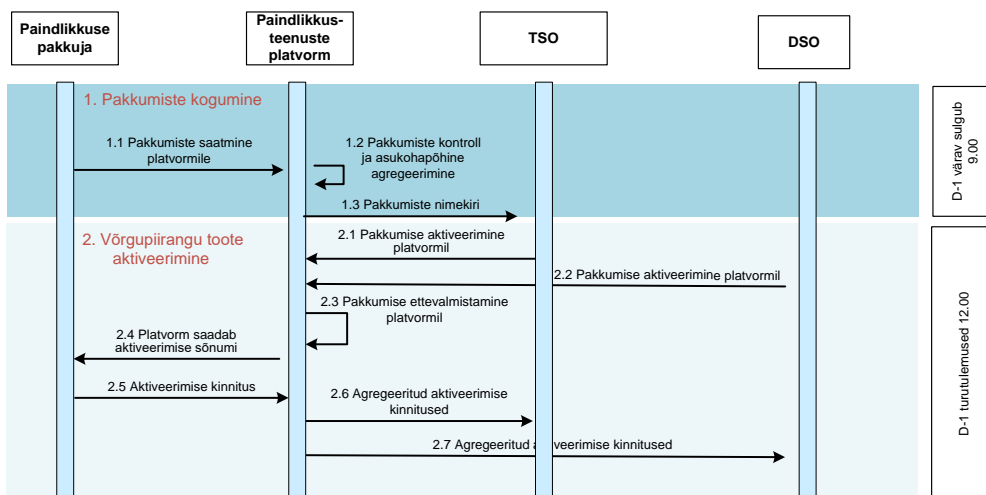
Hooldustööde läbiviimiseks on alajaamas x vaja välja lülitada trafo 2 ajavahemikus 8:00 – 17:00, kuid režiimi planeerija hinnangul ei ole see talitluskindluse seisukohast võimalik, kuna PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) tarkvaras teostatud N-1 kriteeriumi arvutuse kohaselt tekib sellisel juhul trafode 1 ajavahemikus 08.00 – 17.00 ülekoormus vahemikus 6,11 MVA – 8,37 MVA.

Ülekoormuse vähendamiseks on nimetatud tundidel võimalus kasutada võrgupiirangu toote aktiveerimist vajalikus ulatuses. Tegemist võib-olla nii pikaajalise võrgupiirangu toote pakkumisega ehk juba varem hanke teel sõlmitud lepinguga või võrgupiirangu turul osalev paindlikkuse pakkuja (näiteks *agregeritud tarbimine alajaamas x*).

4.1.5 Võrgupiirangu toote aktiveerimine D-1 planeerimise etapis

Võrgupiirangu toote aktiveerimise kirjeldamiseks koostas in jadaskemi, mida nimetatakse ka interaktsiooniskeemiks, kuna see kirjeldab, et kuidas ja mis järjekorras objektid omavahel töötavad. Taolisi diagramme kasutatakse enamasti tarkvaraarenduses uute süsteemide loomisel mõistmaks sündmuste järjestust ja omavahelist seotust. Käesolevas jadaskeemis kirjeldan võrgupiirangu toote aktiveerimist D-1 planeerimise etapis. Nagu eelnevalt mainitud, siis on tegemist uue tootega, mida ei ole varem Eesti elektrisüsteemis ülekoormuse elimineerimiseks või vähendamiseks kasutatud. Koostas in aktiveerimise ajalise skeemi koostöös Elering AS juhtimiskeskuse töötajatega ning see on analoogne hetkel toimiva reguleerimisturu andmevahetusega. Tegemist on ühe võimaliku lahendusega võrgupiirangu toote aktiveerimiseks ja ülekoormuse vähendamiseks.

Stsenaarium 1: Võrgupiirangu toote aktiveerimine



Joonis 4.4. Võrgupiirangu aktiveerimise ajaline skeem D-1 planeerimise etapis

Pakkumiste kogumine

Paindlikkuse pakkuja (näiteks *agregaator, pikaajalise võrgupiirangu toote pakkuja vms*) saadab paindliku ressursi pakkumised paindlikkusteenus platvormile. Andmevahetuse formaadiks kasutatakse reguleerimisteenuse andmevahetuse juhendit, mis asub Elering AS kodulehel:

<https://www.elering.ee/reguleerimisleping>. Pakkumisi saab saata kuni D-1 värava sulgemiseni kell 9.00. Platvormil toimub kõikide asukohapõhiste pakkumiste kontroll vastu liitumispunktile lubatud üles- ja alla reguleerimise tabelit. Tabelit uuendatakse vastavalt elektrisüsteemi olukorrale.

Võrgupiirangu toote aktiveerimine

Kell 9.00 – 12.00 analüüsib Elering AS režiimi planeerija järgmiseks päevaks planeeritud elektrisüsteemi talitluskindlust vastavalt „Talitluse planeerimise juhendile“ ning kui planeerija tuvastab võimaliku ülekoormuse konkreetses liitumispunktis aktiveerib ta paindlikkusteenuste turuplatvormil konkreetse ajavahemiku jaoks pakkumised. Võrgupiirangu toote pakkumised on reastatud alajaama nimetuse all. Lisaks lühiajalisele võrgupiirangu tootele on pakkumiste nimekirjas varem hangitud pikaajalised võrgupiirangu tooted ja nimekiri paindlikest liitujatest, kes on ühendatud konkreetse alajaamaga. Pikaajalised võrgupiirangu tooted ja paindlikud liitujad lisatakse paindlikkuse registrisse peale lepingu sõlmimist ning need ilmuvad automaatselt vastava alajaama nimekirja. Pakkumisi aktiveeritakse prioriteetsuse järjekorras: 1. Paindliku liituja pakkumine; 2. Pikaajaline võrgupiirangu toode; 3. lühiajaline võrgupiirangu toode. Pakkumiste aktiveerimise järjekord on oluline elektrivõrgu normaalolukorra taastamiseks, milleks koormatakse alla paindlikud liitujad ja pikaajalised võrgupiirangu tooted ning seejärel aktiveeritakse vajadusel paindlikkusteenuste turuplatvormilt hangitud pakkumised. Pakkumised on reastatud hinna alusel (*alates soodsamast*) ning nende hinnastamine toimub „pay as bid“ hinnastamise mudeli alusel, mis tähendab pakkumise hind kajastab selle lõplikku hinda. Platvorm koondab aktiveeritud pakkumised ja saadab aktiveerimise sõnumi paindlikkuse pakkujale.

