



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**ELEKTRI HAJATOOTMIS- JA
SALVESTUSMUSTRITE MUUTUSTE MÕJU
ÜHEAEGSUSTEGURILE MADALPINGEVÕRGUS**

**THE IMPACT OF DISTRIBUTED POWER GENERATION
AND STORAGE PATTERNS ON COINCIDENCE FACTOR IN
LOW VOLTAGE DISTRIBUTION GRIDS**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Kaspar Roosileht
Üliõpilaskood: 211588AAVM
Juhendaja: Argo Rosin, professor
Kaasjuhendaja: Victor Astapov, teadur

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.

"....." 20.....

Autor: Kaspar Roosileht

/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

"....." 20.....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Kaspar Roosileht

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose „Elektri hajatootmis- ja salvestusmuustrite muutuste mõju üheaegsustegurile madalpingevõrgus“, mille juhendajad on professor Argo Rosin ning teadur Victor Astapov.

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

13.05.2024

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud üks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Kaspar Roosileht, 211588AVM
Õppekava, peeriala: AAVM, Elektroenergeetika
Juhendajad: Argo Rosin, professor; Victor Astapov, teadur
Konsultant: Vahur Maask, teadur

Lõputöö teema: Elektri hajatootmis- ja salvestamismustrite muutuste mõju üheaegsustegurile madalpingevõrgus

Lõputöö teema inglise keeles: The Impact of Distributed Power Generation and Storage Patterns on Coincidence Factor in Low Voltage Distribution Grids

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Töö eesmärgiks on jaotusvõrgu muutuste mõju välja selgitamine üheaegsustegurile tulenevalt hajatootmis- ja statsionaarsete salvestusseadmete lisandumisest kesktiheda asustusega näidispiirkonnas kasutades DIGSILENT tarkvara.
2. Reaalse objekti mudeliga optimaalse tehnilis-majandusliku tulemi leidmine
3. Ettepanekute tegemine üheaegsusteguri optimeerimiseks eesmärgiga vältida võrgu üle- ja aladimensioneerimist

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Ülevaade üheaegsusteguri määramise meetodikast	15.02.24
2.	Rahvusvaheliste standardite, tehnilise kirjanduse (juhendite) ja teaduspublikatsioonide analüüs, mis käsitlevad üheaegsusteguri määramise meetodikat võrgu planeerimisel võttes arvesse muutuseid elektritootmise, salvestamise, elektriautode ja soojuspumpade kasutamise vaates	15.02.24
3.	Riiklike arengukavade analüüs, mille alusel määrata mudeldamise piirkonnad ja stsenaariumid	15.02.24
4.	Mudeldatava piirkondade ja stsenaariumite kirjeldamine ja lõplik valimine, arvestades elektritootmise, salvestamise, elektriautode laadimise ja soojuspumpade juhtimise mõju	15.03.24
5.	Piirkonna mudeldamine valitud stsenaariumite alusel	15.03.24
6.	Määrata mudeldatud piirkonnale uued üheaegsusteguri väärtused, mis võimaldavad sõltumata sõltuvalt piirkonna stsenaariumitest vältida võrgu ülekoormust ja üledimensioneerimist	15.04.24

Töö keel: eesti keel **Lõputöö esitamise tähtaeg:** 13.05.2024 a

Üliõpilane: Kaspar Roosileht ".....".....20.....a
/allkiri/

Juhendaja: Argo Rosin ".....".....20.....a
/allkiri/

Kaasjuhendaja: Victor Astapov ".....".....20.....a
/allkiri/

Programmijuht: Marek Tull ".....".....20.....a
/allkiri/

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

EESSÕNA	8
Lühendite ja tähiste loetelu	9
1. SISSEJUHATUS.....	10
2. ÜHEAEGSUSTEGURI MÕISTE JA MÄÄRAMINE	12
2.1 Üheaegsusteguri mõiste ja seonduvad definitsioonid	12
2.1.1 Üheaegsusteguri mõiste	12
2.1.2 Nõudlusteguri, koormusteguri ja eriaegsusteguri mõisted.....	14
2.2 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel	16
2.2.1 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel Elektrilevis	16
2.2.2 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel Prantsusmaal	17
2.3 Üheaegsusteguri määramine olemasolevas elektrivõrgus	17
2.3.1 Üheaegsusteguri määramine mõõteandmete ja statistika alusel	17
2.3.2 Üheaegsusteguri juhtimine reguleeritava võimsusega	18
3. ÜHEAEGSUSTEGURI KIRJANDUSE ANALÜÜS	20
3.1 Teaduspublikatsioonides kajastatud mõjutegurid üheaegsustegurile	20
3.1.1 Mõjutegurid jaotusvõrgu üheaegsustegurile	20
3.1.2 Üksikute seadmete mõjutegurid üheaegsustegurile	22
3.2 Riiklikud arengukavad	24
3.2.1 Euroopa Liidu taastuvenergia eesmärgid	24
3.2.2 Arengukavade ennustatav mõju akudele ja päikeseparkidele	25
4. MODELLEERIMISE STSENAARIUMITE KUJUNDAMINE	28
4.1 Päikeseparkide lisandumise stsenaarium	28
4.2 Akude lisandumise stsenaarium	29
4.2.1 Akude stsenaarium I - odava elektri hinnaga laadimine võrgust	29
4.2.2 Akude stsenaarium II - kalli elektri hinnaga laadimine võrgust	30
5. DIGSILENT MUDELI KIRJELDUS	32
5.1 DIgSILENT tarkvara ja selle võimalused	32
5.2 Piirkonna kirjeldus	32
5.3 DIgSILENT mudel	35
5.3.1 Päikeseparkide mudel DIgSILENT tarkvaras.....	38
5.3.2 Salvesti mudel DIgSILENT tarkvaras.....	39
6. MODELLEERIMISTULEMUSED JA ANALÜÜS	42
6.1 Baasstsenaariumi üheaegsusteguri leidmine alajaamas ja fiidritel	42
6.2 Päikeseparkide lisandumise stsenaariumi tulemused	44
6.2.1 Päikese stsenaariumi modelleerimise tulemused	44
6.2.2 Päikese stsenaariumi tulemuste analüüs	45

6.3 Akude lisandumise stsenaariumi tulemused.....	47
6.3.1 Aku I stsenaariumi modelleerimise tulemused.....	47
6.3.2 Aku II stsenaariumi modelleerimise tulemused	49
6.3.3 Aku stsenaariumi tulemuste analüüs.....	49
7. VÄLJATÖÖTATUD MEETOD JA ETTEPANEKUD ÜHEAEGSUSTEGURI MÄÄRAMISEKS	54
7.1 Väljatöötatud meetod üheaegsusteguri määramiseks	54
7.2 Ettepanekud üheaegsusteguri määramiseks	55
7.2.1 Alajaama üheaegsusteguri soovitatavad väärtused tootmise lisandumisel.	55
7.2.2 Alajaama üheaegsusteguri soovitatavad väärtused tarbimise lisandumisel	56
KOKKUVÕTE	58
SUMMARY.....	60
KASUTATUD KIRJANDUS	62
LISAD	65
Lisa 1 Alajaama fiidrite terviklik elektriskeem DIgSILENT tarkvaras	66
Lisa 2 Alajaama fiidrite elektriskeem koos salvestitega DIgSILENT tarkvaras	67

EESSÕNA

Magistritöö teema „Elektri hajatootmis- ja salvestusmuustrite muutuste mõju üheaegsustegurile madalpingevõrgus“ valiti koostöös Tallinna Tehnikaülikooli Mikrovõrkude ja metroloogia uurimisrühma liikmetega, kuhu kuuluvad professor Argo Rosin ja teadur Vahur Maask. Lisaks toetas lõputöö valmimist kaasjuhendajana teadur Victor Astapov, kes on Energiamaajanduse ja kõrgepingetehnika uurimisrühmas. Lõputöö teema on üks osa Elektrilevi tellitud üheaegsusteguri muutuste mõju laiemast analüüsist, mida Tallinna Tehnikaülikool on uurimas.

Põhilised algandmed lõputöö teostamiseks koguti Elektrilevi tarbimisandmete ja teadaolevate võrgu parameetrite, teadusartiklite ning riiklike arengukavade alusel. Magistritöö koostati Tallinnas ja algandmete kogumist toetas Elektrilevi esindaja. Töö valmimisele aitasid kaasa juhendaja Argo Rosin, kaasjuhendaja Victor Astapov, konsultandid Vahur Maask ja Hindrek Pulk. Autor soovib tänada kõiki eelpool nimetatud kaasamõtlejaid sisuka koostöö eest. Lisaks soovib autor tänada DIgSILENT-it, kes võimaldas lõputöö jaoks võrgu arvutustarkvara kasutamist.

Antud lõputöö eesmärgiks on jaotusvõrgu muutuste mõju välja selgitamine üheaegsustegurile tulenevalt päikeseparkide ja akude lisandumisest väljakujunenud eramajade näidispiirkonnas kasutades DIgSILENT tarkvara. Modelleerimistulemuste alusel töötatakse välja meetod ja soovitused üheaegsusteguri detailsemaks määramiseks muutunud tarbijate ning tootjatega elektrivõrgus.

Magistritöös koostatakse stsenaariumid, kus selgitatakse välja erineva arvu päikeseelektrijaamade ja salvestite lisandumise ning elektrihinna järgi salvestite laadimise juhtimise mõju üheaegsustegurile. Lisanduvad päikeseelektrijaamad ei muuda maksimaalset üheaegsustegurit, aga vähendavad minimaalset üheaegsusteguri väärtust. Elektrivõrgule mõjuvad väljakutsuvamalt salvestite lisandumine elektrivõrku, sest maksimaalne üheaegsustegur suureneb oluliselt ja elektrivõrgu planeerimisel Saare alajaama näitel tuleb valida kõrgemad üheaegsusteguri väärtused, kui alajaama lisanduvad vastavalt elektri börsihinnale võrgust laetavad statsionaarsed akud.

Väljatöötatud meetod üheaegsusteguri määramiseks on loodud kasutamiseks ainult kesktihedas varustuskindluse piirkonnas. Käesoleva meetodi alusel on võimalik määrata üheaegsusteguri väärtused madalpinge elektrivõrgus nii planeerimisel kui ka olemasolevas elektrivõrgus.

Üheaegsustegur, päikesesejaam, salvesti, elektrivõrgu planeerimine, magistritöö.

Lühendite ja tähiste loetelu

AJ – alajaam

c – üheaegsustegur

df – nõudlustegur

d – eriaegsustegu

F – fiider

KP – kõrgepinge

LP – liitumispunkt

lf – koormustegur

MP – madalpinge

n – tarbijate arv

P_{max} – grupi üheaegne suurim tarbimise/tootmise võimsus, kW

$P_{max AJ}$ – ühe alajaama maksimaalne tarbimisvõimsus, kW

$P_{max 1}$ – maksimaalne tarbimisvõimsus, kW

$P_{max avg}$ – keskmine tarbimisvõimsus, kW

1. SISSEJUHATUS

Elektritarbimine on maailmas järjest kasvamas ja erinevate tehnoloogiate elektrifitseerimine hoogu kogumas. Samal ajal on keskkonnaeesmärgid läinud karmimaks ja taastuvenergia ulatuslik arendamine seatud Euroopa Liidu direktiivi alusel kohustuslikuks. Seonduvalt taastuvate elektritootmiselõadmete juhtimatust iseloomust on aina enam kasutusel elektrivõrguga paralleelis töötavaid statsionaarseid salvestuslahendusi. Võrgu efektiivseks opereerimiseks peab nii tarbijaid, tootjaid kui ka salvestuslahendusi vastavalt kindla piirkonna võimekusele targalt opereerima. Mitmed üheaegselt töötavad elektritarbijad või -tootjad võivad elektrivõrgu üle koormata. Samas ei ole majanduslikult otstarbekas elektrivõrku liialt võimekaks ehitada, kui selle täielikku potentsiaali ära kasutama ei hakata. Optimaalse elektrisüsteemi planeerimisel mängib olulist rolli üheaegsustegur, mis aitab ära hoida võrgu üle- ja aladimensioneerimist. Antud lõputöö raames uuritakse elektrivõrgu üheaegsusteguri muutusi tulenevalt hajatootmis- ja statsionaarsete salvestusseadmete lisandumisest madalpinges.

Eestis madalpinge elektrivõrgu planeerimisel kasutatav üheaegsusteguri määramise meetod ei arvesta praegu elektri mikrotootmise ja potentsiaalsete suurte elektritarbijate püsivalt võrku liitumisega. Hajatootmis- ja salvestusseadmete elektrivõrku ühendamine selgelt kasvamas. Lõputöö eesmärgiks on jaotusvõrgu muutuste mõju välja selgitamine üheaegsustegurile tulenevalt päikeseparkide ja akude lisandumisest kesktiheda asustusega näidispiirkonnas kasutades DIGSILENT tarkvara. Modelleerimistulemuste alusel töötatakse välja meetod ja antakse soovitused üheaegsusteguri detailsemaks määramiseks muutunud kooslusega elektrivõrgus. Teema on oluline, sest juba täna on võrguga liidetud mitmeid seadmeid, millega ei ole arvestatud olemasoleva elektrivõrgu planeerimisel. Samuti võivad juba lisatud seadmed olla määrava võimsuse ja kõrge üheaegsusteguriga elektrivõrgu üle koormamiseks teatud ajaperioodil.

Magistritöö koosneb seitsmest peatükist. Esimeses kahes peatükis antakse ülevaade üheaegsusteguri teoreetilisest taustast, kus mõtiskletakse lahti üheaegsustegur ja teised sellega seonduvad definitsioonid. Lisaks tutvustatakse erinevaid üheaegsusteguri määramise meetodeid planeeritavas ja olemasolevas elektrivõrgus. Üheaegsusteguri leidmist elektrivõrgu planeerimisel selgitatakse Eesti jaotusvõrguettevõtte Elektrilevi ja Prantsusmaa planeerimise põhimõtete alusel. Kolmandas peatükis tutvutakse teaduspublikatsioonide ja riiklike arengukavasid, mis käsitlevad üheaegsusteguri mõjutegureid võrgu planeerimisel võttes arvesse muutuseid elektritootmise ja statsionaarsete salvestite vaates. Riiklike arengukavade ülevaates keskendutakse Eesti elektrivõrguga seotud tulevikutrendidele, milleks on ulatuslik akude ja päikeseparkide

installaerimise kasv ning baastarbimise suurenemine. Lisaks kajastatakse Euroopa Liidu tasemel kokku lepitud taastuenergia eesmäärke ja sellega seonduvaid trende, kuhu energiamajandus on liikumas.

Lõputöö teine pool on orienteeritud üheaegsusteguri põhjalikule uuringule. Neljandas peatükis kujundatakse DIgSILENT tarkvara modelleerimisstsenaariumid, kus uuritud kirjanduse alusel hinnatakse lisanduva tootmise ja tarbimise muutuste mõju üheaegsustegurile nii alajaamas kui ka fiidritel. Elektritootmisena modelleeritakse päikeseparkide lisandumist ning paindliku tarbija ja tootjana uuritakse elektrihinna alusel juhitavate statsionaarsete akude lisandumist madalpinge elektrivõrku. Viiendas peatükis kirjeldatakse DIgSILENT-i tarkvara võimalusi, koostatud mudeli andmeid ja tehakse ülevaade Saare alajaama elektrivõrgu ning kliendibaasi baasolukorrast enne uute seadmete võrku lisamist. Seejärel koostatakse ülevaade päikeseparkide ja akude mudeli detailidest. Kuuendas peatükis kuvatakse modelleerimistulemused ja analüüsitakse igat koostatud stsenaariumi eraldiseisvalt. Viimases peatükis kirjeldatakse modelleerimistulemuste alusel välja töötatud meetodit üheaegsusteguri määramiseks ning antakse soovitusel nii tootmise kui ka tarbimise lisandumisel üheaegsusteguri määramiseks alajaamas.

2. ÜHEAEGSUSTEGURI MÕISTE JA MÄÄRAMINE

Antud peatükis tehakse ülevaade üheaegsusteguri olemusest ja sellega seonduvast taustsüsteemist, mis on tänaseks nii tarbimis- kui ka tootmissuunaline. Lisaks tutvustatakse üheaegsusteguri määramise erinevaid võimalusi.

Valitsused toetavad taastuvatest energiaallikatest elektri genereerimist, sest antud tootmisviis ei tekita elektri tootmisprotsessis kasvuhoonegaase ning tagab jätkusuutliku energiamajanduse puhtas keskkonnas. Vastavalt Euroopa Liidu energia, transpordi ja kasvuhoonegaaside arengukavale aastani 2050 arvestatakse, et elektri lõpptarbimise osakaal kasvab 2050. aastaks 43,5% võrrelduna aastaga 2020. Peamine elektrienergia tarbimise kasv tuleneb transpordisektori elektrifitseerimisest [1]. Lisanduvad suured tarbijad (elektriautod, statsionaarsed akud, soojuspumbad) ja elektri hajatootmine muudavad elektrivõrgu seniseid planeerimise põhimõtteid. Päikesest elektri tootmine toimub piirkonnas kõigil elektritootjatel samal ajal, kui päike väljas on. Seega esitab elektrifitseerimine ja hajatootmise kasv võrgule tõsiseid väljakutseid, sest tipu tootmised ja tarbimised võivad sattuda lühiajalisele ning ühisele perioodile [2]. Kirjeldatud põhjustest tulenevalt hakatakse antud peatükis tutvustama üheaegsusteguri olemust ning uurima selle võimalike muutuste mõju seoses muutunud taustsüsteemiga elektrivõrgus.

2.1 Üheaegsusteguri mõiste ja seonduvad definitsioonid

Üheaegsusteguriga seonduvaid küllaltki sarnaseid tegureid on rahvusvahelises kirjanduses mitmeid ja käesolevas alapeatükis antakse ülevaade nendest, et vältida segadust magistritöös kasutatud definitsioonide mõistmisel. Mõisted defineeritakse inglise keeles ja lisatakse juurde eestikeelne tõlge inglise-eesti tehnikasõnaraamatu alusel [3].