4.1.6 Koormuse vähendamine

Käesoleva töö punktis 2.3 on välja toodud, et tööstusettevõtte potentsiaalne juhitav suurus tunnis on ligi 65 MW, äri- ja avaliku teeninduse sektoris 93 kuni 112 MW ja kodumajapidamistes 55 kuni 230 MW. Planeeritud hooldustööde teostamiseks on paindlikkuse vajadus ajavahemikus 08:00 kuni 17:00. Kuna nimetatud alajaamas on planeeritud trafo 2 väljavahetamine seoses selle amortiseerumisega, siis investeeringute edasi lükkamiseks on nimetatud alajaamaga ühendatud paindlikkuse pakkujaga sõlmitud pikaajaline võrgupiirangu toote leping. Nimetatud lepingu kohaselt on seal alajaamas võimalik aktiveerida igal tunnil 6 MVA agregeeritud tarbimisvõimsust, mis tähendab, et tarbimise juhtimise abil vähendatakse olemasolevat koormust igal tunnil 6 MVA-d. Ülejäänud vajalik võimsus tuleb aktiveerida paindlikkusteenuste turuplatvormil lühiajalise võrgupiirangu toodete hulgest.

Vajaliku paindlikkuse koguse leidmiseks kasutasin elektrisüsteemi planeerimise ja analüüsi tarkvara PSS/E arvutusmudelit.

Tabel 4.3 Näide võrgupiirangu toote vajadusest 16.01.2019

Kuupäev	Trafo aktiivvõimsus	Trafo reaktiivvõimsus	Trafo koormus kokku	Pikajaaline võrgupiirangu toode	Koormus peale pikaajalise toote aktiveerimist	D-1 võrgupiirangu toode	Koormus peale D-1 võrgupiirangu toote aktiveerimist	Võrgupiirangu toode kokku
	MW	Mvar	MVA	MW	MW	MW	MW	MW
16.01.2019 08:00	32,5	5,0	32,9	6,0	26,9	3,0	23,9	9,0
16.01.2019 09:00	32,6	5,6	33,1	6,0	27,1	3,0	24,1	9,0
16.01.2019 10:00	32,2	5,6	32,7	6,0	26,7	3,0	23,7	9,0
16.01.2019 11:00	31,9	5,6	32,4	6,0	26,4	2,0	24,4	8,0
16.01.2019 12:00	30,8	5,3	31,2	6,0	25,2	1,0	24,2	7,0
16.01.2019 13:00	30,9	5,2	31,4	6,0	25,4	1,0	24,4	7,0
16.01.2019 14:00	30,7	5,1	31,1	6,0	25,1	1,0	24,1	7,0
16.01.2019 15:00	31,7	5,3	32,1	6,0	26,1	2,0	24,1	8,0
16.01.2019 16:00	32,4	5,0	32,8	6,0	26,8	3,0	23,8	9,0
16.01.2019 17:00	33,0	4,7	33,4	6,0	27,4	3,0	24,4	9,0
SUMMA	318,8	52,4	323,0	60,0	263,0	22,0	241,0	82,0

Eeltoodust selgub, et alajaamas x on vaja aktiveerida pikaajalist võrgupiirangu toodet kokku 60 MW ja D-1 võrgupiirangu toodet 82 MW. Alljärgnevalt teostasid PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) tarkvaras koormuse analüüsi ning tulemused on toodud alljärgnevas tabelis.

Tabel 4.4 Trafo1 koormus peale võrgupiirangu toote aktiveerimist

Kuupäev	Trafo koormus kokku	PSS/E N-1 analüüsi tulemus	Koormus peale võrgupiirangu toote aktiveerimist	PSS/E N-1 analüüsi tulemus
	MVA	Võimsus %	MVA	Võimsus %
16.01.2019 08:00	32,9	133,0	24,4	97,0
16.01.2019 09:00	33,1	134,0	24,7	98,0
16.01.2019 10:00	32,7	132,0	24,3	96,0
16.01.2019 11:00	32,4	131,0	25,0	99,0
16.01.2019 12:00	31,2	127,0	24,8	99,0
16.01.2019 13:00	31,4	127,0	24,9	99,0
16.01.2019 14:00	31,1	126,0	24,6	98,0
16.01.2019 15:00	32,1	130,0	24,7	98,0
16.01.2019 16:00	32,8	133,0	24,3	97,0
16.01.2019 17:00	33,4	135,0	24,8	99,0
SUMMA	323,05		246,68	

Tabelist 4.4 nähtub, et pikaajalise ja lühiajalise võrgupiirangu aktiveerimine tabelis 4.3 toodud mahus alandas trafol 1 koormust tema projekteeritud võimsuse piiridesse. Tehniliselt on stsenaariumi teostatav, kuid see eeldab paindlikkuse pakkujate aktiivset osavõttu paindlikkusturult, et saavutada soovitud allakoormamise võimsused. Lisaks on stsenaarium teostatud järgmiseks päevaks prognoosandmete alusel, mis ei välista tegelikku elektrisüsteemi muutuseid seoses ilmastiku või muude avariiliste olukordadega. Lisaks jätsin siin töös analüüsimata paindlikkuse pakkumise hinnastamise, kuna see eeldab kõikide tööde kategoriseerimist ja eraldi hinnastamist, et oleks võimalik lühiajalise võrgupiirangu toote aktiveerimise kulu võrrelda tavapärase käidukuluga.

4.2 Stsenaarium 2: mFRR toote hankimine paindlikkusturu platvormilt

Stsenaarium nimi:	Paindlikkusteenuste platvormilt mFRR toote hankimine
Toode:	mFRR
Ajahorisont:	Pakkumiste kogumine päev ette (D-1)
Aktiveerimine:	Mitte rohkem kui 15 minutit
Eesmärk:	Võimsusreservide hankimine paindlikkusteenuste turult