2.1.1 Üheaegsusteguri mõiste

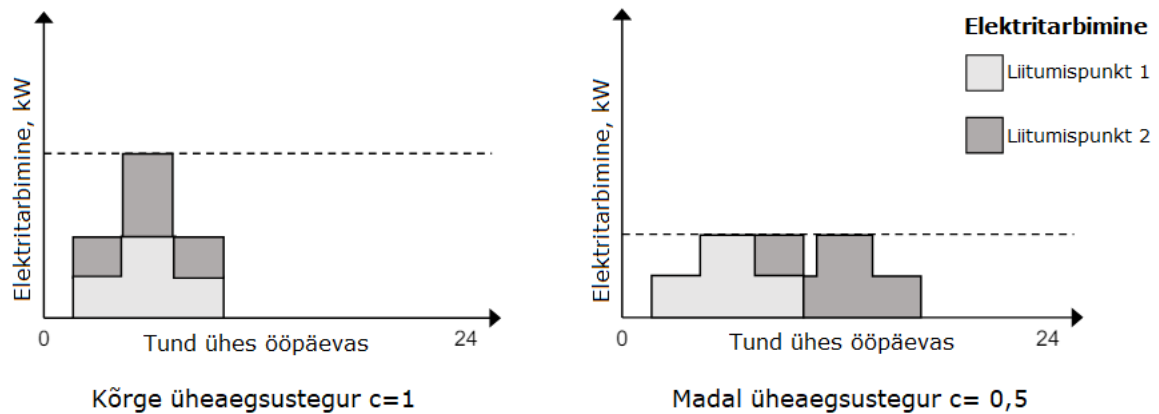
Üheaegsusteguriks (*coincidence factor*) nimetatakse kindlas piirkonnas ja ajavahemikus maksimaalse elektritarbimise samaaegse vajaduse ning kõigi tarbijate maksimaalse, individuaalse elektrivajaduse summa suhet, mida väljendatakse ühest väiksema arvu või protsendina. Üheaegsusteguri arvutuslik valem on näidatud valemis 2.1 [4].

$$c = \frac{P_{max}}{\sum_{i=1}^n P_{max LP}}, \quad (2.1)$$

kus P_{max} – teatud grupi üheaegne suurim tarbimise/tootmise võimsus, kW;
 c – üheaegsustegur;
 $P_{max LP}$ – ühe liitumispunkti maksimaalne tarbimise võimsus, kW;
 n – tarbijate arv.

Üheaegsuse suurim tarbimise või tootmise võimsus P_{max} näitab ühe tarbijagrupi samal hetkel esinevat suurimat tarbimist või tootmist kindlal ajaperioodil. Tarbijagrupiks võib olla kahe liitumispunkti, jaotuskilbi, fiidri või koguni alajaama kõik tarbijad ning tootjad. Aastase perioodi jooksul esineb tunnipõhiste mõõteandmete alusel üks ainus tund, mille summeeritud tarbimine määratakse P_{max} väärtuseks. $P_{max LP}$ ühe liitumispunkti maksimaalne tarbimisvõimsus näitab kindla liitumispunkti reaalselt mõõdetud suurimat koormust ja kokkuvõtlikult on üheaegsusteguri arvutusvalemi nimetajas antud valimi kõigi liitumispunktide eraldiseisvate suurimate koormuste summa. Näiteks kahe liitumispunkti üheaegsusteguri nimetaja määratakse mõlema liitumispunkti eraldiseisva koormusmaksimumi summana. Esimese liitumispunkti maksimumtarbimine võib esineda vastavalt tarbimisprofiilile detsembris, aga teisel liitumispunktil hoopis veebruaris. Seega saab valemi 2.1 alusel väita, et üheaegsustegur väljendab elektrivõrgu teatud grupi üheaegse tarbimistipu ja individuaalsete liitumispunktide tiputarbimiste summa suhet. Kõrge üheaegsustegur näitab, et mõõdetavas piirkonnas on tiputarbimised tarbijatel samal ajaperioodil. Sageli on väiksema tarbijate arvuga üheaegsusteguri väärtus kõrgem.

Üheaegsustegurit saab vaadelda mitmes võrgu punktis ja seda arvestatakse enamasti uue elektrivõrgu planeerimisel ning olemasolevasse elektrivõrku uute tarbijate lisamisel. Iga liitumispunkt jaotusvõrgus on valitud maksimaalse üheaegse koormuse alusel, mis on suurim võimalik samal ajal esinev koormus mitme liitumispunkti peale. Üheaegne koormus on mitme tarbija korral alati väiksem, kui maksimaalne lubatud individuaalsete tarbijate koormuste summa [5]. Üheaegsusteguri määramise meetod sõltub uuringu detailsuse nõudest, ajaperioodist ja valitud piirkonna eripäradest. Joonisel 2.1 on visualiseeritud kahe liitumispunkti elektritarbimine erinevate üheaegsusteguri väärtuste korral. Vasakpoolsel joonisel on mõlema liitumispunkti elektritarbimine kõrge üheaegsusteguriga ja võrgust vajatakse hetkeliselt suurt võimsust. Parempoolsel joonisel on kahe liitumispunkti üheaegsusteguri väärtus 0,5 ja hetkeliselt vajatakse võrgust kaks korda vähem elektrienergiat. Parempoolse joonise alusel dimensioneeritakse ka elektrivõrk kaks korda nõrgem, sest elektritarbimine toimub ööpäeva jooksul erineval ajal.



Joonis 2.1 Kahe liitumispunkti elektritarbimine erinevate üheaegsusteguri väärtuste korral [5]

2.1.2 Nõudlusteguri, koormusteguri ja eriaegsusteguri mõisted

Nõudlusteguriks (*Demand factor*) on maksimaalse mõõdetud üheaegse koormuse ja kõigi ühendatud tarbijate maksimaalse võimsuse suhe, mis tavaliselt on väärtus alla ühe. Järgnevalt selgitatakse nõudlusteguri arvutusvalemit 2.2 [4].

$$df = \frac{P_{max}}{P_{max1}}, \quad (2.2)$$

kus P_{max} – grupi üheaegne suurim tarbimise/tootmise võimsus, kW;

df – nõudlustegur;

P_{max1} – kogu tarbimisvõimsus, kW.

Maksimaalne üheaegne tarbimine P_{max} on ühe tarbija, liitumispunkti, fiidri või alajaama koormus või tootmine kindlal perioodil. See võib olla näiteks ühe tarbija vaates üle dimensioneeritud 20 kW võimsusega mootor, mis tegelikult tarbib maksimaalselt 15 kW. Sellisel juhul on $P_{max} = 15$ kW ja $P_{max1} = 20$ kW ja nõudlustegur on 0,75 [4]. Lisaks võib nõudlustegurit fiidril vaadelda, kus P_{max} on fiidri üheaegselt esinev koormus ja P_{max1} on fiidri peakaitsme suurus. Viimases olukorras näitab nõudlustegur maksimaalset tekkivat nõudlust fiidri kogu võimekusest.

Koormusteguriks (*Load factor*) on kindla perioodi keskmise ja maksimumkoormuse jagatis, mis näitab elektrivõrgu vara ära kasutamise efektiivsust. Kõrge koormusteguri väärtuse korral on baaskoormus ühtlane ja võrku kasutatakse efektiivselt ära. Madala koormusteguri väärtus näitab, et keskmine koormus on võrgus väike ja esinevad üksikud kõrged koormustipud. Koormusteguri arvutuslik valem on näidatud valemis 2.3 [4].

$$lf = \frac{P_{avg}}{P_{max}}, \quad (2.3)$$

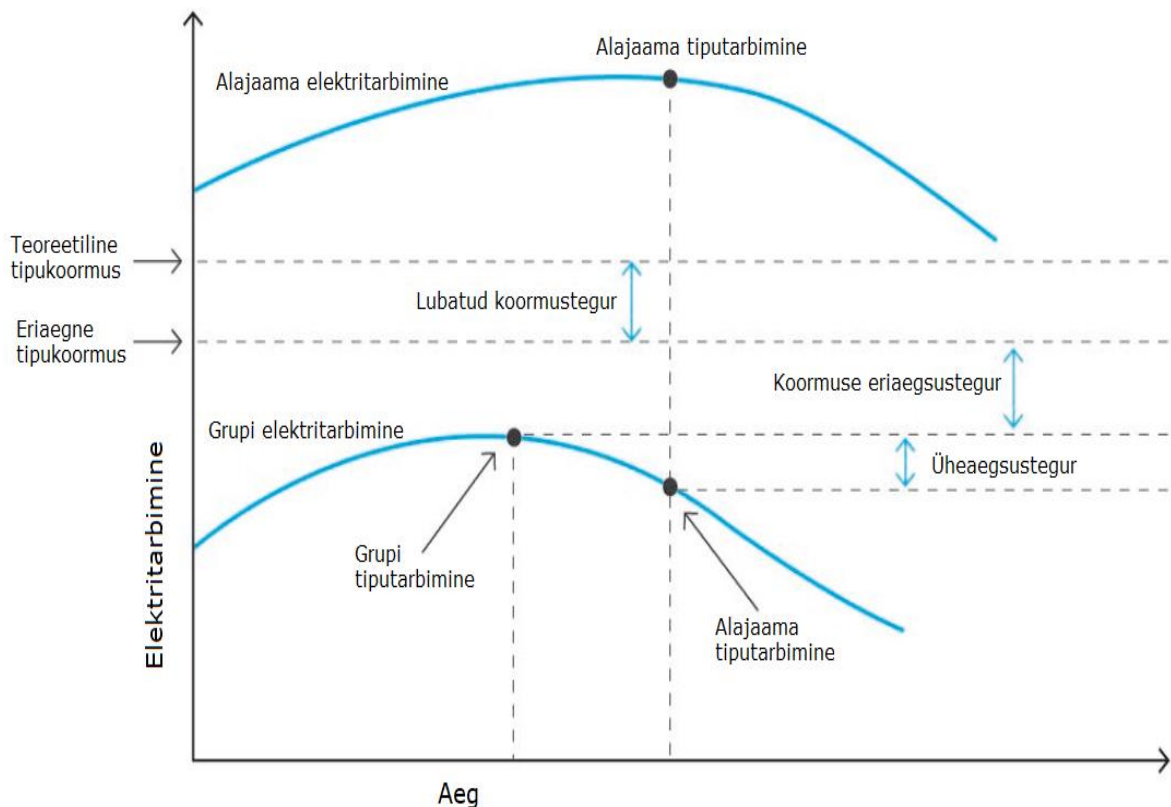
kus P_{avg} – keskmine tarbimisvõimsus, kW;
 lf – koormustegur;
 P_{max} maksimaalne tarbimisvõimsus, kW.

Eriaegsusteguriks (*Diversity factor*) on üheaegsusteguri pöördväärtus. Eriaegsusteguriks nimetatakse kindlas piirkonnas ja ajavahemikus kõigi tarbijate individuaalse maksimaalse elektrinõudluse summa ja maksimaalse elektritarbimise samaaegse vajaduse suhet, mida väljendatakse ühest suurema arvuna. Eriaegsusteguri arvutuslik valem on välja toodud valemis 2.4 [4].

$$d = \frac{\sum_{i=1}^n P_{maxLP}}{P_{max}}, \quad (2.4)$$

kus P_{max} – grupi üheaegne suurim tarbimise/tootmise võimsus, kW;
 d – eriaegsustegur;
 P_{maxLP} – ühe liitumispunkti maksimaalne tarbimisvõimsus, kW;
 n – tarbijate arv.

Joonisel 2.2 on visuaalselt selgitatud üheaegsusteguri, eriaegsusteguri, koormusteguri ja koormatusteguri definitsioonid. Oluline on jooniselt mõista, et alajaama summaarne koormustipp saab olla absoluutselt erineval ajal teatud grupi tarbimistipust.



Joonis 2.2 Üheaegsustegurit, eriaegsustegurit, koormustegurit selgitav joonis [2]

2.2 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel

Antud alapeatükis tutvustatakse üheaegsusteguri määramise võimalusi uue elektrivõrgu planeerimisel. Elektrivõrgu planeerimisel on oluline järgida järgnevaid põhimõtteid [6]:

- elektrivõrgu kooslus kindlas varustuskindluse piirkonnas;
- tulevikuperspektiiv;
- liitumispunktide arv ja peakaitse;
- elektrikütte olemasolu.

2.2.1 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel Elektrilevis

Elektrilevi madalpingevõrgu planeerimisel võetakse arvesse mitmeid tehnilisi, majanduslikke nüansse ja hinnatakse rajatava ehitise tulevikuperspektiivi. Esiialgu lähtutakse uute liinide ja trafode valikul nõuetest varustuskindlusele, mis tulenevad piirkonna võrguskeemist ja tarbimistihedusest. Järgnev valik tehakse kindla varustuskindluse piirkonna liitumispunktide arvu järgi. Elektrilevi planeerimise põhimõtete alusel üheaegsusteguri valimine on näidatud tabelis 2.1. Elektrijuhi ristlõige dimensioneerimisel ja trafo valikul arvestatakse lisaks üheaegsustegurile ka püsitalitluse annalüüsiga, kus vaadatakse elektrivõrgu pingeid ja võisusvoogusid. Kõikides varustuskindluse piirkondades on ühe liitumispunktiga grupis üheaegsustegur 1, sest tarbimistipud näiteks fiidril ja liitumispunktis ühtivad [6].

Tabel 2.1 Üheaegsustegurite määramine uute liinide ja trafode valikul Elektrilevis [6]

LP-de arv	KP/MP alajaama kesktihe varustuskindluse piirkond			
	Haja	Kesktihe	Tihe	Ülitihe
1	1	1	1	1
2	0,6	0,75	0,85	0,95
3	0,5	0,6	0,75	0,9
4-5	0,4	0,5	0,7	0,85
6-8	0,4	0,45	0,65	0,8
9-11	0,4	0,4	0,5	0,7
12-14	0,4	0,4	0,4	0,5
15-17	0,4	0,4	0,4	
18-24	0,4	0,4	0,4	
25-40		0,4	0,4	
41-60		0,4	0,4	

2.2.2 Üheaegsusteguri määramine elektrivõrgu planeerimisel Prantsusmaal

Eestis planeerimisel kasutatavale tabelile lisaks on sarnane üheaegsustegurite tabel välja töötatud Prantsusmaa NFC14-100 standardist lähtuvalt, mis on välja toodud tabelis 2.2. Prantslaste hinnangul tuleb leida üheaegsustegur kortermajades vastavalt tabelile 2.2 [7]. Kusjuures on Prantsusmaal elektrikütet kasutades olenemata tarbijate arvust üheaegsustegur 0,8, sest elektriküte on stabiilne baastarbija ja kütteagregaadi võimsus moodustab suure osakaalu kogu liitumispunkti peakaitset läbivast võimsusest.

Tabel 2.2 Üheaegsusteguri väärtused Prantsusmaa standardi NFC14-100 alusel [7]

Klientide arv	Üheaegsustegur	Soovituslik üheaegsustegur elektriküttega
2-4	1	0,8
5-9	0,78	0,8
10-14	0,63	0,8
15-19	0,53	0,8
20-24	0,49	0,8
25-29	0,46	0,8
30-34	0,44	0,8
35-39	0,42	0,8
40-49	0,42	0,8
50- ...	0,38	0,8

2.3 Üheaegsusteguri määramine olemasolevas elektrivõrgus

Selles alapeatükis tutvustatakse üheaegsusteguri määramise võimalusi olemasolevas elektrivõrgus, mis aitab hinnata hetkel esinevat üheaegsustegurit ja mõju üheaegsustegurile seadmete lisamisel võrku.

2.3.1 Üheaegsusteguri määramine mõõteandmete ja statistika alusel

Kaugloetavaid arvesteid paigaldatakse massiliselt üle maailma, kust on võimalik saada infot mitmete mõõtetulemuste kohta. Eestis paigaldati perioodil 2012-2016 630 000 kaugloetavat arvestit, mis annavad võrguettevõtjale infot tarbimispunkti kohta ja edastavad ise elektrinäidud [8]. Näiteks kahesuunalise arvesti E360 loeb tunnis tarbitud/toodetud aktiiv- ja reaktiivenergiat [9]. Täiendavalt tuleks monitoorida üheaegsustegurit vastavalt arvestit läbinud andmetele. Reaalne üheaegsustegur on hakanud muutuma peale päikeseparkide, akulahenduste, elektriautode ja nutikate kütteseadmete lisamist jaotusvõrku. Iga tarbija arvesti andmed saadetakse alajaama kontsentraatorisse, mis omakorda jooksevad kokku alajaama madalpinge osa

arvestisse. Vaja on analüüsida iga tarbija, alajaama ja iga fiidri tarbimist ning tootmist. Optimaalse lahenduse leidmiseks tuleb tarbimisandmed kombineerida alajaama võimekusega vastavalt üksikutele tarbimispunktile ja kogu fiidri, et saavutada detailne, reaalne üheaegsustegur mitmes võrgu punktis vastavalt kindlale ajaperioodile. Lisaks on võimalik elektritarbimist analüüsides leida automaatselt lisandunud suured tarbijad liitumispunktis, mis vastavalt tarbija iseloomule käituvad erinevate tarbimismustrite alusel. Näiteks statsionaarsete akude lisandumisel tekib tavapärasele elektritarbimisele lisaks aku võrgust laadimise muster ja aku tühjakslaadimisel tekib võrguettevõtte arvesti vaates ülevaade ajaperioodidest, kust elektrivõrgust üldse elektrit ei tarbita.

Statistilisi andmeid on palju ja võimalusi üheaegsusteguri määramiseks statistika alusel ning meetme väga täpseks ajamiseks on infoajastul küll ja veel. Statistikat kasutades on võimalik kaardistada tarbimispunktides kasutatavad seadmed ja nende tööprofiil, mida hakata ette ennustama üheaegsusteguri määramisel. Kusjuures on võimalik juurde lisada maja elanike arv, ajaloo tarbimise baasil ennustus ning tuleviku ilmaennustus ja panna see kõik korrelatsiooni majanduskasvuga. Lisaks on võimalik statistikat teha varasemate elektriarvete alusel ja nende andmete baasil hinnata tarbimistippe ning omakorda tarbimistippude alusel on võimalik üheaegsustegur leida [2].