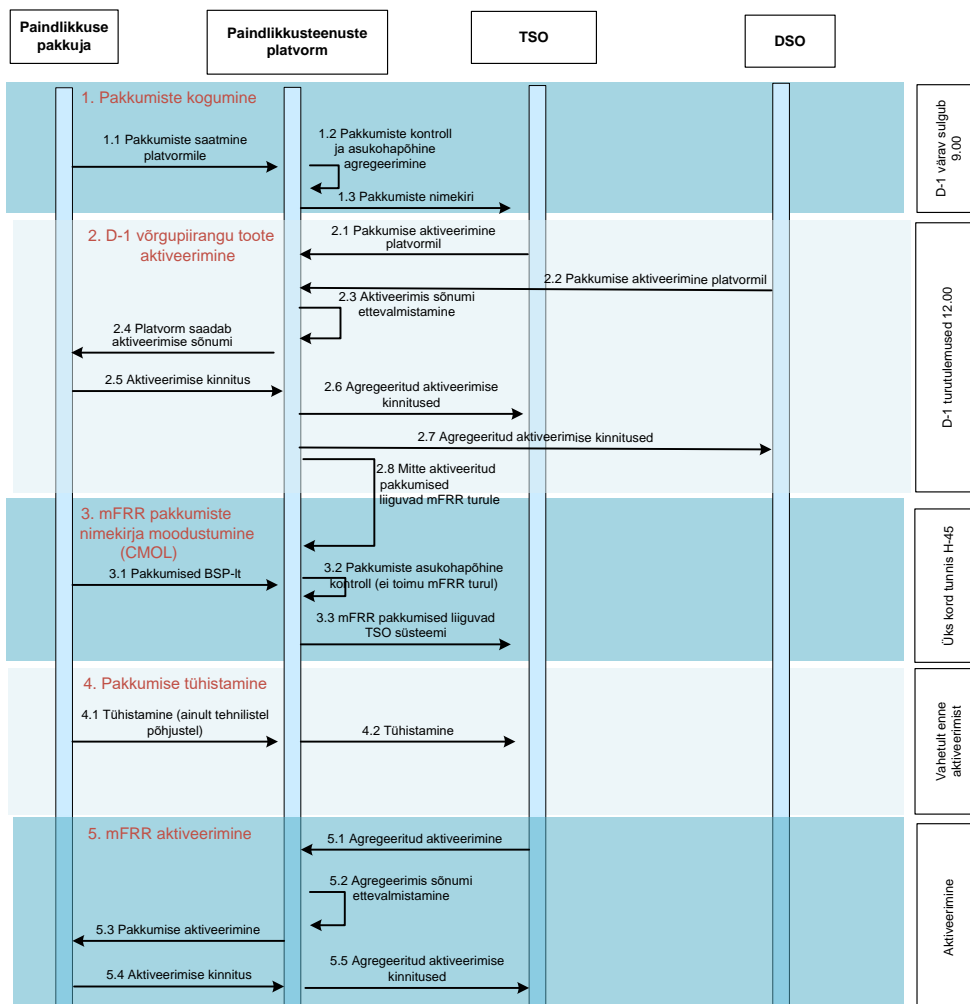
Paindlikkusteenuste turuplatvormi üheks eesmärgiks on laiendada turuosaliste võimalusi osaleda reguleerimis- ja paindlikkusturgudel nii pakkuja kui ka ostjana. Lisaks on eesmärk lihtsustada tarbimise juhtimise ressursside sisenemist reguleerimisturule. Paindlikud ressursid sh tarbimise juhtimise ressurss saab osaleda paindlikkusturul nii üksikult kui ka agregeerituna. Minimaalne pakkumise suurus on 1 MW (*mFRR standardtoote tingimused toodud alapunktis 4.1.2 tabelis 4.1*). Eesti reguleerimisturul osaleb hetkel üks agregaat ja eeldatavasti lisandub neid lähiajal juurde. Käesolev stsenaarium kujutab endast mFRR toote hankimist paindlikkuse ressursist, mis jäi kasutamata võrgupiirangu toodete aktiveerimisel ja vastab mFRR toote standardtingimustele.

4.2.1 Paindlikkuse ressursi kasutamine reguleerimisturul

Paindlikkuse ressurss, mis on registreeritud paindlikkuse registrisse ning vastab lisaks võrgupiirangu toote tingimustele ka mFRR toote standardtingimustele saab lisaks paindlikkusturule osaleda ka reguleerimisturul. Juhul kui ressursi ei aktiveeritud D-1 võrgupiirangu tooteks, siis liigub see mFRR turule, kus luuakse kõikidest pakkumistest ühine toodete nimekiri CMOL (*Common Merit Order List*). Alljärgnev joonis annab piltliku ülevaate toote jõudmisest CMOL-i kuni TSO poolt

aktiveerimiseni ning alatest punktist 3 on see koostatud juba olemasolevate reguleerimisturu tingimuste alusel.

Stsenaarium 2: mFRR toote hankimine platvormilt



Joonis 4.5. mFRR toote hankimine paindlikkusteenuse platvormilt

Pakkumised, mis ajavahemikus 9.00 – 12.00 ei aktiveeritud ja vastavad mFRR toote standardtingimustele liiguvad uude ajaaknasse (*H-45*), kus toimub CMOL-i moodustamine. Pakkumised kontrollitakse vastu lubatud läbilaskevõimsuste tabelit (*kirjeldatud punktis 4.1.3*) ning saadetakse ühise nimekirjana TSO reguleerimispakkumiste nimekirja. Edasine protsess toimub lähtuvalt Baltikumi reguleerimisturu reeglitele ning käesolevas stsenaariumis midagi uut ei lisata ega olemasolevat protsessi ei muudeta. Baltikumi reguleerimisturul kasutatakse marginaalhinna printsiipi, kus kõikide aktiveeritud pakumiste hinnaks kujuneb turutunnil (*market time unit – MTU*) aktiveeritud kõige kallima pakumise hind.

4.3 Stsenaarium 3 ja 4: Paindliku liituja allakoormamise ressursi hankimine paindlikkusteenuste turult

Käesoleva stsenaariumi eesmärk on demonstreerida olukorda, kus paindlik liituja ei koorma ennast ülekoormuse korral maha, vaid seda teeb samas alajaamas olev paindlikkuse pakkuja. Toimub turuosaliste omavaheline paindlikkusega kauplemine.

Stsenaarium nimi:	Turuosaliste omavaheline paindlikkusega kauplemine
Toode:	Lühiajaline võrgupiirangu toode
Ajahorisont	Päev ette (D-1)
Eesmärk:	Lühiajalise võrgupiirangu toote aktiveerimine paindlikkusteenuste platvormil