2.3.2 Üheaegsusteguri juhtimine reguleeritava võimsusega

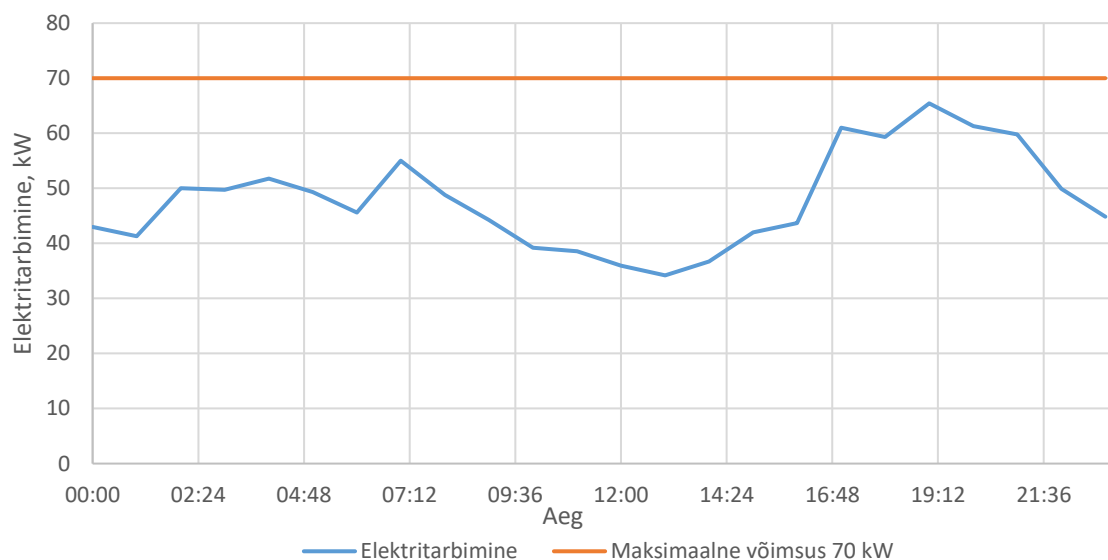
Veel on üheaegsusteguri määramine võimalik täpsete mõõtetulemuste ja juhitava tarbimise/tootmise alusel. Selleks peab järgima järgnevaid eeldusi:

- reguleeritava võimsusega tarbijate olemus;
- liitumispunkti, fiidri ja alajaama dünaamiline tarbimise võimalikkus lähtudes tarbija mugavusest;
- tipukoormuse vähendamise vajadus tarbimise juhtimisega;
- erinevate seadmete ja liitumispunktide reguleerimise prioriteetsusreeglite välja töötamine.

Näiteks statsionaarsetel akudel ja elektriautodel on olemas dünaamilise laadimise võimekus, kus automaatika reguleerib laadimisvõimsust vastavalt liitumispunkti peakaitsemest vabaks jäävale võimsusele. Nii ei koormata ühe liitumispunkti sisevõrku ega peakaitset üle [10]. Kusjuures Inglismaa kodumajapidamiste koormuste uurimisega seotud teadusartiklis leiti, et sajast majapidamisest kolmekümnes kasutatakse tippkoormuse ajal pesutsükleid tegevaid masinaid ja ajaline nihutamine vähendaks tippkoormuse ajal keskmiselt 12% elektritarbimist. Tarbivaid majapidamisi oli erinevatel

fiidritel oli vahemikus 24-113 [11]. Seega on selgelt võimalik tarbimise juhtimine ka keskmiste koduseadmetega ja sellega tipukoormuste vähendamine elektrivõrgus. Võimsamaid elektriseadmeid juhtides oleks tipukoormuse vähendamine veelgi efektsam ja mõju üheaegsustegurile mitukümmend protsenti.

Kusjuures muudavad suured seadmed ja nende dünaamiline laadimine peakaitsmest järele jääva võimsusega oluliselt pilti võrguettevõtte vaates. Antud meetodil on vaja suurte tarbijate puhul juhtida lisaks liitumispunktile dünaamiliselt veel järgmisi võrgu punkte fiidri ja alajaama koondvaates. Vähemalt kolme võrgu punkti mõõteseadmed paigaldades tuleks kontrollida suurte seadmete laadimisel mitmel tasemel vaba võimsuse olemasolu. Joonisel 2.3 on kujutatud juhuslikult valitud ööpäeva alajaama tarbimisgraafik, mis illustreerib tarbimise kõikumist ööpäeva lõikes. Antud päeva näitel saaks päevasel ajal 9:00-16:00 laadida või kasutada suuri tarbijaid suuremal võimsusel, sest alajaamas on sellel perioodil kõige väiksem tarbimine. Punasega on tähistatud näitlik piir maksimaalsest võimalikust tarbimisest, mis võib olla seatud mistahes võrgu punktis ülekoormuse vältimiseks dünaamilise koormusjuhtimisega.



Joonis 2.3 Saare alajaama elektritarbimine ja näitlik maksimaalne tarbimispiir ühel ööpäeval 30.10.2023

Loomulikult tekib antud lahenduse puhul hulgaliselt küsimusi tarbija mugavuse kontekstis. Tööstusel on vaja oma tipphooaja nõudlust katta, aga nende suuri tarbijaid piiratakse maha elektrivõrgu poolt. Kes vastutab? Elektriauto omanikul on vaja juba laadimisjaamast välja sõita, aga laadimiseks vaba võimsust ei ole. Tegelikult tuleb leida sobilik tasakaal kõigile osapooltele ja piiramis/ajastamist kasutada vaid nendel elektritarbijatel, kellel ei ole suurt vahet tarbida sama kogus elektrit mõned tunnid hiljem või varem.

3. ÜHEAEGSUSTEGURI KIRJANDUSE ANALÜÜS

Antud peatükis tutvustatakse üheaegsusteguriga seonduvaid teadusartikleid, standardeid ja riiklikke arengukavasid. Üheaegsusteguriga seonduvad laias vaates kolm alustala, mis määramisel olulised on. Esimeseks on elektritootmise ja -tarbimise tasakaal. Teiseks on informatsiooni ning optimaalse statistika haldamine ja paika panemine. Kolmandaks on delikaatsete andmete hoidmine, haldamine ja kättesaadavus võrguettevõttele reaalsajas.

3.1 Teaduspublikatsioonides kajastatud mõjutegurid üheaegsustegurile

Üheaegsusega seotud teaduspublikatsioone on kirjutatud mitme eri nurga alt- enamasti kajastatakse uuritud artiklites suurte tarbijate, salvestuse ja elektritootmise lisandumise mõju jaotusvõrgule või keskendutakse olemasoleva madalpingevõrgu liitumispunktide klassifitseerimisele empiiriliste valemite ja/või tabelite alusel.

3.1.1 Mõjutegurid jaotusvõrgu üheaegsustegurile

Üheaegsustegur sõltub oluliselt liitumispunkti tarbimisprofiilist. Elektritarbijad jagunevad jaotusvõrgu tasemel enamasti tööstuslikeks ja kodutarbijateks, kelle tarbimisprofiilid on erinevad. Tööstuslikud tarbijad vajavad elektrienergiat enamasti tööpäeviti 8:00-17:00, aga kodutarbijad kasutavad elektrit rohkem töövälisel ajal. Samas on tehaseid, mis töötavad 24 h ööpäevas. Kodutarbija elektri tarbimisprofiil sõltub jõukusest, maja erisustest (küte, pindala, soojustus), elanike arvust ja tarbijate iseloomust. Veelgi on elektritarbimine oluliselt sõltuvuses ilmast- talvel tarbitakse rohkem ja suvel vähem elektrienergiat. Üheaegsustegur tuleb valida suurima võimaliku koormuse alusel, sest tiputarbimised on nii elektrivõrgu kui ka tarbija vaates ekstreemumpunktid.

Üheaegsustegur on lähtuvalt elektrivõrgu piirkonnast erinev. Elektrivõrgu erinevaid osasid saab esmajoones liigitada tihe- ja hajaasustusega piirkondadeks, kus on erinev tarbijate hulk ja elektritarbimise tihedus. Tiheasustusega piirkond on linn või asula, kus lähestikku paikneb palju elektritarbijaid, kes tarbivad kokku suuri võimsusi ja tõenäolisemalt kõrge üheaegsusteguriga. Tiheasustusega jaotusalajaama on tüüpiliselt ühendatud 50-1000 tarbijat ja trafo võimsused on suuremad. Maapiirkonnas on tarbijate vahemaad suured, jaotusalajaama taga võib olla ainult üks majapidamine. Tihti veetakse keskpinge elektriliini mitmeid kilomeetreid väga üksikute klientide pärast ja jaotutrafo võimsus võib olla alates 10 kVA [12]. Veel detailsemalt eristatakse

elektrivõrku skeemi, iseloomu, automaatika ja releekaitse alusel. Hajapiirkonnas jõuab elekter tarbijateni enamasti õhuliinidega ja varustuskindluse tase on nõrk. Madalpingel on radiaalvõrk ja kesk pingel ring- või radiaaltoide. Releekaitse poolt väljalülitava võrguosa klientide arv on 200 ± 50 . Tiheasustus jaguneb omakorda kesktihedaks, tihedaks ja ülitihedaks elektrivõrgu osaks.

Šveitsi jaotusvõrgu mitme erineva piirkonna baasil tehtud teadusuuringus on leitud [5]:

- iga suurema tarbija lisandumine suurendab võrgus tiputarbimisi ja üheaegsusteguri väärtust;
- baasstsenaariumi olukorras on elektrivõrgu üheaegsusteguriks võetud antud uuringu raames 0,1 ja selle suurenedes maksimaalse üheaegsustegurile 1 samas võrgus tuleks liinide, trafode tugevdamisse investeerida 84% rohkem võrreldes baasstsenaariumi jaoks vaja mineva võrguga;
- juhitavate tarbijate osakaalu suurenemine üle 20% klientidest nõuab jaotusvõrgus olulisi lisainvesteeringuid võrgu tugevdamisse;
- erinevate stsenaariumite vaates kallineb üheaegsusteguri suurenemisega hajaasustusega piirkonnas elektrivõrgu investeering 82%, aga tiheasustusega piirkonnas ainult 19%;
- 50-59 liitumispunktiga võrgus on suurima võimaliku üheaegsusteguri korral vajalik võrku täiendavalt investeerida 159% ja 10-19 liitumispunktiga jaotusvõrgu piirkonnas 40% rohkem algsest maksumusest võrreldes baasstsenaariumiga.

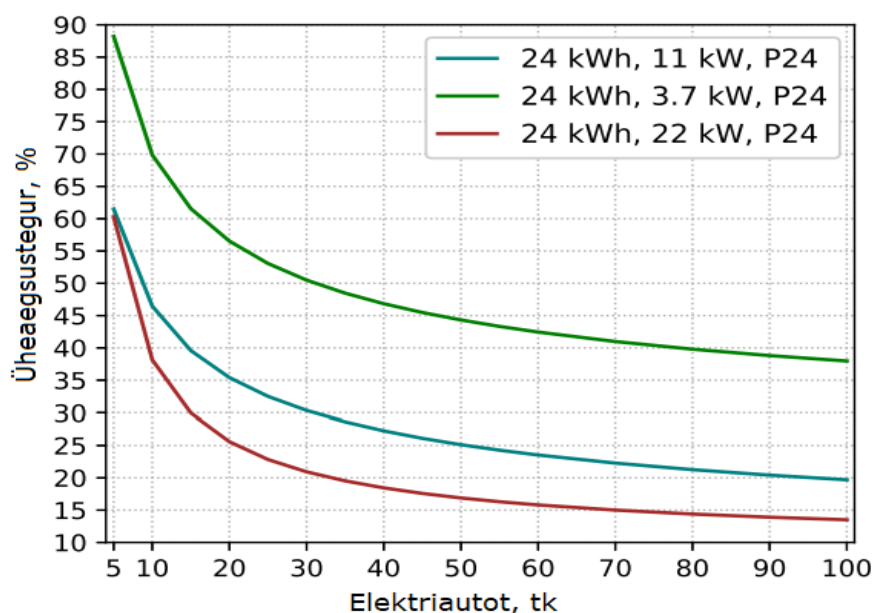
Maapiirkonnas langeb suurema tõenäosusega vähete tarbijate lisanduvad elektriseadmed tarbima samale hetkele ning suurendavad koormust võrgule märgatavalt rohkem. Võrguettevõtte seisukohalt on selline investeering maapiirkondadesse kaheldava tasuvusega ja tuleks kaaluda võrgu tugevdamise alternatiivseid võimalusi. Tihedama asustusega piirkonnas on võrguettevõtte võrgu tugevdamise investeering oluliselt tasuvam, sest elektrivõrku läbib rohkem energiat ja vajalik lisainvesteering üheaegsusteguri suurenemisel on tunduvalt väiksem. Sama asustustihedusega ja erinevate arvu liitumispunktidega elektrivõrgu piirkondi võrreldes tõuseb vajalik investeering koormuse suurenedes rohkem kõrgema tarbijate arvuga võrgus. Lisaks asustustihedusele ja liitumispunktide arvule mõjutavad üheaegsustegurit iga individuaalse tarbija parameetrid ning iseloom.

3.1.2 Üksikute seadmete mõjutegurid üheaegsustegurile

Üksikute tarbijate lisandumise baasil tehtud uuringus selgus [13]:

- enim mõjutavad üheaegsustegurit lisanduvate tarbijate arv;
- laadimise võimsus mõjutab elektrivõrku keskmiselt vähem võrreldes laadijate arvuga, aga samas on võimsusel oluline roll madala üheaegsustegurida piirkondades;
- kuni 2% mõjutavad üheaegsusteguri väärtusi aku mahutavus ja laadimiste ajastamine;
- 30 tarbija 11 kW lisamisel on nende omavaheline üheaegsustegur 0,3 ja üle 50 tarbija 11 kW lisamisel omavaheline üheaegsus on 0,25.

Statsionaarsete akude ja elektriautode laadimise käitumuslik ajastamine on erinevad, aga muude parameetrite järgi võib neid pidada tarbijatena sarnasteks. Paljude erineva käitumisprofiiliga 11 kW tarbijate lisamine jaotusvõrku tekitab nende tarbijate omavahelise üheaegsuse. Statsionaarsete akude puhul on võtmeteguriks aku mahutavus, laadimisvõimsus ja käitumismuster. Joonisel 3.1 kajastatakse elektriautode arvu ja laadimisvõimsuse mõju üheaegsustegurile.



Joonis 3.1 Elektriautode arvu ja laadimisvõimsuse mõju üheaegsustegurile [13]

Suured tarbijad on mitmel pool juba kasutuses koostöös akudega, sest täiendav investeering võrku või üleüldine võrguga liitumine on liiga kulukas. Aku ja tarbija koos töötamisel tuleb omakorda ajastada akude täis laadimine ja vastavalt temaga sümbioosis töötava tarbijaga leida võimalikult optimaalne aeg, mis võib olla juhitud elektri börsihinna järgi või CO₂ kvoodi põhised. CO₂ põhised juhtimine tähendab

rohelistemate tehnoloogiate eelistamist. Elektrivõrgu vaates oleks optimaalsem tarbimise juhtimine mõlema eelpoolnimetatud põhimõtte järgi, et hajutada koormust võrgule. Näiteks ainult hinnapõhise juhtimise korral võivad massilise kasutamise puhul tekkida kõrged koormustipud, millele ühel hetkel peab elektrivõrk reageerima mingisuguse tasuga. Tasu võib probleemide ilmumisel küsida näiteks stabiilse tarbimise erinevuse järgi, mis välistaks lühiajalisi suuri tarbimisi. Elektrivõrgu jaoks on põhiline jaotusvõrgu tasemel leida optimaalne investeeringute ja tipuvõimsuse tasakaal, sest lõpmatuseni ei saa võrku tugevamaks dimensioneerida näiteks ööpäeva üheainsa odavaima tunni kõrge elektritarbimise jaoks.

Reaalsete elektriautode laadimise uuringu raames leiti, et 10 elektriauto hinnapõhise juhtimise üheaegsustegur on 0,5-1 ja 1000 elektriauto hinnapõhise juhtimise üheaegsustegur on 0,1-0,2 [13]. Statsionaarsete akude hinnapõhise juhtimise üheaegsustegur on tunduvalt kõrgem, sest nad on 24/7 valmis laadimiseks. Liitumispunktide klassifitseerimise mõjutegurid üheaegsustegurile

Taanis tehti tarbijate käitumismustrite uuring, kus valimiks oli 720 000 kohalikku majapidamist. Uuringutulemustes selgus [14]:

- elektriautod ja soojuspumbad suurendavad oluliselt elektritarbimist;
- samal ajal on elektritarbimise muutus tagasihoidlik tarbimiskoha elanike arvu, sisetulekute ja elamispinna suuruse kasvu korral;
- kütteseadmed on sisuliselt püsitarbijad ja mõjutavad liitumispunkti tarbimisprofiili rohkem võrreldes akudega, sest summaarne aasta elektritarbimine on keskmiselt 46% suurem ning keskmiselt tarbivad kütteseadmed 14% rohkem ööpäeva tipukoormuste ajal;
- statsionaarsed akud laevad teatud üksikutel tundidel võrgust end täis ja seejärel kasutavad elektrit akust, kui elektri hind on kallis, mis omakorda vähendab summaarset elektritarbimist.

Saksamaal Dresdenis uuriti elamusektori tarbimisprofiile eesmärgiga jaotusvõrgu planeerimist arendada efektiivsemaks ning tähtsamateks välja toodud mõteteks olid [15]:

- Herman-Beta meetod (mõõdab ja analüüsib koormusvoolu) näitab, et individuaalsed koormused ei jagune normaaljaotuse järgi teatud grupi üheaegse tiputarbimise ajal;
- erinevad teooriad (Herman-Beta) ja valemid (Velandar, Strand-Axelsson) oskavad teatud empiiriliste koefitsientide alusel ette ennustada individuaalse liitumispunkti ning tarbijagrupi maksimaalseid koormuseid;

- liitumispunkte jaotada erinevatesse klassidesse vastavalt elektriseadmete olemasolule majapidamises (elektripliit, boiler, soojuspump, elektriline küttekeha) ja vastavalt kategoriale valida nende üheaegsustegur;
- rohkemate elektriseadmetega liitumispunkti üheaegsustegur kõrgem, kõigi eelmises punktis nimetatud elektriseadmetega üheaegsustegur kuni 0,8.

3.2 Riiklikud arengukavad

Antud alapeatükis keskendutakse Euroopa ja Eesti energeetika arengukavadele, mis käsitlevad Eesti tulevikuvisiooni kuni aastani 2050. Välja tuuakse oluline informatsioon ja tulevikutrendid, mis on otseselt seotud jaotusvõrgu arengu ning muutusega. Laias vaates tuleb vastavalt Euroopa põhivõrguettevõtete koostööorganisatsiooni ENTSO-e uuringule parema tuleviku rajamiseks arvesse võtta kliimaeesmärke, energia julgeolekut, energiaefektiivsuse arengut ja tehnoloogia arenguga kaasas käia [16]. Peatüki analüüsis on kasutatud peamiselt järgnevaid arengukavasid:

1. Elektrilevi jaotusvõrgu arengukava aastani 2035;
2. Eleringi Eesti varustuskindluse aruanne;
3. Rohetiigri Energia teekaard 2023;
4. Euroopa Liidu rohepöörde kava „Eesmärk 55“;
5. Energexi ja Eleringi uuring „*Study to determine Estonian electricity demand scenarios*“.

3.2.1 Euroopa Liidu taastuenergia eesmärgid

Peamiste pidepunktidenä kasutatakse allpool olevas analüüsis järgnevaid teemasid [17] [18]:

- Eesti eesmärk on 2030. aastaks katta summaarsest elektri lõpptarbimisest 100% taastuenergiaga;
- 2030. aasta taastuenergia eesmärke plaanitakse täita Eestis salvestusseadmeid, maismaa tuuleelektrijaamasid ja päikeseelektrijaamasid juurde rajades;
- Euroopa Liidu uute ja renoveeritavate hoonetele päikesepaneelide installeerimise kohustus.

Euroopa Liit on juriidiliselt kehtestanud 2030. aastaks selged üle Euroopalised kliimaeesmärgid ja 2050. aastaks võtnud eesmärgiks saavutada täielik kliimanetraalsus. 2030. aastaks vähendatakse kasvuhoonegaaside heidet vähemalt 55%. Kusjuures on Eesti riigil veel enda kliimaeesmärgid, mis on Euroopa Liidu

eesmärkidest ambitsioonikamad. Eesti eesmärk on 2030. aastaks katta summaarsest elektri lõpptarbimisest taastuenergiaga 100% [18]. Kusjuures läheb eesmärgi täitmiseks vaja toota iga aasta 10 TWh taastuenergiat, mis omakorda tähendab ligi 6000 MW taastuenergia lisaks võrku ühendamist võrreldes 2023 aasta seisuga. Eleringile esitatud liitumistaotluste alusel on 2023. aasta septembri seisuga planeerimise faasis Eestis 1087 MW salvestusseadmeid, 1196 maismaa tuuleelektrijaamasid ja 1721 MW päikeseelektrijaamasid [18]. Esitatud liitumistaotluste alusel võib oletada, et kõige varasemaid taastuenergia eesmärke hakatakse täitma eelpool nimetatud kolme valdkonda arendades.

Samas aitavad päikesepaneelide arengule kaasa Euroopa Liidu hoonete ulatuslik renoveerimisplaan, mis näeb ette taastuenergia tootmise hoone välispindadel ning üle jääva energia salvestamine hilisemaks kasutamiseks. Lisaks tekib kohustus 2027. aasta detsembrist üle 2000 m² uutele hoonetele ja renoveeritavatele mitte eluhoonetele paigaldada päikesepaneelid [17]. Lisaks suurendavad fotoelemendid Eesti riigi vaates taastuenergia tootmise osakaalu ja aitavad kaasa kliimaeesmärkide täitmisel [19].

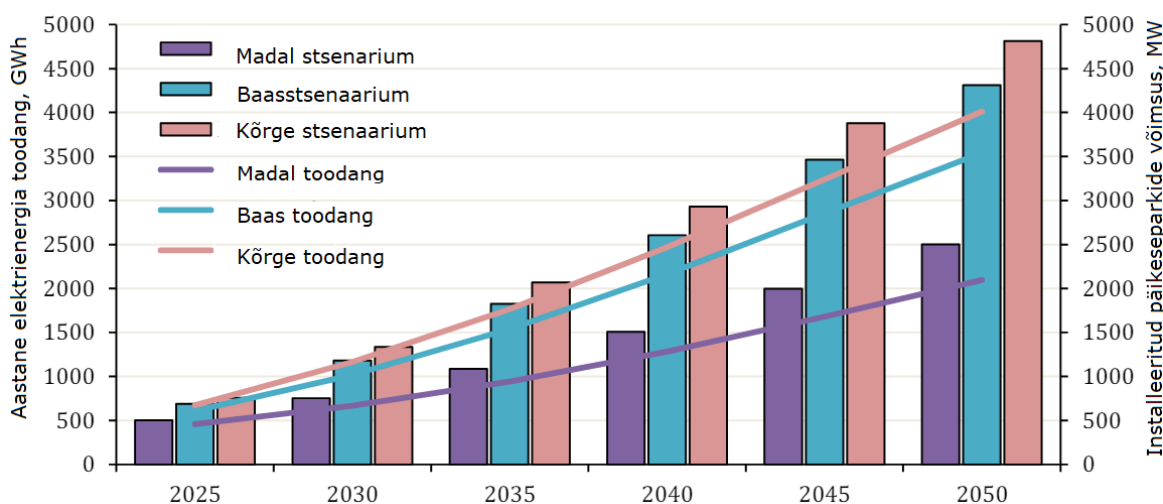
3.2.2 Arengukavade ennustatav mõju akudele ja päikeseparkidele

Peamiste pidepunktidenä kasutatakse allpool olevas analüüsis järgnevaid teemasid:

- päikeseparkide installeeritud võimsus 2050. aastaks 4800 MW [20];
- Eleringile esitatud liitumistaotluste alusel on 2023. aasta septembri seisuga planeerimise faasis Eestis 1087 MW salvestusseadmeid [18];
- salvestuse vajadus ja installeeritud mahutavus kasvab;
- elektrivõrgu tugevdamine [21];
- 2050. aastaks kasvab elektritarbimine 59% [20].

Eestis on liitiumioonakud vähesel määral kasutusel peamiselt päikeseelektri mikrotootjate poolt, kes enamasti salvestavad päikeseelektri omatarbimisest üle jääva toodangu akudesse ja tarbivad seda endale sobival ajal. Akusid planeeritakse jaotusvõrgu investeringu asendusena ülekoormatud võrgupiirkonnas, kus saaks lisavõimsust anda akust juurde ilma elektrivõrku tugevamaks ehitamata. Mittejuhitava taastuenergia efektiivseks kasutamiseks on tarvis salvestust, mis tagab soodsa elektrihinna ka kalli elektrihinna tundidel ja avariilukorras, kus võrgu toide on katkenud. Akupangad saavad osaleda ka süsteemiteenuste pakkumises elektrivõrgule, mis kiirendab akude tasuvusaega ja mängivad olulist rolli elektrisüsteemi stabiilse sageduse hoidmisel [19].

Elektritootmine päikesepaneelidest on Eestis kiirelt kasvamas. Päikesepaneelid paigaldatakse enamasti katustele ja maaraami peale, kuhu paigaldamine on soodne ja kiire. Päikeseelektrijaamade võimsuste areng Eestis aastaks 2040 ennustatakse olevat 1600 MW. Joonisel 3.2 on päikeseenergia installeeritud võimsuse kasv Eestis aastani 2050 [20]. Eestis oli 2016. aastal võrku ühendatud kõigest 35 MW hajatootmisseadmeid, siis 2024. aasta jaanuaris oli jaotusvõrku ühendatud 749 MW päikeseelektrijaamasid [22] [21]. Kokkuvõtlikult on Elektrilevi jaotusvõrgus 710 900 liitumispunkti, millest 2,9% on elektritootjad. Elektritootjad mõjutavad oluliselt võrgu parameetreid ja tuleb hinnata optimaalset elektritootjate võimsust, mida tohib kindlas piirkonnas elektrivõrguga ühendada. Päikesepaneelide genereerimise ajal elektritarbimine võrgust väheneb. Teatud piirist päikesepaneelide tootmine on suurem, kui tarbimine teatud võrgu punktis ja moodustab elektrivõrgu kindla punkti vaates tootmise.



Joonis 3.2 Päikeseenergia installeeritud võimsuse kasv Eestis aastani 2050 [20]

Kusjuures on päikeseenergia tulevikustsenaariumite vaatlemisel tähtsal kohal seadusandlus ja salvestuslahenduste konkurentsivõimelisus. Näiteks Eestis soodustatakse seadusandlusega kuni 15 kW võimsusega päikeseparkide lihtsustatud tingimisel rajamist ja Kredex toetab 2024. aasta aprillis avanevas toetusvoorus väikeelamutele rekonstrueerimist, mille raames on võimalik subsiidiumit saada päikesepaneelide ja salvestite paigaldamiseks [23].

Taastuenergia suurte arenduste kõrval ei tohi tähelepanuta jätta elektrivõrgu tugevdamist. Eesti välisühendused ei võimalda taastuenergia kasvuga korrigeeritud eksporti, mis tekib juhtimatu elektrienergia tootmisel. Õhuliinide peamiseks piiranguks ülekoormuse korral on termiline taluvus, mis tuleneb juhtme ristlõikest ja pikkusest [18]. Kogu planeeritava taastuenergia võrku mahutamiseks tuleb rajada salvesteid, elektritootmist piirata või välisühendusi tugevdada. Kõiki kolme ülejäänud tegevust

tuleks kulukust ja keerukust arvestades sümbioosis arendada, aga selgelt kiireim ja efektiivsem lahendus Eestis oleks salvesteid juurde rajada [19]. Kliimaeesmärkide täitmiseks tuleb lisaks jaotusvõrgule olulist tähelepanu pöörata ka kitsaskohtadele Eesti põhivõrgus. Eleringi vastutus on tagada Euroopa kliimaeesmärkidele vastava võimekusega põhivõrk, mille jaoks on vajalik Eleringil teada tootmise mahtusid ja asukohtasid. Eelpool mainitud teabe põhjal saab Elering hakata planeerima vajalikke investeeringuid [18].

Antud töö kontekstis on oluline käsitleda Elektrilevi elektritarbimise kasvu tulenevalt majanduse orgaanilisest kasvust, ilma trendidest ja elektrifitseerimisest. Hooneid ja elektriseadmeid muudetakse efektiivsemaks ning säästlikemaks elektritarbijateks, aga isegi neid tingimusi arvestades ennustatakse olulist elektritarbimise kasvu lähi kümnendil. Baasstsenaariumi järgi kasvab elektritarbimine 24% 2035. aastaks ja Eleringi Eesti tarbimisstsenaariumite uuringut arvestades kasvab 2050. aastaks elektritarbimine 59% [20].

Võrgu töökindlust on aidanud tõsta järjepidev hooldamine, uuendamine ja ilmastikukindlama võrgu ehitamine, aga kindlasti on oluline hinnata ka üheaegsusteguri mõju rikete arvule. Valesti valitud või võrgu muutustega kohandamata üheaegsusteguri väärtused võivad elektrivõrgu üle koormata ning tekitada katkestusi tulenevalt elektrijuhtide soojenemisest ja kaitse rakendumisest. 2031. aasta alguseks peavad olema kõik mõõtepunktid üle viidud 15- minutilisele mõõtmisele, mis võimaldab suurendada tipukoormuste summeeritud mõõteandmete ja selle alusel oluliselt tõsta mõõdetava üheaegsusteguri täpsust [21].

Kokkuvõtlikult tuleb arendada taastuvenergia võimsusi, elektrivõrku ja salvestuslahendusi paralleelselt. Vajalik on leida sobilik tasakaal iga tehnoloogia jaoks, sest mitmekülgsemad taastuvenergia tootmislahendused tasakaalustavad üksteist. Kiiremaks arenguks soovitatakse juurde luua valitsuse toetuskeeme ja kiirendada menetlusprotsesse, et vähendada sõltuvust naaberriikidest [24]. Riigi ja kohalike omavalitsuste tasandil suurendada asjaosaliste haldusvõimet ja pädevust, et rohepoliitika põhimõtted jõuaksid kohalikesse planeeringutesse. Lisaks on oluline tõsta kogu ühiskonna üldiseid teadmisi ja tutvustada selgeid visioone elektrisüsteemist

4. MODELLEERIMISE STSENAARIUMITE KUJUNDAMINE

Üheaegsusteguri muutuste uurimiseks madalpingevõrgus koostatakse tulevikustsenaariumid, mis on tuletatud analüüsitud arengukavade ning uuritud teadupublikatsioonide alusel. Stsenaariumites kajastatakse nii tootmise kui ka tarbimise lisandumist jaotusvõrku ja uuritakse kaasnevaid muutusi üheaegsustegurile.

4.1 Päikeseparkide lisandumise stsenaarium

Vaadeldavas stsenaariumis hinnatakse päikeseparkide mõju jaotusvõrgu fiidrite ja alajaama üheaegsustegurile. Kokku koostatakse kolm erinevat stsenaariumit, kus päikeseparkide osakaal alajaamas kasvab vastavalt arengukavade ennustustele. Päikeseparkide mõju hindamiseks üheaegsustegurile modelleeritakse DIgSILENT tarkvaras järgnevatele parameetritele vastavad stsenaariumid:

- inverteri nimivõimsus on 15 kW, sest vastavalt Elektrilevi võrgueeskirjadele on kuni 15 kW mikrotootja liitumine klientidele lihtsustatud, soodne ja kiire [25];
- päikeseparkide omavaheline üheaegsustegur 1, sest Elektrilevi planeerimise põhimõtetes sätestatakse ühte alajaama ühendatud päikeseparkide korral selline väärtus ja lisaks on Delfti Tehnikaülikooli ning Quinteli ühises uuringus leitud, et päikeseparkide üheaegsustegur on 1. [26] [6];
- päikeseparke installeeritakse alajaama kuni päikesepaneelide installeeritud võimsuse kuuekordistamiseni. Päikeseparkide installeeritud võimsus Saare alajaamas kuuekordistub võrreldes baasstsenaariumiga, sest 2050. aastaks ennustatakse Eestis päikeseparkide installeeritud võimsuse kuuekordistumist [20]. Lisaks toetavad lühemad ennustused ja arengukavad sellises kiiruses päikeseenergia lisandumist Eestis 2050. aastaks [18] [21].

Elektritootmise stsenaariumis modelleeritakse DIgSILENT tarkvaras 30%, 60% ja 90% päikeseparkide võimsuse osakaalud alajaama nimivõimsusest. 90% päikeseparkide osakaal alajaama nimivõimsusest on võrdne alajaama installeeritud päikeseelektri jaamade kuuekordistumisega. Esimesena lisatakse alajaama kolm 15 kW võimsusega päikeseparki, mis koos juba olemasolevate päikeseparkidega moodustab 32% installeeritud päikese võimsust kogu alajaama võimsusest. Kokku on esimese stsenaariumis installeeritud 79,5 kW päikesejaamade võimsust, mis on hajutatud erinevate fiidrite vahel. Teisena lisatakse DIgSILENT mudelisse kaheksa 15 kW päikeseparki, mis moodustavad alajaama võimsusest 62%. Järgmises stsenaariumis on alajaama lisaks installeeritud 195 kW päikeseparke, mis moodustab koos

baasstsenaariumi päikeseparkidega 92% alajaama nimivõimsusest. Tabelis 4.1 on välja toodud Saare alajaama lisanduvate päikeseparkide arv. Selgemaks väljendamiseks esitatakse päikeseparkide suhe alajaama võimsusesse koondandmete tabelis ümardatud kujul.

Tabel 4.1 Saare alajaama lisanduvate päikeseparkide arv päikesega seotud stsenaariumites

Päikeseparkide osakaal alajaama nimivõimsusest	Baasolukord 14% päikeseparke	30% päikeseparke	60% päikeseparke	90% päikeseparke
Lisatud 15 kW päikeseparke, tk	0	3	8	13

15 kW päikeseparkide lisamisel tuleb jälgida ka liitumispunktide peakaitsmeid, mis peavad olema vähemalt 25 A. Väiksema peakaitsmega liitumispunktidesse ei ole võimalik 15 kW päikeseparke ilma inverterit piiramata või peakaitset suurendamata lisada. Antud uuringus lisatakse päikesejaamad liitumispunktidesse, kus on peakaitse vähemalt 25 A juhuslikkuse alusel. Kusjuures tuleb päikeseparkide planeerimisel võrguettevõtja vaates veel vaadata üle kaablite ristlõiked ja pingekvaliteet võrgus.

4.2 Akude lisandumise stsenaarium

Vaadeldavas stsenaariumis hinnatakse statsionaarsete akude mõju jaotusvõrgu fiidrite ja alajaama üheaegsustegurile. Kokku koostatakse kuus erinevat stsenaariumit, kus salvestite osakaal alajaamas järjest kasvab ja laadimise aeg muutub vastavalt elektri hinnale.

4.2.1 Akude stsenaarium I - odava elektri hinnaga laadimine võrgust

- Inverteri võimsus on 10 kW, mis leiti tarbimisandmete ja liitumispunktide keskmise peakaitse arvutuse teel. Lisaks võeti arvesse taastuenergia paigaldusfirmade eksperthinnangud salvestusinverterite paigaldamise kogemuste baasil;
- Aku mahutavus 20 kWh, mis leiti tarbimisandmete ja liitumispunktide keskmise peakaitse arvutuse teel. Veelgi võeti arvesse taastuenergia paigaldusfirmade eksperthinnangud akude paigaldamise kogemuste baasil;
- Statsionaarsete akude üheaegsustegur majanduslikult juhitud laadimisel 1, sest vastavalt Delfti Tehnikaülikooli teadusuuringule laevad elektriautod hinnapõhiselt juhitud võimsusega 10 kW üheaegsusteguriga 0,86 [26]. Statsionaarsed akud on alati liitumispunktis olemas ja valmis laadimiseks just

kõige odavama elektri hinnaga tunnil- seega on statsionaarsete akude üheaegsustegur 1;

- Statsionaarne aku laeb täisvõimsusel kahel kõige odavama elektri hinnaga tunnil ööpäevas, sest nii saab vastavalt inverteri võimekusele aku kõige kiiremini täis kõige soodsamatel tingimustel ja täis akut jätkub Saare alajaama keskmisel kliendil terveks ööpäevaks.

Esimeses aku stsenaariumis lisatakse alajaama Saarele 10 kW salvestusvõimsusega invertereid neli tükki ja laetakse neid kõiki korraga ööpäeva kahel kõige odavamal tunnil võimsusega 10 kW. Kokku on aku esimese stsenaariumi salvestusvõimsus 40 kW, mis moodustab 16% alajaama Saare nimivõimsusest. Alamstsenaariumis lisatakse alajaama Saarele 10 kW salvestusvõimsusega invertereid kaheksa tükki ja laetakse neid kõiki korraga ööpäeva kahel kõige odavamal tunnil võimsusega 10 kW. Kaheksa inverterit moodustavad 32% lisatud tarbimisvõimsust alajaama võimsusest. Seejärel modelleeritakse olukord, kus alajaama on lisatud 12 inverterit, mille igaühe salvestusvõimsus on 10 kW.