4.3.1 Paindlik liituja

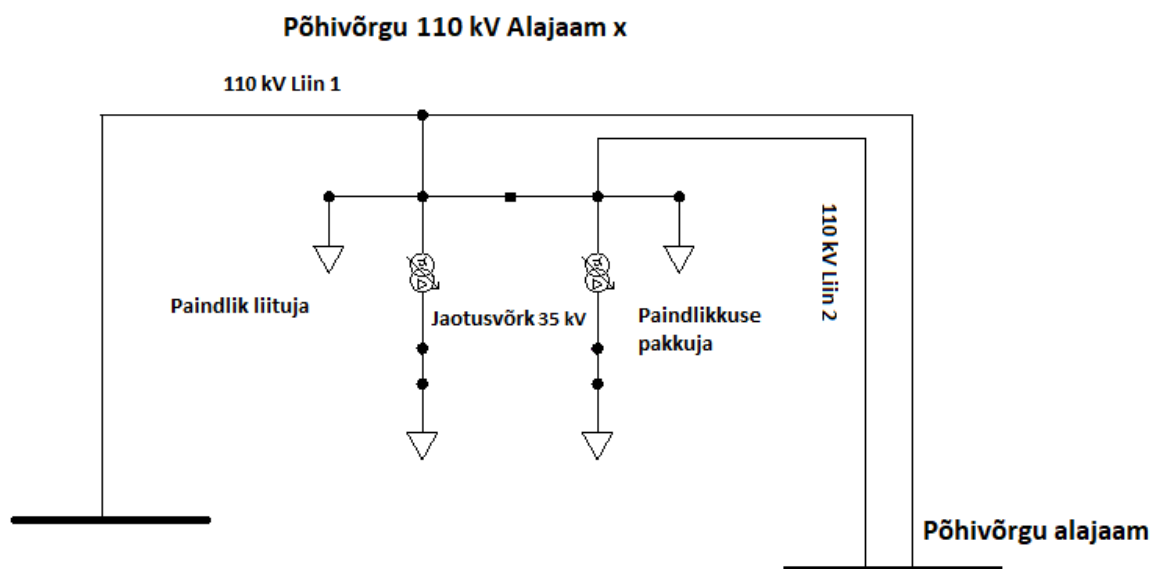
Elering AS pakub klientidele võimalust elektrivõrguga liituda paindliku liitujana, mis tähendab et, kliendil on võimalik valida, kas maksta liitumistasuga kinni ülekoormusest mõjutatud võrguelemendi läbilaskevõime suurendamine või leppida olukorraga, kus ülekoormuse tekkimisel koormatakse tema tootmis- või tarbimisvõimsus maha. [45] Tegemist on ainulaadse lahendusega ning siiani on Eestis sõlmitud üks paindliku liituja liitumisleping. Paindliku liituja liitumislepingus on toodud maksimaalne tootmis- või tarbimisvõimsus, millest üks osa on fikseeritud võimsus ning teine osa paindlik võimsus. Elering AS-il on õigus klienti alla koormata ainult paindliku võimsuse piires ning ainult lepingus kindlaks määratud võrguelementide ülekoormuse korral.

4.3.2 Stsenaariumi kirjeldus

Käesolevas stsenaariumis võtan aluseks paindliku liituja x hüpoteetilised andmed. Liitumislepingu kohaselt on tootmisvõimsus kokku 10 MW, millest 2 MW on fikseeritud võimsus ja 8 MW paindlik. Paindliku liituja võimsuspiirangut on lubatud rakendada 0 hinnaga ainult Liin x1 ja Liin x2 ülekoormuse korral (vt võrguskeem alapunktis 4.3.3). Paindlik liituja ostab paindlikkusturult võrgupiirangu toote sama alajaamaga ühendatud paindlikkuse pakkujalt, kuna elektrienergia müügihind koos taastuenergiatasuga on kõrgem kui võrgupiirangu pakkumise maksumus. Võrgupiirangu toote pakkujal taastuenergia toetus puudub ja temal on kasulikum müüa oma tootmisvõimsus paindlikule liitujale.

4.3.3 Võrguskeem

Alljärgnevalt on toodud paindliku liituja teoreetiline võrguskeem, kus võtsin aluseks reaalse võrgumudeli ja kohandasin seda hüpoteetilisele stsenaariumile vastavalt.



Joonis 4.6 Paindliku liituja teoreetiline võrguskeem

Võrguskeemilt on näha, et paindlik liituja on ühendatud alajaama x kus on veel paindlikkuse pakkuja ja jaotusvõrgu liitumispunktid. Paindlik liituja saab vajadusel osta paindlikkust samasse alajaama ühendatud klientide käest kuna nende koormus on seotud samade võrguelementidega. Lepingu kohaselt on paindlikku liitujat lubatud alla koormata paindliku võimsuse mahus ja ainult Liin x1 või Liin x2 ülekoormuse korral.

4.3.4 Ülekoormuse tuvastamine

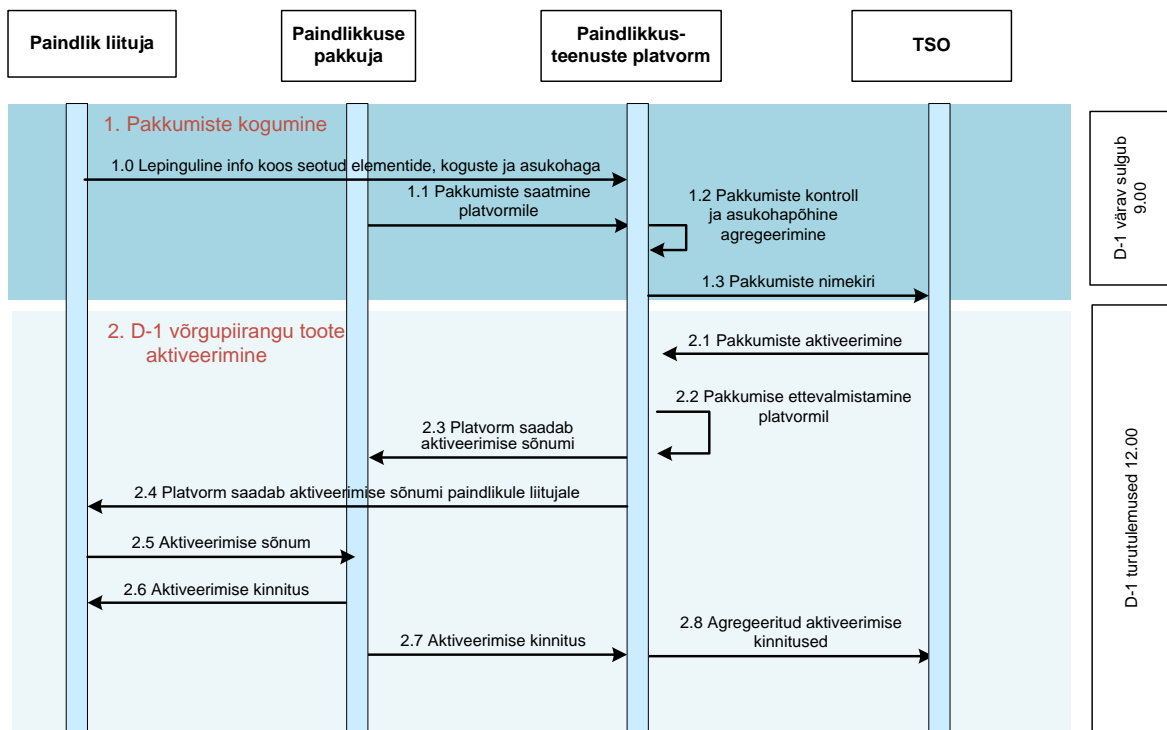
Elektrisüsteemi reaalajamudel SCADA annab dispetšeritele teavituse N-1 kriteeriumi rikkumisest. Režiimi planeerija tuvastab D-1 talitluskindluse analüüsimisel, et alajaamas x on koormused üle lubatud piirnormi ning Liin x1 katkestuse korral, koormuks Liin x2 üle, mis põhjustaks liin x2 välja lülitumise (*tegemist on N-1 olukorraga*). PSS/E-s teostatud arvutuste tulemusel selgub, et probleemi saab lahendada kui paindliku liituja võrku suunduv tootmisvõimsus oleks öisel perioodil maksimaalselt 4 MW ja päeval perioodil 6 MW. Seega kui paindlik liituja soovib suunata võrku tootmisvõimsust täiskoormusel, siis peab ta paindlikkusteenuste turuplatvormilt ostma paindlikkust päeval perioodil 4 MW ja öisel perioodil 6 MW. Samasse alajaama on ühendatud

paindlikkuse pakkuja, kelle koormus mõjutab samuti Liin2 koormust seega ostab paindlik liituja vajaliku võrgupiirangu toote tema käest ning paindlikkuse pakkuja hakkab nendel tundidel rohkem tarbima või vähendab enda tootmisvõimsust. Mõlemal juhul toimub seotud elementidel koormuse langus.

4.3.5 Võrgupiirangu toote aktiveerimine

Kell 9.00 – 12.00 analüüsib Elering AS režiimi planeerija järgmiseks päevaks planeeritud elektrisüsteemi talitluskindlust vastavalt „Talitluse planeerimise juhendile“ ning kui planeerija tuvastab võimaliku ülekoormuse konkreetses liitumispunktis aktiveerib ta paindlikkusteenuste turuplatvormil konkreetse ajavahemiku jaoks pakkumised. Paindliku liituja paindlik võimsus on platvormil 0 hinnaga kuna sõlmitud lepingu kohaselt võib seotud elementide ülekoormuse tekkimisel koormata tema tootmis- või tarbimisvõimsus maha. Platvorm koondab aktiveeritud pakkumised ja saadab aktiveerimise sõnumi paindlikkuse pakkujale. Juhul kui paindlikkuse pakkuja soovib suunata võrku tootmisvõimsust täiskoormusel, ostab ta paindlikkust turuplatvormilt vastavalt aktiveeritud kogustele.

Stsenaarium 3: Turuosaliste omavaheline paindlikkusega kauplemine



Joonis 4.7. Turuosaliste omavaheline paindlikkusega kauplemine

Paindliku liitujal ja paindlikkuse pakkujal on omavahel sõlmitud paindlikkusteenuste osutamise leping ning paindlikkusteenuste turuplatvorm saadab aktiveerimise sõnumi esialgu paindlikule liitujale ning vajadusel suunab paindlik liituja selle paindlikkuse pakkujale.

Käesolev stsenaarium on tehniliselt lahendatav ning oleks majanduslikult kasulik paindlikule liitujale ainult juhul kui paindlikkuse ostmine on odavam kui elektrienergia tootmine.

KOKKUVÕTE

Eesti elektrisüsteem on suures muutuses, lähiaastatel ootab meid ees vanade konventsionaalsete jaamade sulgemine ning suuremas mahus uute hajutatud elektrijaamade lisandumine, eelkõige avameretuulepargid. Seda on vaja kliimaeesmärkide täitmiseks ja hinnates Euroopa Komisjoni suunda tulevikus, siis on selge, et see on seotud taastuvenergia arendamisega. Eesti elektrisüsteemi planeeritakse 2030.aastaks juurde installeerida 1000 MW tuuleparke. Mis tähendab, et elektrisüsteem peab olema valmis igal ajahetkel muutliku taastuvenergia tasakaalustamiseks, seal juures piiramata taastuvenergia tootmist ja tagades varustuskindluse. See on oluliseks eelduseks, et me oleksime elektritootmises konkurentsivõimelised, arvestades karmistuvate kliima- ja keskkonnaneeesmärkidega ning anda võimalus parandada Eesti väliskaubandusbilanssi suurema ekspordi kaudu. Tegemist on väga suure väljakutsega, mis langeb ajaliselt kokku Eesti energeetika ajaloo ühe suurima muutusega, mil Baltikum desünkroniseeritakse Venemaa ühendenergia-süsteemi sagedusalast. Balti riigid sünkroniseeritakse Mandri-Euroopa sagedusalaga, mille järgselt peavad Balti riigid olema eraldiseisvalt varustatud sageduse hoidmise ja taastamise reservidega. Taastuvenergia lisandumine elektrisüsteemi suurendab vajadust bilansi- ja süsteemiteenuste järele kuna juhitamatut taastuvenergia (*päikese- ja tuuleenergia*) toodangut on tootmine ja tarbimine tasakaalustamiseks keerulisem prognoosida. Elektrisüsteem peab muutuma paindlikumaks, et vastu võtta ja tasakaalustada muutliku taastuvenergia integreerimist elektrisüsteemis. See ajendas mind analüüsima Eesti elektrisüsteemi paindlikkuse vajadusest ning paindlikkuse rakendamise võimalusi käesolevas elektrisüsteemis.

Eesti hangib võimsusbilansi hoidmiseks reguleerimisreservid Baltikumi reguleerimisturult, kus reguleerimisteenuse pakkujad kauplevad käsitsi juhitava sageduse taastamise reserviga (*mFRR*). Hindamaks Eesti reguleerimisreservide olemasolu koostasin Baltikumi reguleerimisturu platvormil avalikustatud 2019.aasta andmete põhjal analüüsi. Analüüsi tulemusel selgus, et 2019.aastal kujunes Eestis keskmiseks tunnipõhiseks üles reguleerimise pakkumise suuruseks 28 MW ja alla reguleerimise pakkumises suuruseks 30 MW ning kalendriaastal puudusid üles reguleerimise pakkumised 17% tundidel ja alla reguleerimise pakkumised 33,7% tundidel. Elektrisüsteemi jaoks tähendab alla reguleerimine tootmise vähendamist või tarbimise suurendamist ning üles reguleerimine tootmise suurendamist või tarbimise vähendamist. Reguleerimisteenuste pakkumiste olemasolu ja suurust mõjutavad töös olevate elektrijaamade vabad tootmisvõimsused kuid tootmisüksuste sulgemisel ei saa nad enam reguleerimisteenuseid pakkuda. Taastuvenergia tootjatel puudub motivatsioon reguleerimisturul osalemiseks kuna taastuvenergia toetused ja elektrienergia müük tagab neile suurema majandusliku kasu. Lisaks saab vabade

ülekandevõimsuste korral tellida üles ja alla reguleerimist naaberriikidelt kuid tootmise ja tarbimise analüüsist selgus, et tootmisvõimsuste vähenemise tõttu importis Eesti 2019.aastal elektrienergiat 87,3% ($7646 h / 8760 h \times 100 = 87,3\%$) tundidest, mis omakorda mõjutab vabade ülekandevõimsuste olemasolu.

Eeltoodud analüüsi tulemus peaksid olema selge signaal, et süsteemi- ja bilansiteenuste regulatsioonid tuleb üle vaadata ja muuta turuosaliste jaoks majanduslikult kasumlikumaks ja paindlikkusteenuste pakkujatele vastuvõtlikumaks.