4.2.2 Akude stsenaarium II - kalli elektri hinnaga laadimine võrgust

Kõik teise akustsenaariumi algandmed on samad nagu esimesel akustsenaariumil, aga akude elektrivõrgust laadimine ajastatakse just kahele kõige kallima elektri hinnaga tunnile. Eesmärk on hinnata üheaegsusteguri muutust Saare alajaamas vastavalt statsionaarseid akusid erineva elektri börsihinnaga laadides.

- inverteri võimsus on 10 kW, mis leiti tarbimisandmete ja liitumispunktide keskmise peakaitse arvutuse teel. Lisaks võeti arvesse taastuenergia paigaldusfirmade eksperthinnangud salvestusinverterite paigaldamise kogemuste baasil;
- aku mahutavus 20 kWh, mis leiti tarbimisandmete ja liitumispunktide keskmise peakaitse arvutuse teel. Veelgi võeti arvesse taastuenergia paigaldusfirmade eksperthinnangud akude paigaldamise kogemuste baasil;
- statsionaarsete akude üheaegsustegur majanduslikult juhitud laadimisel 1, sest vastavalt Delfti Tehnikaülikooli teadusuuringule laevad elektriautod hinnapõhiselt juhitud võimsusega 10 kW üheaegsusteguriga 0,86 [26]. Statsionaarsed akud on alati liitumispunktis olemas ja valmis laadimiseks just kõige odavama elektri hinnaga tunnil- seega on statsionaarsete akude üheaegsustegur 1;

- statsionaarne aku laeb täisvõimsusel kahel kõige kallima elektri hinnaga tunnil ööpäevas, sest nii saab vastavalt inverteri võimekusele aku kõige kiiremini täis just kõige kallima elektri hinnaga tundidel.

Teises aku stsenaariumis lisatakse alajaama Saarele 10 kW salvestusvõimsusega invertereid neli tükki ja laetakse neid kõiki korraga ööpäeva kahel kõige kallimal tunnil võimsusega 10 kW. Järgmisena lisatakse 8 akut ja 12 akut laadima ööpäeva kahel kõige kallima elektri hinnaga tunnil. Kahel tunnil laetakse kõigis stsenaariumites 10 kW inverteri nimivõimsusega, et saada 20 kWh salvesti 100% täis. Tabelis 4.2 on välja toodud akustsenaariumite laadimisvõimsuste osakaal alajaama võimsusest ja akulahenduste arv.

Tabel 4.2 Saare alajaama statsionaarsete salvestussüsteemide arv alajaama võimsusest

	Baasolukord	16% laadimisvõimsus	32% laadimisvõimsus	48% laadimisvõimsus
Akulahendus, tk	0	4	8	12

10 kW päikeseparkide lisamisel tuleb jälgida ka liitumispunktide peakaitsmeid, mis peavad olema vähemalt 16 A. Väiksema peakaitsemega liitumispunktides ei ole võimalik 10 kW võimsusega akusid laadida peakaitset suurendamata. Antud uuringus lisatakse salvestuslahendus liitumispunktidesse, kus on peakaitse vähemalt 16 A juhuslikkuse alusel. Kusjuures tuleb akude planeerimisel võrguettevõtja vaates veel vaadata üle kaablite ristlõiked ja pingekvaliteet võrgus.

Esimese ja teise akude lisamise stsenaariumiga kaetakse ära enamus üheaegsusteguriga seonduda võivaid ekstreemseid talitlemisvõimalusi võrgule. Keskendutakse just aku tarbimisstsenaariumitele, sest võrgu jaoks on kõige ekstreemsem võrku andmise stsenaarium päikeseparkide lisamisega juba eelnevalt uuritud. Statistiliselt on päikeseparkide tootmise ajal Saare alajaamas kõige madalam elektritarbimine ja saavutatakse suurim võrku antav päikesevõimsus soosivate ilmastikuoludega.

5. DIGSILENT MUDELI KIRJELDUS

Neljandas peatükis tutvustatakse kasutatavat modelleerimistarkvara, selle võimekust ja antakse ülevaade DIgSILENT tarkvaras kasutatud funktsioonidest. Lisaks keskendutakse DIgSILENT-i mudeli kirjeldamisele. Tehakse ülevaade kirjeldatava piirkonna baasolukorrast, selgitatakse algandmeid ning elektrivõrku lisatavaid seadmeid.

5.1 DIgSILENT tarkvara ja selle võimalused

Modelleerimiseks kasutatakse DIgSILENT tarkvara, mis on üle 35 aastase ajalooga Saksamaal asutatud inseneribüroo. Firma tegevusalaks on rohkem kui 170 riigis elektrivõrgu arvutustarkvara pakkumine ja klientide nõustamine elektrisüsteemidega seotud teemadel [27]. DIgSILENT tarkvara võimaldab lisaks baasfunktsionaalsusele juurde tellida edasijõudnutele kuni 23 erinevat funktsionaalsust [28]. Antud magistritöö raames tellitakse DIgSILENT baaspaketile lisaks järgnevad edasijõudnute funktsionaalsused:

- võimsusvoogude analüüs;
- aja-lühisvoolu kaitsefunktsionaalsus;
- elektrijuhtide analüüs;
- jaotusvõrgu funktsionaalsus;
- reaktiivvõimsuse optimeerimine;

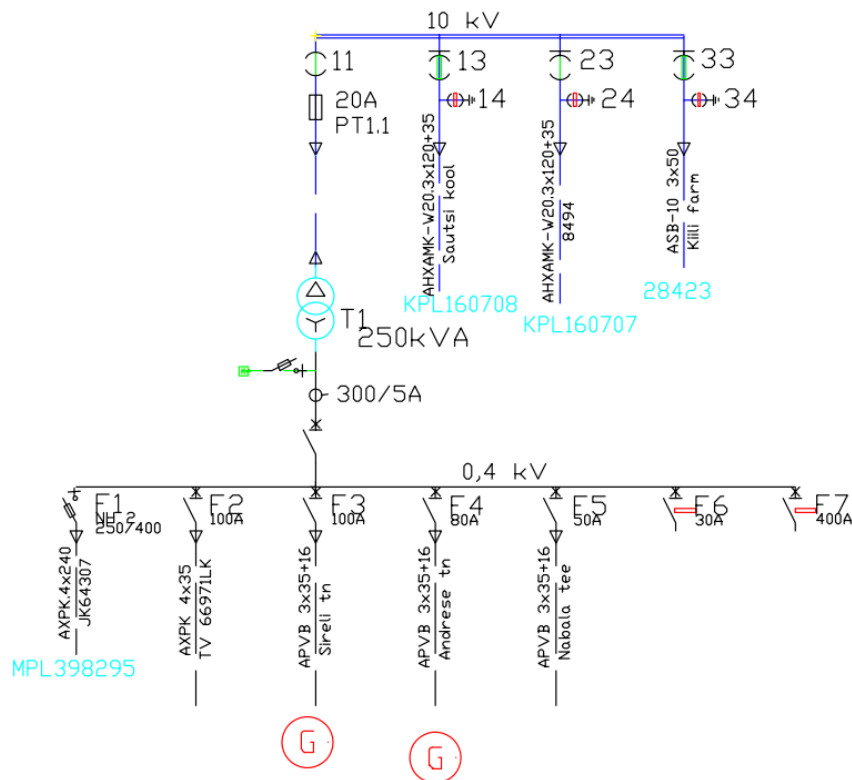
Reaalselt kasutatakse tulemuste leidmisel elektrijuhtide analüüsi, jaotusvõrgu funktsionaalsust ja peamised tulemused leitakse võimsusvoogude analüüsiga, kus kindlal perioodil ning stsenaariumil analüüsitakse elektritootmist, -tarbimist ja võrgu parameetreid.

5.2 Piirkonna kirjeldus

Mudeldatavaks piirkonnaks valitakse linnalähedane juba väljakujunenud elamurajoon, mis on levinud asustusvorm üle terve Eesti. Analüüsitav üheaegsusteguri rajoon asub Harju maakonnas Kiili vallas, kus on peamiselt vanemad eramud ja mõned avalikud hooned- koolimaja ning rahvamaja. Antud paikkonna elektrivõrk ja selle parameetrid sisestatakse DIgSILENT modelleerimistarkvarasse ja leitakse üheaegsusteguri väärtused alajaamas ning üksikutel fiidritel. Analüüsitakse lisaks olemasolevale situatsioonile erinevate tulevikutrendide mõju elektrivõrgule ja üheaegsustegurile, mis

toovad kaasa elektritarbimise kasvu ja tarbimise juhtimise võimekuse elektrikulude minimeerimiseks.

Elektrivõrgu varustuskindluse liigituse järgi on alajaamas Saare tegemist kesktiheda piirkonnaga, kus 10 kV keskpinge ühendused jõuavad alajaama ringtoiteskeemina maakaablis ja 0,4 kV madalpinges on radiaalvõrk, kus enamasti elekter jõuab klientideni õhuliinidega [6]. Alajaamas on üks 250 kVA trafo, neli keskpinge kambrit ja seitse madalpinge fiidrit, millest tarbijad on ühendatud neljale. Joonisel 5.1 kajastatakse Saare alajaama elektriskeem. Alajaamas on kokku 52 liitumispunkti, millel on elektri tarbimisleping vahemikus 6 kuni 63 A. Kusjuures on olemasolevas võrgus kolmandal ja neljandal fiidril kokku kolm päikeseenergiaal põhinevat tootmislepingut, mille maksimaalne lubatav elektrivõrgu müügi leping on vahemikus 7-15 kW.



Joonis 5.1 Saare alajaama elektriskeem [29]

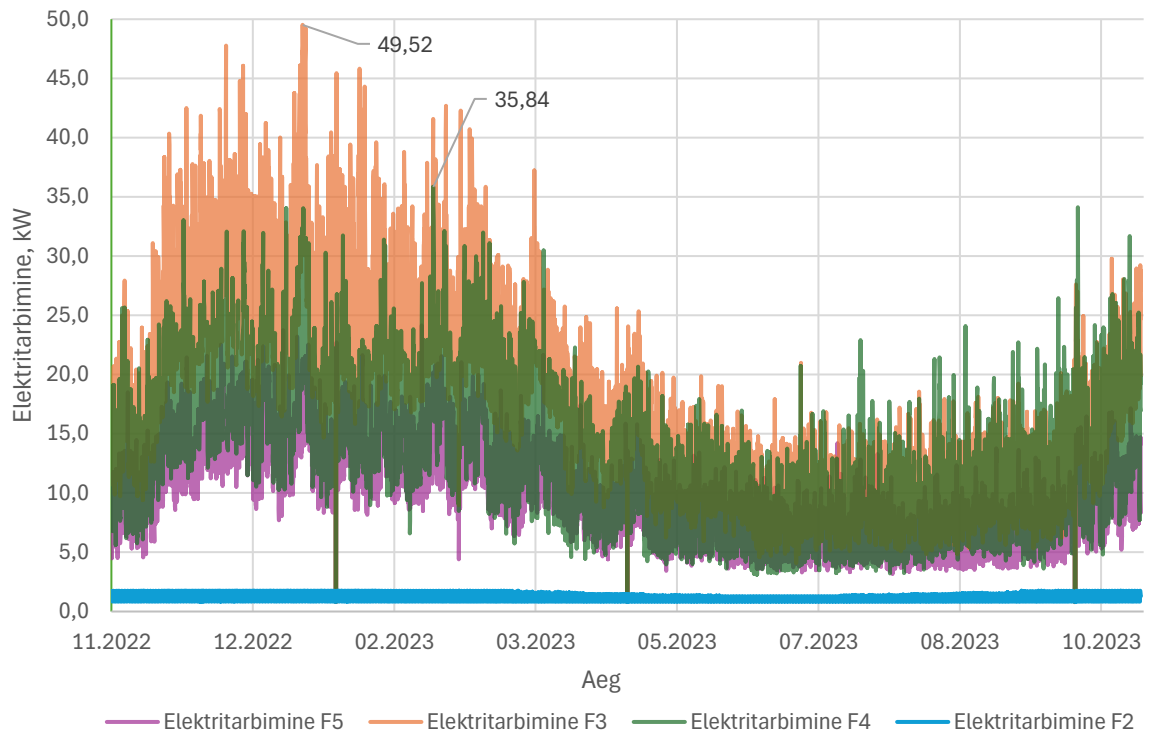
Esimesel fiidril on 5 liitumispunkti, kus kõigi liitujate peakaitse on 6 A. Elektritarbimist esimesel fiidril lõputöös uuritava perioodil ei olnud ning liitumispunkte ei ole arvestatud antud magistritöös. Teisel fiidril on ainult üks tarbija, mis on alajaamast 20 meetri kaugusel ja tähisega 11112LK, liitumiskilbi peakaitsme suurus on 63 A. Alajaama teine fiider on ühendatud 11112LK liitumiskilpi maakaabliga AXPK 4x35 ja alajaamas kaitseb teist fiidrit 100 A kaitselüliti. Ülejäänud fiidrite täpsemad detailid on välja toodud tabelis 5.1.

Tabel 5.1 Alajaama Saare baasstsenaariumi algandmed

Fiider	F2	F3	F4	F5	Alajaam
Fiidri kaitse, A	100	100	80	50	360
Liitumispunktide arv, tk	1	17	17	12	47
Elektritootmine, kW	-	12,5	22	-	34,5
Aastane tarbimine, MWh	9,63	156,72	112,02	84,85	342,24
Suurim koormus, kW	1,76	49,52	35,84	24,17	100,38
Liitumispunktide peakaitsmete summa, A	63	416	413	320	1212

Tabelis 5.1 on kajastatud aastane elektritarbimine tunnipõhiste mõõteandmete alusel summaarselt perioodil 01.11.2022-31.10.2023. Kõige suurem tarbimine on kolmandal ja neljandal fiidril, kus on ka enim kliente. Suurim koormus on tabelis välja toodud fiidri tunnipõhiste andmete alusel üks kõige suurema koormusega tund aasta jooksul. Elektrilevi tarbimisandmed on ühe tunni kohta summaarselt tarbitud energia hulk. Väiksemal ajaskaalal võib hetkeline võimsus minna lühiajaliselt suuremaks, aga antud töös tehakse andmete kättesaadavuse põhjusel lihtsustus, et kasutatakse just tunnipõhiseid summaarseid tunniandmeid. Tabelis on välja toodud ka fiidrite peakaitsemid ja kogu fiidri klientide peakaitsmete summa, mis aitab võrrelda planeeritava üheaegsusteguri erinevusi fiidritel. Neljandal ja viiendal fiidril on individuaalsete liitumispunktide peakaitsmete summa erinevus kõigest 3 A, aga fiidri peakaitse erineb 20 ampri võrra. Seega eeldatakse Saare alajaama näitel, et sama arvu liitumispunktidega kolmandal ja neljandal fiidril on üheaegsustegur kolmandal fiidril kõrgem. Suuremat üheaegsustegurit kolmandal fiidril toetab ka tunduvalt suurem elektritarbimine kogu aastase perioodi jooksul. Antud uuringu jaoks teadaolevad algandmed on sellised ja peab ise tegema järeldusi nende baasil. Üheaegsusteguri vaates ei ole täna ametlikke andmeid, miks erinevad kolmanda ja neljanda fiidrite peakaitsmete väärtused. Peakaitse võib olla valitud algul 80 A ja lihtsalt reaalelulise vajaduse tekkides suurendatud seda 100 A peale või arvestatud projekteerimisel näiteks liitumispunktidega, kellel on elektriküte kolmandal fiidril.

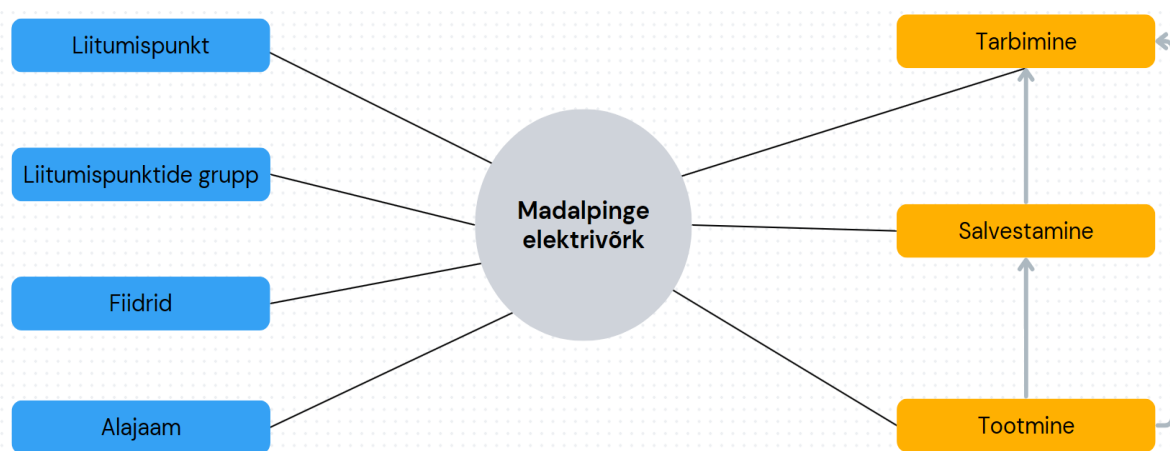
Joonisel 5.2 on välja toodud Saare alajaama fiidrite elektritarbimine iga tunni kaupa. Teisel fiidril on ainult üks tarbija, mille elektritarbimine on minimaalne. Kolmanda fiidri talvine elektritarbimine on kõige suurem ja ulatub kuni 49,52 kW-ni, aga suveperioodil ületab neljanda fiidri elektritarbimine teiste fiidrite tarbimist. Suurem elektritarbimine suvel võib olla põhjustatud jahutussüsteemidest, mis on suured elektritarbijad mugava sisekliima tagamiseks. Selgelt on näha, et iga fiidri elektritarbimise tipp ei kattu teise fiidri tipu väärtusega, mis tuleneb tarbijate käitumise ja kasutatavate elektriseadmete erinevusest.