Eesti tarbimise juhtimise ressursi hindamisel tuginesin juba varem läbiviidud analüüsi tulemustele, [30] mille kohaselt on Eesti tarbimise juhtimise potentsiaal ühel tunnil kodumajapidamistes 55 kuni 230 MW, äri- ja avaliku teeninduse sektoris 93 kuni 112 MW ning tööstussektoris 65 MW. Baltikumi reguleerimisturu andmete analüüsimisel selgus, et 2019.aastal oli ühe tunni keskmine aktiveeritud üles reguleerimise pakkumise suurus 18 MW (*pakkumised vahemikus 1 MW kuni 291 MW*) ja alla reguleerimise pakkumise suurus 17 MW (*pakkumised vahemikus 1 MW kuni 85 MW*). See tähendab, et Eesti tarbimise juhtimise ressurss on piisavalt suur, et omada olulist rolli Baltikumi reguleerimisturul. Käesoleval hetkel pakub Eestis agregeeritud tarbimisvõimsust üks agregator, kes alustas pilootprojektina 1 MW suuruste üles reguleerimise pakkumistega. Seega võib järeldada, et Eesti tarbimise juhtimise ressursi potentsiaal on hetkel kasutamata, kuigi see võiks omada olulist rolli Baltikumi võimsusbilansi hoidmisel.

Eesti põhivõrguettevõtte ja jaotusvõrguettevõtte osalevad INTERFACE projektis, mille raames arendatakse paindlikkusteenuste turuplatvorm, mille eesmärk on Balti- ja Põhjamaade riigid ühendada ühise turuplatvormiga, mis võimaldaks paindlikkusega kauplemise kogu regioonis.

2021.aastal viiakse INTERFACE projekti raames paindliku ressursi kasutamise stsenaariumite testimine ning käeoleva töö neljandas peatükis koostas kolm erinevat stsenaariumit paindlikkuse kasutamise kohta. Kuigi platvorm arendatakse välja paindlikkuse hankimiseks ja aktiveerimiseks operatiivtunnil kuni pikaajaliselt, siis stsenaariumite lihtsustamiseks analüüsin neid päev ette planeerimise ajahorisondis.

Esimene stsenaariumi koostas paindlikkuse abil võrguelemendil koormuse vähendamise kohta. See eeldab paindlikkusteenuste turuplatvormil asukohapõhise võrgupiirangu toote aktiveerimist. Võrgupiirangu toode vastab Baltikumi reguleerimisturul kaubeldava käsitsi juhitava sageduse taastamise reserviga standartoote (*mFRR*) tingimustele ja unikaalseks teeb selle täiendavalt juurde

lisatud asukohapõhine informatsioon, mis võimaldab võrguelemendi pakkumisega ühendada ning läbi juhtimistarkvara kontrollida. Stsenaariumi tulemusel selgitasin välja, et läbi loodava paindlikkusteenuste turuplatvormi on tehniliselt võimalik nimetatud stsenaariumit realiseerida, kuid see eeldab paindlikkuse pakkujate aktiivset osavõttu paindlikkusturult, et saavutada soovitud alla koormamise võimsused. Kuna stsenaarium on teostatud järgmiseks päevaks prognoosandmete alusel, siis see eeldab väga täpseid prognoosandmeid ning vajadusel päeva sisest sekkumist. Lisaks jätsin töös analüüsimata paindlikkuse pakkumise hinnastamise, mis omab olulist rolli aktiveerimise otsuse tegemisel.

Teise stsenaariumi koostas paindliku ressursi kasutamisest reguleerimisturul ning see on seotud eelmise stsenaariumiga. Paindlikkuse ressurss, mida ei aktiveeritud eelmises stsenaariumis päev ette planeerimise etapil võrgupiirangu tooteks, liigub edasi Baltikumi reguleerimisturule, kus luuakse kõikidest pakkumistest ühine toodete nimekiri (*Common Merit Order List - CMOL*). Arvan, et see on hetkel kõige aktuaalsem stsenaarium kuna käesolevas töös selgitasin välja, et Eestis on reguleerimisreservide vajadus.

Kolmanda stsenaariumi koostas turuosaliste omavahelise paindlikkusega kauplemise kohta. Kus paindlik liituja ostab süsteemihalduri poolt rakendatava võimsuspiirangu mahu paindlikkusturult sama alajaamaga ühendatud paindlikkuse pakkujalt, kuna elektrienergia müügihind koos taastuvenergiatasuga on tema jaoks kõrgem kui võrgupiirangu pakkumise maksumus. Käesolev stsenaarium on samuti tehniliselt lahendatav ning oleks majanduslikult kasulik paindlikule liitujale, juhul kui paindlikkuse ostmine on tema jaoks odavam kui elektrienergia tootmine.

Paindlikkuse ressursse on võimalik kasutada ka kiirete sagedusreservide pakkumiseks, kuid käesolevas töös analüüsisin paindlikkuse ressursside kasutamist Eestis hetkel võimsusbilansi hoidmiseks kasutatavate reguleerimisreservide hankimiseks ning asukohapõhise ülekoormuse vähendamiseks.

SUMMARY

The power system of Estonia is going through great changes – in the coming years, old conventional power stations will be closed and a large amount of new distributed power stations will be added, offshore windfarms in particular. This is needed to fulfil climate objectives and, considering the future directions of the European Commission, it is clear that it is related to the development of renewable energy. In addition to that, the power system of Estonia is planned to be complemented with wind farms supplying 1000 MW of energy in total by the year 2030. This means that the power system has to be ready to balance the supply of renewable energy, which may be variable at any point of time, while avoiding any restrictions to the production of renewable energy and ensuring the security of supply. It is an important prerequisite for us to be competitive in the field of power generation, taking into account the ever stricter climate and environmental objectives; it also gives a chance to improve the foreign trade balance of Estonia through increasing export. It is a major challenge which coincides with the greatest change in the energy history of Estonia – the desynchronization of the Baltic States from the frequency area of the Unified Energy System of Russia. The Baltic States will be synchronized with the frequency area of continental Europe, after which they have to be separately supplied with reserves for frequency maintenance and recovery. The addition of renewable energy to the power system increases the need for balancing and system services, since the uncontrollable production of renewable energy (*solar and wind energy*) is more difficult to forecast in order to balance production and consumption. The power system has to become more flexible to accept and balance the integration of variable renewable energy. This motivated the author to analyse the possibilities of and need for flexibility in the present power system of Estonia.

In order to maintain power balance, Estonia procures balancing reserves from the balancing market of the Baltic States, where balancing service providers trade with manual frequency restoration reserve (mFRR). To assess the existence of balancing reserves in Estonia, the author carried out an analysis based on the 2019 data published on the Baltic Balancing Dashboard. The analysis revealed that, in 2019, the average hourly upward balancing bid in Estonia was 28 MW, and the average hourly downward balancing bid was 30 MW. Within this calendar year, there were no upward balancing bids for 17% of hours and no downward balancing bids for 33.7% of hours. For the power system, downward balancing means the reduction of production or the increase of consumption, and upward balancing means the increase of production or the reduction of consumption. The existence and range of balancing service bids is influenced by the spare capacities of operating

power plants, but these can no longer offer balancing services after the closure of production units. Renewable energy producers are not motivated to participate in the balancing market, since renewable energy subsidies and the sale of electricity are economically more profitable for them. In addition, free transmission capacities make it possible to order up- and downward regulation from neighboring countries. The analysis of production and consumption, however, showed that, due to the reduction of production capacity, Estonia imported electricity for 87.3% ($7646 \text{ h} / 8760 \text{ h} \times 100 = 87.3\%$) of hours in 2019 which, in turn, affects the existence of net transmission capacities.

The results of the analysis should be a clear signal that regulations applying to system and balancing services must be reviewed, and made economically more profitable for market participants and more acceptable for flexibility service providers.

When assessing the consumption management resources of Estonia, the author relied on the results of an analysis conducted earlier, [30] according to which the consumption management potential of Estonia is 55 to 230 MW per hour for households, 93 to 112 MW in the business and public service sector, and 65 MW in the industrial sector. When analysing the data of the balancing market of the Baltics, it became evident that, in 2019, the average amount of activated upward balancing bids was 18 MW (*bids ranged from 1 MW to 291 MW*), and 17 MW in the case of downward balancing bids (*bids ranged from 1 MW to 85 MW*). This means that the demand management resource of Estonia are large enough to play an important role in Baltic Balancing Market. Currently, aggregated consumption power is supplied in Estonia by one aggregator which started off as a pilot project with 1 MW upward balancing bids. Therefore, it can be concluded that, at the time being, the consumption management resource potential is unused in Estonia, even though it could play an important role in maintaining the power balance of the Baltic States.

The transmission system operator and distribution system operator of Estonia take part in the INTERFACE project, which involves the development of a market platform for flexibility services in order to connect the Baltic and Nordic countries to a common market platform that would make it possible to trade with flexibility in the whole region.

In 2021, the scenarios for the use of flexibility resources will be tested within the frames of the INTERFACE project, and the author provides three different scenarios for the use of flexibility resource in the fourth chapter of the paper. Even though the platform is developed to procure flexibility and activate it for operating hours up to a long-term perspective, the author analyses the scenarios using a-day-ahead timeframe to simplify the scenarios.

The first scenario involves the reduction of the load of the network element by means of flexibility. This requires the activation of a location-based congestion management product on the market platform for flexibility services. The congestion management product conforms to the conditions established for the standard products of manual frequency restoration reserve (*mFRR*) which are being traded in the Baltic Balancing Market. It is unique due to the additional location-based information which makes it possible to connect the network element to the bid, and control it through a management software. The scenario helped to determine that, through the market platform for flexibility services which is currently being created, it is technically possible to carry out this scenario, but it requires the active participation of flexibility providers in the flexibility market to achieve the necessary downward bidding capacities. Since this scenario has been prepared on the basis of a-day-ahead forecast data, it requires very accurate forecast data and, if necessary, interventions in the course of the day. Likewise, the author did not analyse the pricing principles for flexibility bids, which plays an important role in activation decisions.

The second scenario involves the use of flexibility resource in the balancing market, and it is related to the previous scenario. Flexibility resource which was not activated in the previous scenario in a-day-ahead-planning for a congestion management product moves to Baltic Balancing Market where all bids are concentrated to the Common Merit Order List (*CMOL*). The author is of the opinion that it is currently the most probable scenario, because this paper revealed that there is a need for balancing reserves in Estonia.

In the case of the third scenario, market participants trade in flexibility between themselves. In this scenario, flexible grid connector buy the power limit volume applied by the system administrator in the flexibility market from the flexibility service provider that is connected to the same substation, because, for them, the sales price of electricity together with the renewable energy charge is higher than the cost of the congestion management bid. This scenario is also technically accomplishable and it would be economically beneficial for renewable energy producers if the purchase of flexibility is cheaper than the electricity production price.

Flexibility resources can also be used to offer fast frequency reserves, but, in this paper, the author analysed the use of frequency recovery reserves in Estonia in order to procure balancing reserves currently used to maintain power balance, and to reduce location-based overload.

KASUTATUD KIRJANDUS

- [1] Euroopa Komisjon, „2050 pikaajaline strateegia,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en.
- [2] Euroopa Komisjon, „Euroopa roheline kokkulepe,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN>.
- [3] Ühinenud Rahvaste Organisatsioon, „Keskkonnaministeerium,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://www.envir.ee/sites/default/files/pariisi_kokkulepe_eesti_k.pdf.
- [4] Euroopa Komisjon, „Puhas Energiapakett,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en#electricity-market-design.
- [5] Euroopa Komisjon, „Euroopa Parlamendi ja nõukogu direktiivb elektrienergia siseturu ühiste normide kohta,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>.
- [6] E. Kontrollkoda, „Energiat ja kliimamuutusi käsitlevad ELi meetmed,“ 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://op.europa.eu/webpub/eca/lr-energy-and-climate/et/>.
- [7] International Smart Grid Action, „Flexibility needs in the future power system,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019.pdf. [Kasutatud 18 04 2020].
- [8] ENTSO-E, „Research and Development Roadmap for 2017 - 2026,“ [Võrgumaterjal]. Available: http://riroadmap.entsoe.eu/wp-content/uploads/2016/06/entsoe_ri_roadmap_2017-2026.pdf.
- [9] Ecofys, „Flexibility options in electricity systems,“ 2014.
- [10] Greening the Grid, „Demand response and storage,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://greeningthegrid.org/integration-in-depth/demand-response-and-storage>.
- [11] Total. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.total.com/media/news/press-releases/total-build-largest-battery-based-energy-storage-project-france>.
- [12] Stockholmi Keskkonnainstituudi Tallinna Keskus (SEI Tallinn), „Eesti kliimaambitsiooni tõstmise võimaluste analüüs,“ august 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2019/10/aruanne-net0-sysinik-2050-191010.pdf>.