Joonis 5.2 Saare alajaama fiidrite elektritarbimine perioodil 01.11.2022-31.10.2023

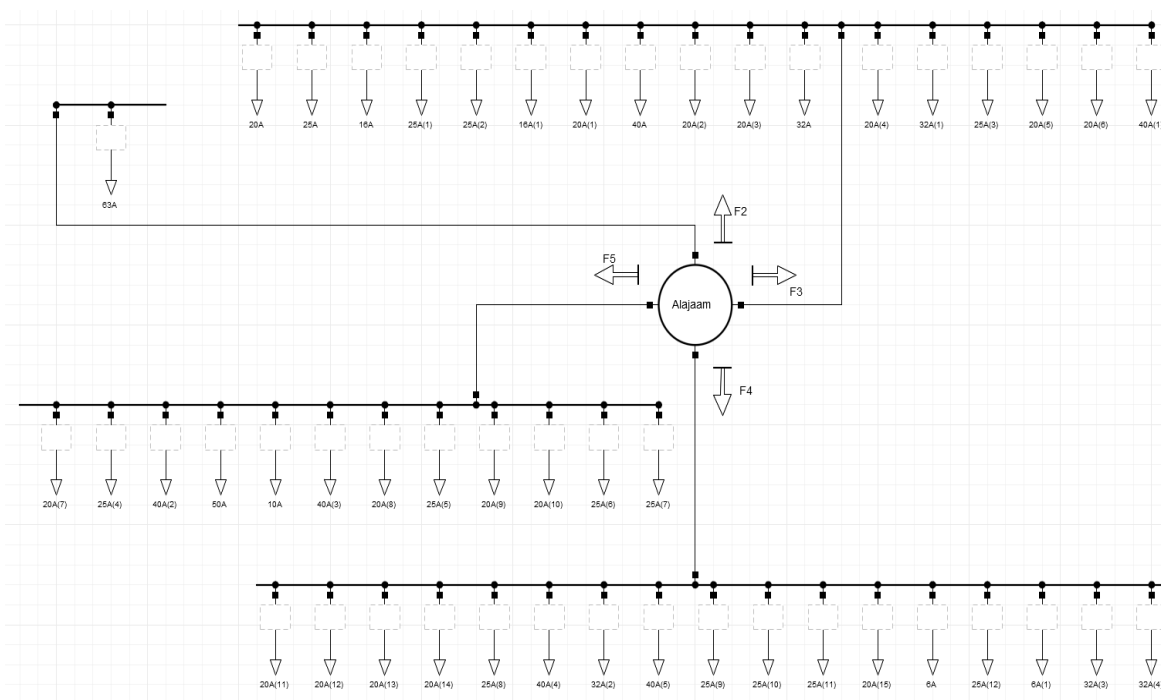
5.3 DIgSILENT mudel

DIgSILENT mudel koostatakse joonise 5.3 struktuurskeemi alusel, kus sinisega on toodud jaotusvõrguga seotud peamised üheaegsusteguri ühendusgrupid ja kollasega üheaegsusteguri väärtust kujundavad tegevused, mille mõju uurima hakatakse. Liitumispunktil, liitumispunkti grupil, fiidril ja alajaamal saavad olla kõigil üheaegsusteguri väärtused, mida hakkavad mõjutama elektri tarbimine, salvestamine ja tootmine.



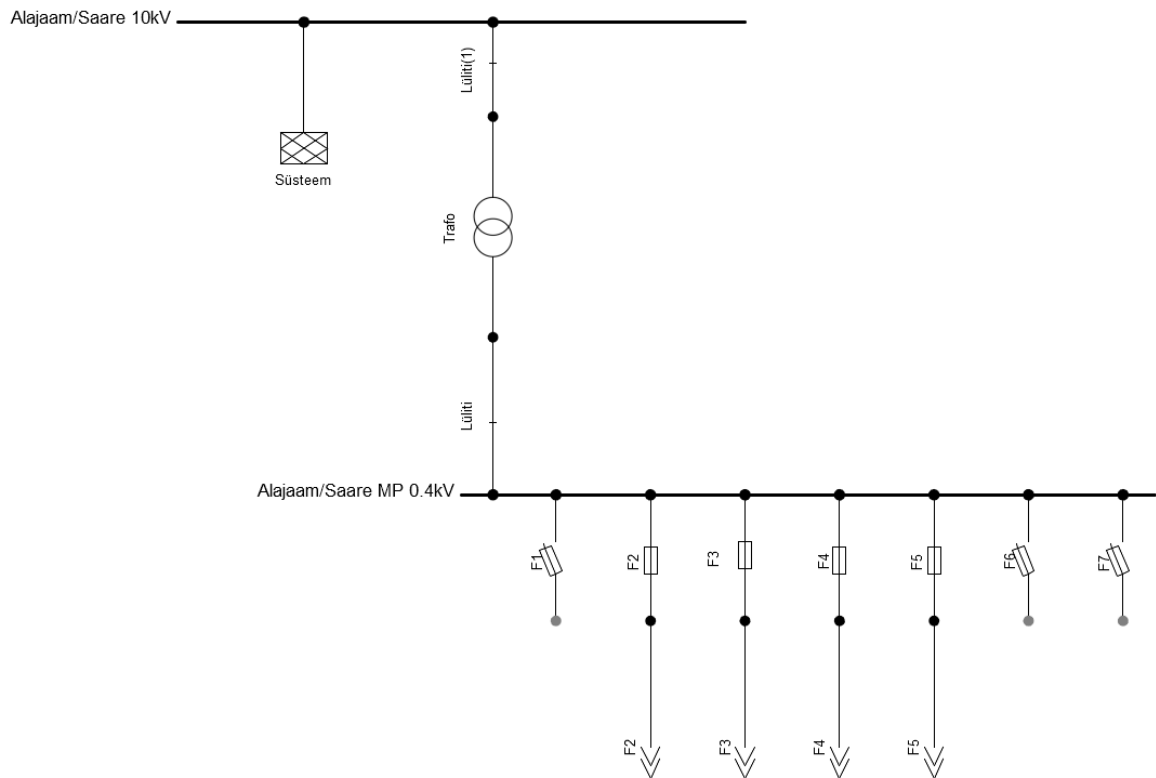
Joonis 5.3 DIgSILENT mudeli koostamise struktuurskeem

DIgSILENT tarkvara lihtsustatud skeem on näidatud joonisel 5.4, kus on näha alajaam, fiidrid, peamised liinid, liitumispunktide arv ja nende peakaitsmed. Joonise keskel on alajaam, kust väljub neli madalpinge maakaablit. Antud uurimus ulatub alajaamast kuni liitumispunktideni, liitumispunktist tarbija pool toimuvat enam ei vaadata. Näiteks teine fiider on tähistatud F2 ja alajaamast väljuv liin läheb ühe tarbija toiteks. Teise fiidri liitumiskilp on skeemil latina, kuhu on ühendatud liitumispunkt peakaitsmega 63 amprit. Peakaitse suurus on joonisel tähistatud ja igale liitumispunktile on lisatud tunnipõhised tarbimisandmed, mis on Elektrilevilt saadud ning lisatud DIgSILENT tarkvarasse failina. Teiste alajaama fiidrite tähistused on identsed ja vastavad Saare alajaama reaalsele väärtustele.



Joonis 5.4 Alajaama fiidrite lihtsustatud elektriskeem DIgSILENT tarkvaras

Joonisel 5.5 kajastatakse alajaama elektriskeemi, kus on kesk- ja madalpinge osa. Madalpinges on 3 reserv ja 4 koormatud fiidrit. Keskpingele on ühendatud olemasoleva elektrivõrgu „süsteem“, mille külge on alajaam Saare ühendatud. Lisas 1 on välja toodud DIgSILENT tarkvara kogu alajaama detailne elektriskeem täies konfiguratsioonis, kus on lisaks näha kõik liinid, nende asetus ja parameetrid, statsionaarsed akud, päikesepargid, jaotus- ning liitumiskilbid. Igat liini, päikeseparki ja akulahendust saab individuaalselt seadistada ja sisse ning välja lülitada vastavalt uuritavale stsenaariumile.



Joonis 5.5 alajaama elektriskeem DIGSILENT tarkvaras

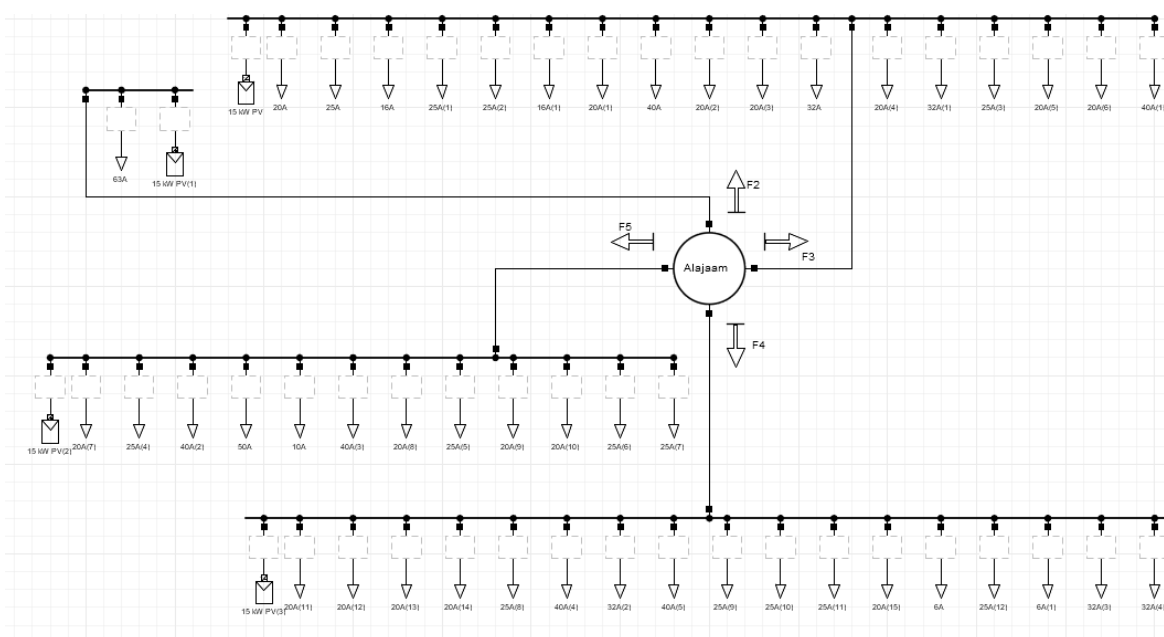
Mudeli aluseks valitakse Saare alajaam ja sellega seonduv elektrivõrk, mis joonistatakse DIGSILENT tarkvarasse täies konfiguratsioonis. Sisestatakse Saare alajaamaga seotud elektriliinide reaalsed pikkused, juhtide, alajaama parameetrid, liitumis- ja jaotuskilbid ning klientide tarbimisandmed. Tunnipõhised tarbimisprofiilid on teada kõikide fiidrite ja nendele ühendatud eraldiseisvate liitumispunktide kohta, aga konfidentsiaalsuse reeglitest lähtudes ei ole autoril teada konkreetse liitumispunkti ja tarbimisandmete omavaheline seos. Liitumispunktide elektritarbimise tunnipõhised andmed sisestatakse DIGSILENT tarkvarasse perioodil 01.11.2022-31.10.2023.

Baasmudelis on sisestatud elektrivõrgu detailsed andmed:

- alajaam (pinge, aktiiv- ja reaktiivvõimsus, trafo, lülitusgrupp);
- pingeastmed;
- lülitus- ja kaitseseadmed;
- juhtide parameetrid (pikkus, koormusvool, aktiiv- ja reaktiivtakistus);
- väline süsteem (võimsus, aktiiv- ja reaktiivvõimsus, neutraali maandamise viis, lülitusgrupp);
- liitumispunktide tunnipõhised tarbimisandmed;
- jaotus- ja liitumispunktid.

5.3.1 Päikeseparkide mudel DIgSILENT tarkvaras

DIgSILENT tarkvaras hakatakse alajaama Saare külge järjest juurde installeerima 15 kW aktiivvõimsusega päikeseparke kuni saavutatakse alajaama baasstsenaariumiga võrreldes installeeritud päikeseparkide võimsuse kuuekordistumine. Joonisel 5.6 on näidatud DIgSILENT mudeli elektriskeem koos nelja 15 kW päikesepargiga. Installeeritud päikeseparkide võimsust kajastatakse suhtena alajaama Saare trafo nimivõimsusesse, sest see on võimalikult universaalne viis võrrelda mõõdetava üheaegsusteguri muutust ka teistes alajaamades ning võrgu piirkondades erineva võimsusega päikeseparkide lisandumisel. Lisaks on antud meetod sobilik üheaegsusteguri muutuste määramiseks järgnevatel stsenaariumites. Kõikide olemasolevate ja lisanduvate päikeseparkide omavaheline üheaegsustegur arvestatakse üheks, sest antud töös pööratakse erilist tähelepanu just suurimatele muutustele ehk ekstreemumitele ja jäetakse arvestamata päikeseenergia tootmise orientatsiooni, kaldenurga, varjudega seonduvad eripärad.



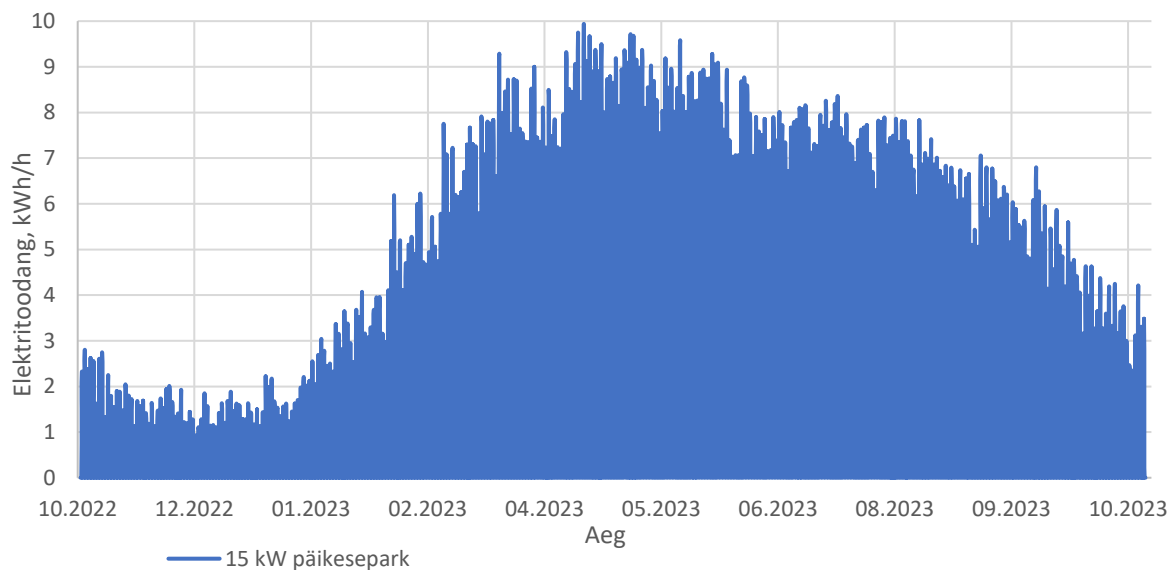
Joonis 5.6 Alajaama fiidrite elektriskeem koos päikeseparkidega DIgSILENT tarkvaras

Baasstsenaariumis on juba võrguga ühendatud 34,5 kW päikesepaneele- seega on algolukorras 250 kVA nimivõimsusega alajaamas 14% installeeritud päikeseparkide võimsust. Kusjuures tekib päikeselistel päevadel ette olukordi, kus päikesepaneelide toodang ületab alajaama tarbimist ja üheaegsustegur läheb negatiivseks. Sellistel juhtudel on üheaegsusteguri võimalik väärtus tootmise vaates kuni 1, tootmine ja tarbimine arvestatakse mõlemad absoluutväärtusena. Päikeseparkide installeerimise mudelis paigaldatakse olemasolevale baasstsenaariumile juurde päikeseparke, mille aktiivvõimsus on 15 kW. 15 kW on päikesepaneelide kogu võimsus alalispinge poolel ja

inverteri nimivõimsus. Eialgu kasutatakse päikesepaneelide lisamisel DIgSILENT tarkvara võimekust, kus valitakse süsteemi kindlat tüüpi päikesepaneelid ja lisatakse neile asukoha koordinaadid. Antud lahendusega tulid elektritoodangu tulemused ebareaalsed ja seega võetakse aluseks ENTSO-E kliima andmetest Eesti keskmine päikesest 1 kW elektri tootmise tunnigraafik. Aasta keskmiseks tunnipõhiseks päikeseelektri toodanguks arvestatakse aastatel 2000-2019 päikesekiirguse alusel leitud keskmine elektritoodang [30]. Tunnipõhised päikesetoodangu andmed lisatakse 15 kW päikesepargile Exceli failina, mis on visualiseeritud ka joonisel 5.7.

Kokkuvõtlikult saab päikeseparkide DIgSILENT mudelit kirjeldada järgnevalt:

- minimaalne võimalik üheaegsustegur alajaamas tootmisel kuni 1 või päikeseparkide installeeritud võimsuse kuuekordistamine võrreldes baasolukorraga;
- 15 kW on DIgSILENT-is sisestatud inverteri nimi aktiivvõimsus;
- Eesti päikesest elektritootmise tunnigraafik saadakse ENTSO-E kliima andmetest 15 kW päikesepaneelide kohta ja sisestatakse DIgSILENT mudelisse failina [30].



Joonis 5.7 15 kW päikesepaneelide keskmine elektritoodang Eesti piirkonnas perioodil 1.11.2022-31.10.2023

5.3.2 Salvesti mudel DIgSILENT tarkvaras

Salvestusseadmed võimaldavad elektrit soovitud ajal võrgust salvestada ja võrku tagasi anda ning tarbimisest üle jäävat päikeseenergiat salvestada ühe liitumispunkti vaates. Antud mudelis vaadeldakse statsionaarseid, elektrilisi salvesteid, mille olulised parameetrid on mahutavus ja salvestamise võimsus. Lisas 2 on DIgSILENT tarkvara alajaama elektriskeem koos salvestitega.