- [13] ESDBD, „Delta’s ESS integrated in power supply system,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <http://brandnews.deltaww.com/EN/46/SpecialReports.aspx>.
- [14] ENTSO-E, „Market design for demand side response,” [Võrgumaterjal]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_dsr_web.pdf.
- [15] I. E. Agency, „Status of Power System Transformation 2019,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>. [Kasutatud 10 04 2020].
- [16] European University Institute, „The EU Clean Energy Package,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/64524/EU-CEP-2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Kasutatud 18 04 2020].
- [17] Elering AS, „Elektri põhivõrk,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.elering.ee/elektri-pohivorgu-kaart>. [Kasutatud 01 04 2020].
- [18] Elering AS, „Eesti Elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2019,” Tallinn, 2019.
- [19] Konkurentsiamet, „Valdkonna tutvustus,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.konkurentsiamet.ee/et/elekter-maagaas/elekter/valdkonna-tutvustus>. [Kasutatud 05 03 2020].
- [20] Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, „Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_ee.pdf. [Kasutatud 15 04 2020].
- [21] Elering AS, „Taastuvelekter kattis möödunud aastal 21 protsenti elektri kogutarbimisest,” 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/taastuvelekter-kattis-moodunud-aastal-21-protsenti-elektri-kogutarbimisest>. [Kasutatud 04 2020].
- [22] Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, „Energiamajanduse arengukava aastani 2030,” 2017. [Võrgumaterjal]. Available: https://www.mkm.ee/sites/default/files/enmak_2030.pdf. [Kasutatud 16 04 2020].
- [23] L. Hõrak, „Andmete arhiiv 2019,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.elering.ee/elektreisustem#tab0>.
- [24] Riiklik Ilmateenistus, „2019. aasta ilma ülevaade,” 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.ilmateenistus.ee/2020/01/2019-aasta-ilma-ulevaade/>. [Kasutatud 04 11 2020].
- [25] Eurostat, „Development of the production of primary energy (by fuel type), EU-28, 2007-2017,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/ce/Development_of_the_production_of_primary_energy_%28by_fuel_type%29%2C_EU-

28%2C_2007-2017_%282007_%3D_100%2C_based_on_tonnes_of_oil_equivalent%29_.png. [Kasutatud 01 04 2020].

- [26] Eurostat, „Production of primary energy, EU-28, 2017,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Production_of_primary_energy,_EU-28,_2017_\(%25_of_total,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent\)_upd.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Production_of_primary_energy,_EU-28,_2017_(%25_of_total,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent)_upd.png). [Kasutatud 1 4 2020].
- [27] SCADA, 2019.
- [28] Nord Pool AS, „Nord Pool REMIT UMM,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://umm.nordpoolgroup.com>. [Kasutatud 10 04 2020].
- [29] Transparency Plaform, „Transparency Plaform,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>.
- [30] A. Rosin, „Tarbimise juhtimine,“ 2014. [Võrgumaterjal]. Available: https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Tarbimise_juhtimine_1.pdf. [Kasutatud 15 03 2020].
- [31] Ärileht.ee, „Ärileht.delfi.ee,“ 07 08 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://arileht.delfi.ee/news/uudised/riik-loodab-kumne-aastaga-taastuenergiat-toetused-nullini-via?id=87063615>. [Kasutatud 23 04 2020].
- [32] Euroopa Komisjon, „Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0006.01.ENG.
- [33] ENTSO-E, „ENTSO-E Annual Work Programme 2020,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Available: https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/have-your-say-on-entso-es-annual-work-programme-20/supporting_documents/191017_ENTSOE%20AWP%202020_Stakeholder%20consultation.pdf. [Kasutatud 07 05 2020].
- [34] Elering, „Elektrituru käsiraamat,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/elektrituru-kasiraamat/4-bilansihaldus/45-baltikumi-uhine-reguleerimisturg-ning-koordineeritud>. [Kasutatud 04 05 2020].
- [35] COBA, „Baltic COBA Dashboard,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://dashboard.electricity-balancing.eu/en/bids/standard-volumes>. [Kasutatud 22 04 2020].
- [36] Elering AS, „Elektrienergia reguleerimisteenuse osutamise standardtoote kirjeldus,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://www.elering.ee/sites/default/files/2019-08/Standardtoote_tingimused_2019.pdf.
- [37] Euroopa Komisjon, „Komisjoni määrus 2017/1485 elektri ülekandesüsteemi käidueeskiri,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>.
- [38] „INTERFACE,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.interrface.eu/The-project>. [Kasutatud 21 03 2020].

- [39] INTERFACE, „Project objectives,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.interface.eu/Objectives>.
- [40] „INTERFACE Single Flexibility Platform,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.interface.eu/content/single-flexibility-platform>.
- [41] E. AS, „Eesti elektrisüsteemi varustskindluse aruanne 2019,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Available: https://elering.ee/sites/default/files/public/Infokeskus/elering_vka_2019_web_final2.pdf. [Kasutatud 09 05 2020].
- [42] *Single Flexibility Platform Architecture*, 2020.
- [43] Elering AS, „mFRR standardtoote tingimused,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://elering.ee/sites/default/files/2019-08/Standardtoote_tingimused_2019.pdf.
- [44] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt ja J. Kilter, *Jaotusvõrgud*, Tallinn: TalTech, 2007.
- [45] Elering AS, „Paindlik liitumine,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/paindlik-liitumine>.
- [46] L. S. Sterling, *The Art of Agent-Oriented Modeling*, London: The MIT Press, 2009.
- [47] Flex4RES, „Framework Conditions for Flexibility in the Electricity Sector,“ 2016. [Võrgumaterjal]. Available: https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Tarbimise_juhtimine_1.pdf. [Kasutatud 23 04 2020].
- [48] INTERFACE, „Demo areas,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.interface.eu/Demo-Areas>.
- [49] Nord Pool AS, „Nord Pool REMIT UMM,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://umm.nordpoolgroup.com/>.

LISAD

Lisa 1 Paindlikkuse mõisted inglise keeles

„The ability to adapt the planned development of the power system, quickly and at reasonable cost, to any change, foreseen or not, in the conditions which prevailed at the time it was planned,“ **1995,**

CIGRE working group

„The extent to which a power system can modify electricity production or consumption in response to variability, expected or otherwise. In other words, it expresses the capability of a power system to maintain reliable supply in the face of rapid and large imbalances, whatever the cause.“ **2011,**

International Energy Agency – IEA

„The ability to adapt to dynamic and changing conditions, for example, balancing supply and demand by the hour or minute, or deploying new generation and transmission resources over a period of years.“ **2016, Electric Power Research Institute – EPRI**

„The modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal (Price signal or activation) in order to provide a service within the energy system.“ **2014,**

EURELECTRIC

„The capacity of the electricity system to respond to changes that may affect the balance of supply and demand at all times.“ **2018, Council of European Energy Regulators - CEER**

„All relevant characteristics of a power system that facilitates the reliable and cost effective management of variability and uncertainty in both supply and demand“ **2018, International Energy**

Agency – IEA

„The capability of a power system to cope with variability and uncertainty that VRE (variable renewable energy) generation introduces into the system in different time scales, from the very short to the long term, avoiding curtailment of VRE and reliably supplying all the demanded energy to customer.“ **2018, International Renewable Energy Agency – IRENA**