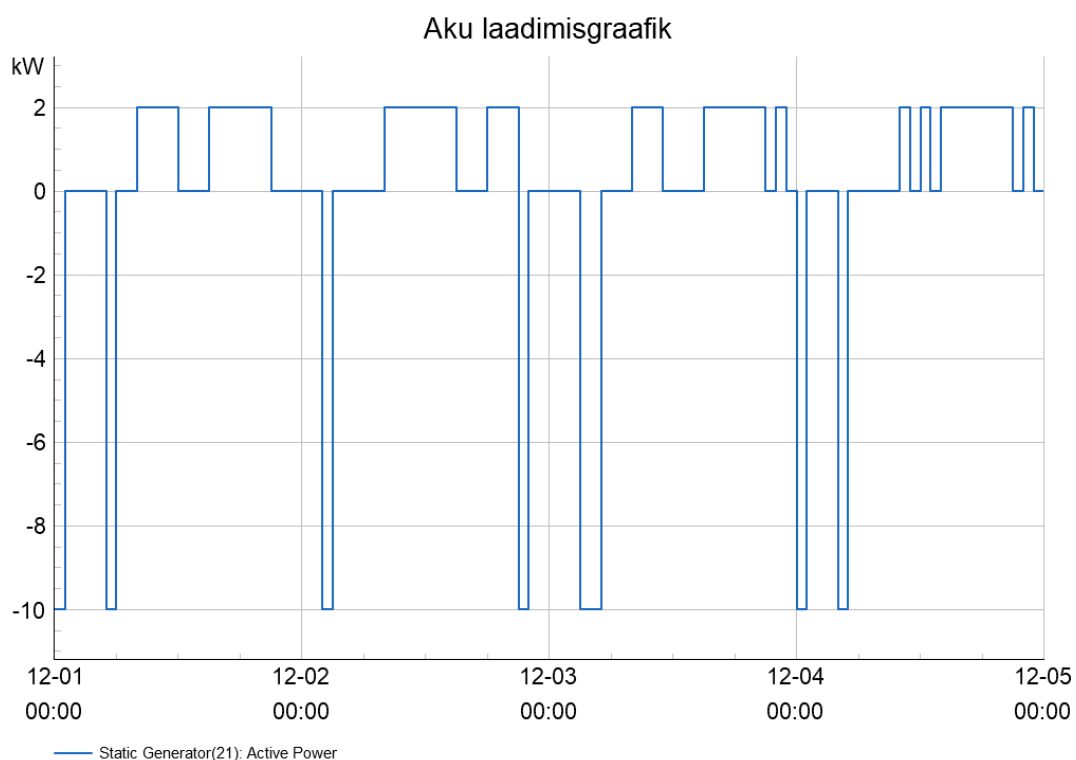
Kuna eelmises mudelis uuriti vähese tarbimisega perioodil elektritoodangu võrku müügi mõju üheaegsustegurile, siis antud stsenaariumis keskendutakse statsionaarsete akude võrgust elektritarbimise mõju uurimisele üheaegsustegurile. Aku tühjaks laadimine on mudelisse sisestatud kümnel ööpäeva kallima elektri hinnaga tunnil võimsusega 2 kW. Aku tühjaks laadimise mõju üheaegsustegurile on minimaalne, sest enamasti kasutatakse akut enda tarbimise katmiseks kallima elektri hinnaga ja elektrivõrgu koondvaates kõrge tarbimisega tundidel. Sellistel perioodidel vähendab akust tarbimine võrgu vaates üheaegsustegurit. Kasutades liitumispunktis börsihinnaga elektripaketti on võimalik akudega soodsa Nord Pool elektrituru hinnaga aku täis laadida ja kallima hinnaga tundidel akust tarbida. Eestis saadakse börsihind Nord Pool elektriturul, kus hind kujuneb igaks tunniks tootmise pakkumise ja tarbimise nõudluse alusel. Elektri hinnad võivad ööpäeva sees kõikuda üle 100 korra [19]. Kusjuures kasutatakse statsionaarseid akusid ka ärilisel eesmärgil, kus kasutatakse ära hinnaarbitraaži ja elektrivõrgu sagedusreservidele antavaid signaale Eleringi poolt. Mõlemal juhul toimuvad kasumlikud tehingud elektrivõrgu eabilansi korral, kui elektrienergiat on võrgus puudu või üle liia.

Saare alajaamas ei ole Elektrilevi andmetel uuringu läbi viimise ajal ühtegi salvestusseadet registreeritud. Antud stsenaariumis pannakse Saare alajaama olemasolevasse elektrivõrku nii palju salvestusseadmeid kui võrk võimaldab ja hakatakse nende võrgust laadimist juhtima vastavalt Nord Pool elektri hinnale. Kusjuures on mitmel inverteritootjal börsihinna automaatne juhtimise kontrolleri arendamisel või juba töötamas ja pea kõigil tootjatel on võimalik valida sobivaid kellaaegu akude laadimiseks, mida on arukas sobitada just kõige soodsama hinnaga tundidele. Näiteks Solaxi börsihinna kontrolleri Datahub juhib juba täna akut vastavalt ilmaennustusele ja Nord Pool hinnale [31]. Börsihinna jälgimine läheb inimesele järjest automaatsemaks ja lihtsamaks ning aitab oluliselt kulusid kokku hoida kasutatud elektri hinnas.

Joonisel 5.8 on näidatud ühe statsionaarse aku laadimisprofiil vaadeldavas stsenaariumis, kus aku laeb ühes ööpäevas kahel kõige soodsama elektri hinnaga tunnil 10 kW võimsusega ja laeb tühjaks võimsusega 2 kW kümnel ööpäeva kõige kallimal tunnil. Joonisel ja DIGSILENT modelleerimistarkvaras kuvatakse võrgust laadimine -10 kW võimsusega laadimisena. 1. detsembril 2022 on kaks kõige soodsama hinnaga tundi 00:00-01:00 ja 05:00-06:00, samas on järgneval päeval kaks soodsamat tundi hoopis öösel peale südaööd ja hilisõhtul. 5. detsembril on kaks kõige soodsama elektri hinnaga tundi järjest- seega saab joonise 5.8 alusel öelda, et elektri hind on kõikuv ning odavad tunnid esinevad juhuslikel hetkedel.

Kokkuvõtlikult saab statsionaarsete akude mudelit kirjeldada järgnevalt:

- fookuses statsionaarsete akude laadimine elektrivõrgust;
- akude laadimine on juhitud elektri börsihinna alusel ja sisestatud tunnipõhiselt DIgSILENT mudelisse;
- aku mahutavus ja inverteri võimsus leitakse statistiliste andmete (liitumispunkti peakaitse, elektritarbimine) ning paigaldajate eksperthinnangu alusel;
- Saare alajaama installeeritakse nii palju salvestusseadmeid kui võrk võimaldab;
- statsionaarsete akude ökonoomse võrgust laadimise üheaegsustegur 1.



Joonis 5.8 Ühe statsionaarse aku laadimisprofiil viiel ööpäeval (01.12.2022-05.12.2022) DIgSILENT tarkvaras

6. MODELLEERIMISTULEMUSED JA ANALÜÜS

Antud peatükis koondatakse kokku modelleerimistulemused ja analüüsitakse neid. Esimesena arvutatakse baasstsenaariumi alajaama ja fiidrite üheaegsustegurid. Järgmisena leitakse päikeseparkide ja akude lisandumise stsenaariumite üheaegsusteguri väärtused alajaamas ning fiidritel.

6.1 Baasstsenaariumi üheaegsusteguri leidmine alajaamas ja fiidritel

Alajaama üheaegsusteguri väärtused leitakse valemiga 6.1. Saare alajaama suurim üheaegsustegur on leitakse antud perioodi kõige suurema kogu alajaama ühe tunni elektritarbimise ja kõigi liitumispunktide individuaalsete tarbimistippude summa jagatisena, mis näitab olemasoleva elektrivõrgu maksimaalset võimalikku üheaegsustegurit alajaamas.

$$c_{AJ} = \frac{P_{max AJ}}{\sum_{i=1}^n P_{max LP}}, \quad (6.1)$$

kus $P_{max AJ}$ – üheaegne suurim tarbimise või tootmise võimsus alajaamas, kW;
 c_{AJ} – alajaama üheaegsustegur;
 $P_{max LP}$ – ühe liitumispunkti maksimaalne tarbimisvõimsus, kW;
 n – liitumispunktide arv.

Fiidrite üheaegsusteguri väärtused leitakse valemiga 6.2. Fiidrite suurim üheaegsustegur on leitud antud perioodi kõige suurema kindla fiidri ühe tunni elektritarbimise ja kõigi liitumispunktide individuaalsete tarbimistippude summa jagatisena, mis näitab olemasoleva elektrivõrgu maksimaalset võimalikku üheaegsustegurit ühel kindlal fiidril. Seevastu keskmine üheaegsustegur on ühe aasta kõikide tundide üheaegsustegurite aritmeetiline keskmine väärtus vastavalt alajaamas või fiidritel.

$$c_F = \frac{P_{max F}}{\sum_{i=1}^n P_{max LP}}, \quad (6.2)$$

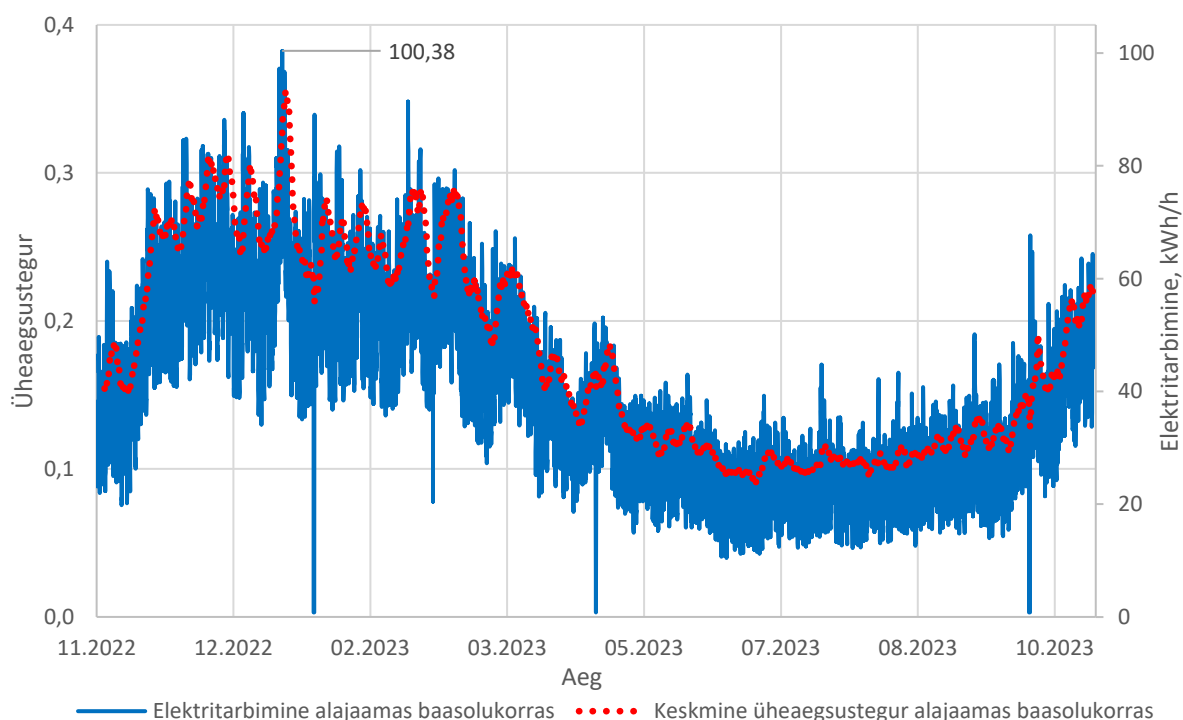
kus $P_{max F}$ – üheaegne suurim tarbimise või tootmise võimsus fiidril, kW;
 c_F – fiidri üheaegsustegur;
 $P_{max LP}$ – ühe liitumispunkti maksimaalne tarbimisvõimsus, kW;
 n – liitumispunktide arv.

Baasmudeli andmetest tabelis 6.1 on näha, et üheaegsusteguri suurim võimalik väärtus alajaamas ulatub kuni 0,46-ni suurema elektritarbimisega talvisel ajal. Kõige kõrgem baasstsenaariumi üheaegsustegur saavutatakse 7. jaanuaril kell 19:00-20:00. Teise fiidri keskmine ja suurim üheaegsustegur on 1, sest liitumispunkti ja fiidri tarbimistipud on samad.

Tabel 6.1 Saare alajaama ja fiidrite üheaegsustegurite väärtused baasolukorras perioodil 01.11.2022-31.10.2023

Fiider	F2	F3	F4	F5	Alajaam
Aasta suurim üheaegsustegur	1	0,45	0,30	0,46	0,46
Aasta keskmine üheaegsustegur	1	0,16	0,11	0,19	0,18

Joonisel 6.1 on välja toodud alajaama aastase perioodi elektritarbimine ja kogu alajaama üheaegsusteguri 50 tunni libisev keskmine väärtus. Alajaama Saare elektritarbimine on oluliselt seotud üheaegsusteguriga, mis läheneb koormuse tőustes maksimumini. Joonisel on näha, et elektritarbimine ja üheaegsustegur on omavahel sõltuvad. Talvisel ajal on küttevajadus suur ja pimedamat aega rohkem võrreldes suvega- seega on elektritarbimine kõrgeim just talvisel ajal, samal ajal on ka suurim keskmine üheaegsusteguri väärtus.



Joonis 6.1 Alajaama elektritarbimine ja libisev keskmine üheaegsustegur Saare alajaamas perioodil 01.11.2022-31.10.2023

6.2 Päikeseparkide lisandumise stsenaariumi tulemused

Antud punktis tuuakse välja Saare alajaama päikeseparkide lisandumise stsenaariumite tulemused ning analüüsitakse nende lisandumise mõju üheaegsustegurile alajaamas ja fiidritel.

6.2.1 Päikese stsenaariumi modelleerimise tulemused

Tabelis 6.2 kajastatakse päikeseparkide lisandumise mõju üheaegsusteguri väärtusele alajaamas. Päikeseparkide protsentuaalne osakaal arvestatakse suhtena alajaama nimivõimsusest.

Tabel 6.2 Saare alajaama tunnipõhised üheaegsusteguri väärtused päikeseparkide juurde installeerimisel perioodil 01.11.2022-31.10.2023

Päikeseparkide osakaal Saare alajaama nimivõimsusest	Baasolukord 14% päikeseparke	30% päikeseparke	60% päikeseparke	90% päikeseparke
AJ suurim üheaegsustegur	0,46	0,46	0,46	0,46
AJ keskmine üheaegsustegur	0,18	0,16	0,12	0,08
AJ minimaalne üheaegsustegur	0,00	-0,11	-0,31	-0,50

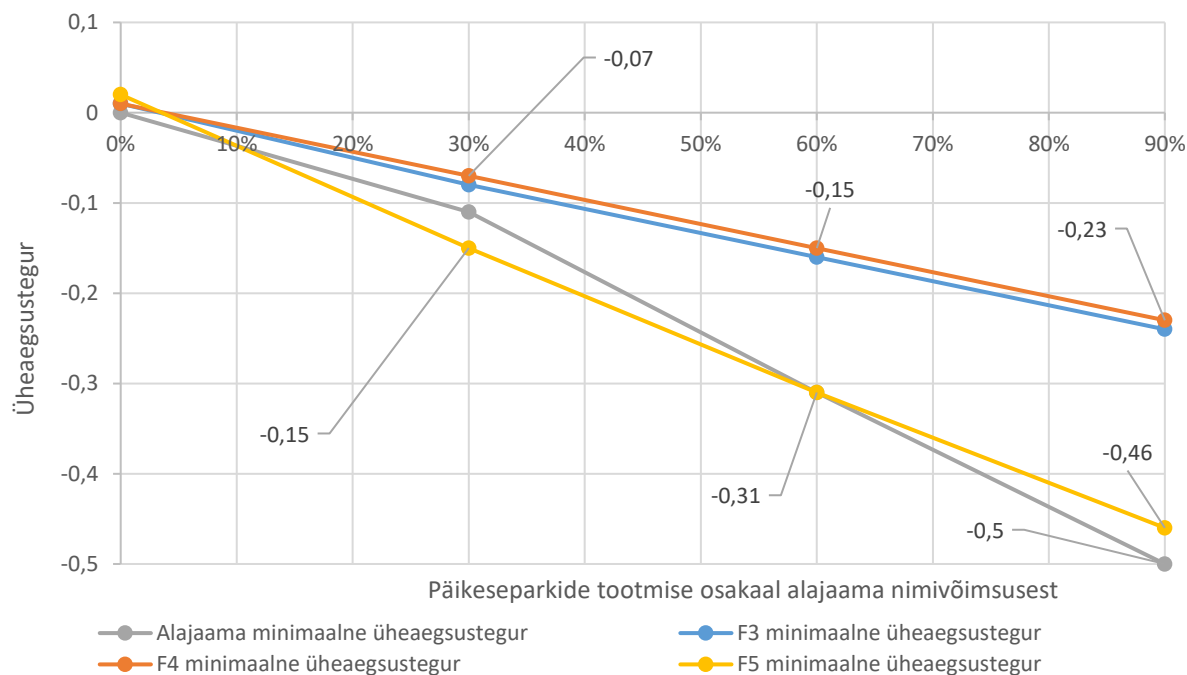
Veelgi vaadeldakse ainult fiidrite põhist üheaegsustegurit Saare alajaamas päikeseparkide juurde installeerimisel tabelis 6.3. Fiidrite analüüsil arvestatakse lisanduvaid päikeseparke sama loogika alusel nagu alajaama päikeseparkide lisandumisel, aga juurde lisandumise analüüs on ühe fiidri alusel. Näiteks kahe 15 kW päikesepargi lisandumine kolmandale fiidrile moodustab 60% alajaama nimivõimsusest, sest arvestatakse alajaama kõikidele fiidritele kahe päikesepargi installeerimisega. Nimetatud lihtsustus tehakse ühtse ja selge tabelina kajastamiseks alajaama võimsuse suhtes.

Tabel 6.3 Saare alajaama fiidrite tunnipõhised üheaegsusteguri väärtused päikeseparkide juurde installeerimisel perioodil 01.11.2022-31.10.2023

Päikeseparkide osakaal Saare alajaama nimivõimsusest	Baasolukord 14% päikeseparke	30% päikeseparke	60% päikeseparke	90% päikeseparke
F3 minimaalne üheaegsustegur	0,01	-0,08	-0,16	-0,24
F4 minimaalne üheaegsustegur	0,01	-0,07	-0,15	-0,23
F5 minimaalne üheaegsustegur	0,02	-0,15	-0,31	-0,46

Joonisel 6.2 on Saare alajaama ja fiidrite minimaalse üheaegsusteguri muutus päikeseparkide lisandumisel. Joonisel on kajastatud just minimaalne üheaegsustegur,

sest päikeseпаркide alajaama juurde liites jõuab üheaegsusteguri kriitiline piir ette madala tarbimise ja kõrge päikesepaneelide tootmisega ajahetkel.



Joonis 6.2 Saare alajaama ja fiidrite minimaalse üheaegsusteguri muutus päikeseпаркide lisandumise stsenaariumites

6.2.2 Päikese stsenaariumi tulemuste analüüs

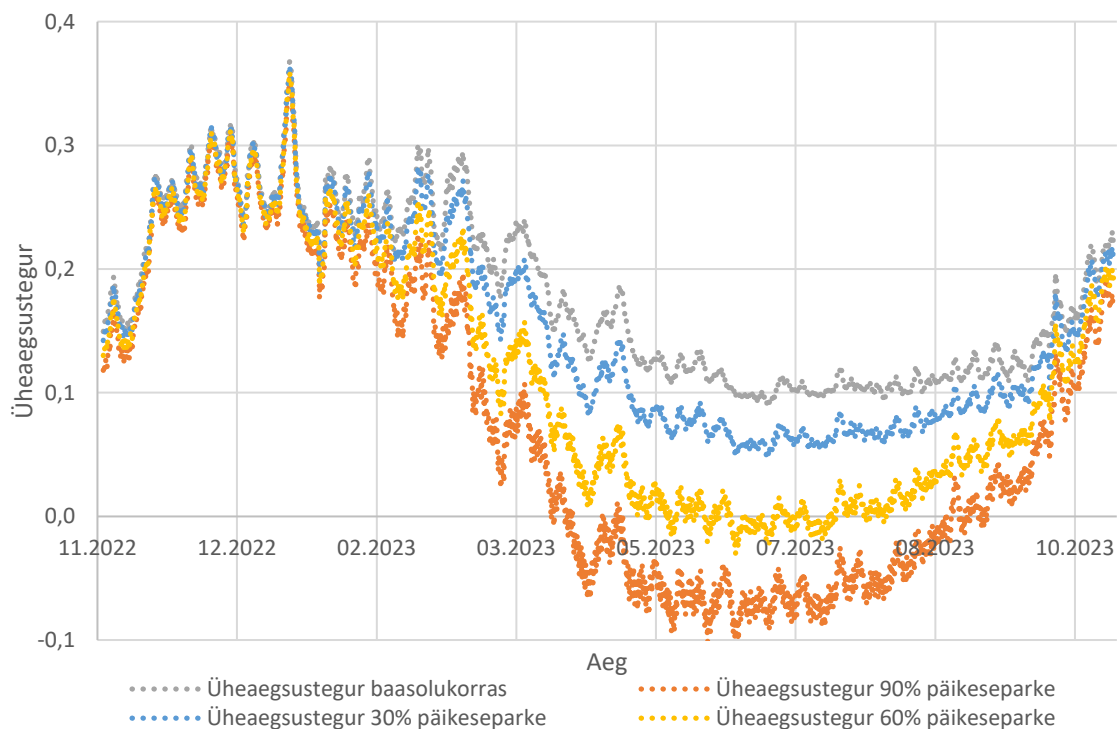
Päikeseпаркide lisandumisel Saare alajaama:

- suurim üheaegsustegur jääb samaks võrreldes baasstsenaariumiga;
- keskmine üheaegsustegur väheneb;
- minimaalne üheaegsustegur väheneb päikeseparke juurde lisades;
- olemasolev elektrivõrk ei küllastu päikeseparkidest, kui olemasolevate päikeseпаркide installeeritud võimsus Saare alajaamas kuuekordistub.

Suurim üheaegsustegur on kõigi stsenaariumite puhul fiidritel ja alajaamas sama nagu baasolukorras, sest aasta jooksul saavutatud üheaegsusteguri maksimaalväärtused külmal ja pimedal perioodil, kus päikesepaneelid ei vähenda alajaama summaarset ega fiidrite koormustippusid. Kolmandas stsenaariumis on alajaama installeeritud 229,5 kW päikeseparke ja ekstreemumpunktiks tootmise üheaegsusteguri vaates kujuneb ajaperiood, kus päikesepaneelid toodavad maksimaalselt elektrit, aga elektritarbimine on minimaalne. 229,5 kW päikeseпаркide elektrivõrku müügilepingutega jääb alajaama Saare liitumispunktidel 2. mail 2023 kell 11:00-12:00 107,98 kW elektrit kohapeal tarbimata. Antud stsenaariumis arvestatakse, et päikesepaneelide toodangust üle jäävat elektrit saab järgnevatesse alajaamadesse eksportida. Saare alajaama näitel ei

pea 229,5 kW päikeseparkide lisamisel ning fiidrite ja liitumispunktide vahel hajutades olemasolevat elektrivõrku tugevdama.

Joonisel 6.3 on välja toodud Saare alajaama kõigi nelja stsenaariumi 50 tunni keskmine üheaegsustegur perioodil 01.11.2022-31.10.2023. Joonisel kajastatakse üheaegsustegur negatiivsena, et eristada tootmise ja tarbimise üheaegsustegurit. Praktikas on üheaegsusteguri väärtus positiivne. Novembrist kuni veebruari lõpuni on kõikide stsenaariumite üheaegsustegur identne, aga suveperioodil langeb 50 tunni keskmine üheaegsustegur päikeseparkide lisandumisel sügavamale miinus poolele. Päikeseenergia tootmislepingute sõlmimisel tuleb elektrivõrgu vaates arvestada ümbruskonnas asuvate alajaamadega ja põhivõrgu tootmise vastuvõtu võimekusega. Iga kW installeeritud päikesevõimsust vähendab minimaalset üheaegsustegurit sügavamale miinusesse ja näitab, et elektronid voolavad keskpinges järgmise alajaama tarbijateni. Alajaama üheaegsustegur võib ulatuda kuni tootmise 1-ni, aga see eeldab, et antud elekter tarbitakse ära kuskil mujal. Kui minimaalne üheaegsustegur on alajaamas minimaalne, siis on alajaama kõikide liitumispunktide tarbimistippude summa ja Saare alajaama liitumispunktide tarbimata jäänud elekter võrdsed. Alajaama minimaalne üheaegsustegur on kuni 0,50, kui Saare alajaama ühendatakse 90% päikeseparke trafo nimivõimsusest. 229,5 kW päikeseparke ehk installeeritud võimsuse kuuekordistumine ei vaja Saare alajaama võrgu tugevdamist, kui 15 kW võimsusega päikesepargid oleks fiidrite ja liitumispunktide vahel hajutatud.



Joonis 6.3 Perioodil 01.11.2022-31.10.2023 alajaama baasstsenaariumi 30%, 60% ja 90% päikeseparkide lisandumise stsenaariumite üheaegsustegurite võrdlus

Elektritootmise mõju Saare alajaama fiidrite üheaegsustegurile on samade trendidega nagu mõju alajaamale. Fiidrite maksimaalne üheaegsustegur ei muutunud, sest suurim üheaegsuse väärtus saavutatakse talvisel tunnil, kus päikese elektritoodangut ei ole. Keskmine üheaegsustegur viiendal fiidril väheneb 1-4% iga uue 15 kW päikesepargi lisandumisel. Suurema klientide arvuga kolmandal ja neljandal fiidril väheneb aasta keskmine üheaegsustegur 1-2%, aga viiendal fiidril 3-4%. Erinevus tuleneb baastarbimisest, mis on viiendal fiidril väiksem ja seega mõjutab proportsionaalselt sama suure tootmisvõimsuse lisamine väiksema elektritarbimisega fiidrite keskmist üheaegsustegurit rohkem. Kusjuures mõjutab 15 kW päikesepargi lisamine ka minimaalset üheaegsusteguri väärtust rohkem väiksema tarbimise ja vähemate liitumispunktide arvuga fiidril nagu on näha joonisel 6.2. Viienda fiidri minimaalne üheaegsustegur muutub baasstsenaariumist kuni 90% päikeseparkide osakaaluni kolmandal fiidril alajaama võimsusest 48 protsendipunkti, aga neljanda fiidri minimaalne üheaegsustegur väheneb kõigest 24 protsendi võrra.

Stsenaarium, et Saare alajaama päikeseparkide osakaal kuuekordistub aastaks 2050 on vastavalt arengukavadele küllaltki tõenäoline. Päikeseparke lisatakse kodu- ning äritarbijatele aina juurde ja mõju üheaegsustegurile kasvab. Saare alajaamas tuleks 10 aasta pärast koostada täiendav analüüs ja hinnata päikeseparkide mõju üheaegsustegurile uuesti. Hinnanguliselt koguvad akulahendused ja omatarbimise maksimeerimine koostöös päikeseenergia tootmisega rohkem populaarsust ning Saare alajaama iseselt kasutatakse elektrit tulevikus efektiivsemalt ära. Seega eeldatakse, et Saare alajaamas ei müüda päikeseelektrit alajaamast edasi tulevikus rohkem, kui maksimaalne võimalik tootmise üheaegsustegur ning seetõttu ei teki kriitilist ohtu üheaegsusteguri väärtusele.

6.3 Akude lisandumise stsenaariumi tulemused

Antud punktis tuuakse välja akude lisandumise stsenaariumite tulemused ning analüüsitakse nende lisandumise mõju üheaegsustegurile alajaamas ja fiidritel.

6.3.1 Aku I stsenaariumi modelleerimise tulemused

Tabelis 6.4 kajastatakse akude lisandumise mõju üheaegsusteguri väärtusele alajaamas, kui akusid laetakse elektrivõrgust ööpäeva kahel kõige soodsama hinnaga tunnil võimsusega 10 kW. Akude maksimaalne elektrivõrgust laadimisvõimsus protsentuaalne osakaal arvestatakse suhtena alajaama nimivõimsusest. I akustsenaariumis on sisestatud ka aku mahalaadimine kümnel ööpäeva kõige kallima hinnaga tunnil, aga sellel ei ole mõju maksimaalse üheaegsusteguri määramisel.

Tabel 6.4 Alajaama Saare tunnipõhised koormused ja üheaegsusteguri väärtused statsionaarsete akude laadimisel kahel ööpäeva kõige odavama elektri hinnaga tunnil

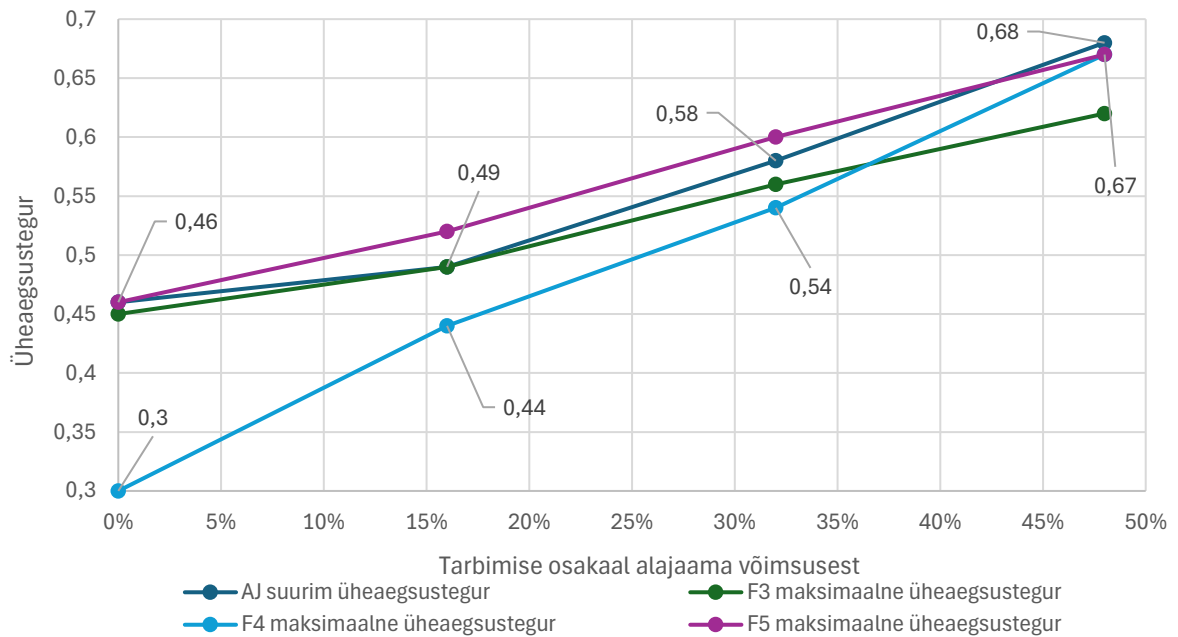
	Baasolukord	16% laadimisvõimsus	32% laadimisvõimsus	48% laadimisvõimsus
AJ suurim üheaegsustegur	0,46	0,49	0,58	0,68
AJ keskmine üheaegsustegur	0,18	0,17	0,15	0,15
AJ maksimaalne koormus, kW	100,38	127,43	175,13	228,94

Järgnevalt analüüsitakse üheaegsusteguri muutusi statsionaarsete akude installeerimisel fiidri põhiselt. Fiidrite analüüsil arvestatakse lisanduvaid akuparke sama loogika alusel nagu alajaama akuparkide lisandumisel, aga juurde lisandumise arvestus on ühe fiidri põhjal. Näiteks kahe 10 kW inverteri lisandumine kolmandale fiidrile moodustab 32% alajaama nimivõimsusest, sest arvestatakse kõikidele fiidritele kahe 10 kW inverteri lisamisega, aga üheaegsustegurit analüüsitakse fiidri baasil. Tabelis 6.5 on kajastatud Saare alajaama tunnipõhised akude lisandumise stsenaariumite fiidrite üheaegsusteguri väärtused.

Tabel 6.5 Alajaama Saare tunnipõhised akude lisandumise stsenaariumite fiidrite üheaegsusteguri väärtused

	Baasolukord	16% laadimisvõimsus	32% laadimisvõimsus	48% laadimisvõimsus
F3 maksimaalne üheaegsustegur	0,45	0,49	0,56	0,62
F3 keskmine üheaegsustegur	0,16	0,19	0,18	0,17
F4 maksimaalne üheaegsustegur	0,30	0,44	0,54	0,67
F4 keskmine üheaegsustegur	0,11	0,13	0,13	0,13
F5 maksimaalne üheaegsustegur	0,46	0,52	0,60	0,67
F5 keskmine üheaegsustegur	0,19	0,17	0,16	0,15

Joonisel 6.4 on Saare alajaama ja fiidrite maksimaalse üheaegsusteguri muutus akude lisandumisel, kui neid laetakse võrgust ööpäeva kahel kõige soodsama elektri hinnaga tunnil.



Joonis 6.4 Saare alajaama akude lisandumise stsenaariumite fidrite ja alajaama maksimaalsed üheaegsusteguri väärtused

6.3.2 Aku II stsenaariumi modelleerimise tulemused

Tabelis 6.6 kajastatakse akude lisandumise mõju üheaegsusteguri väärtusele alajaamas, kui akusid laetakse elektrivõrgust ööpäeva kahel kõige kallima hinnaga tunnil võimsusega 10 kW. Akude maksimaalne elektrivõrgust laadimisvõimsus protsentuaalne osakaal arvestatakse suhtena alajaama nimivõimsusest.

Tabel 6.6 Alajaama Saare tunnipõhised koormused ja üheaegsusteguri väärtused statsionaarsete akude laadimisel kahel ööpäeva kõige kallima elektrihinnaga tunnil

	Baasolukord	16% laadimisvõimsus	32% laadimisvõimsus	48% laadimisvõimsus
AJ suurim üheaegsustegur	0,46	0,54	0,62	0,71
AJ keskmine üheaegsustegur	0,18	0,17	0,15	0,15
AJ maksimaalne koormus, kW	100,38	138,62	186,38	240,02

6.3.3 Aku stsenaariumi tulemuste analüüs

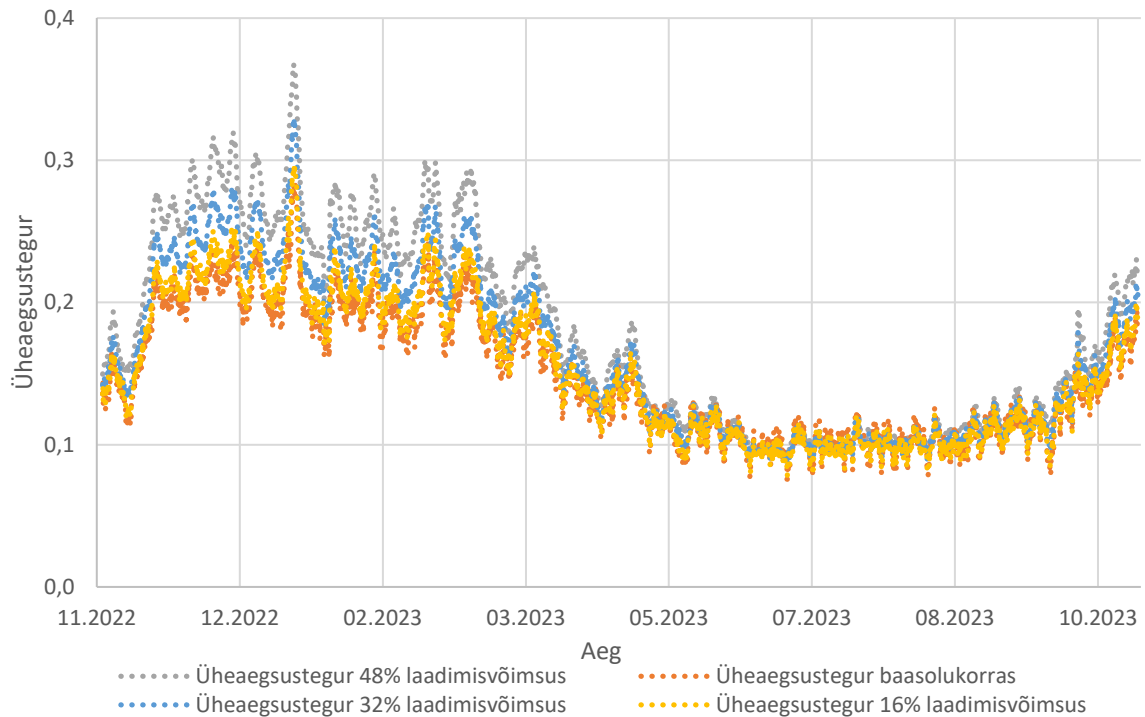
Salvestite installeerimisel Saare alajaama:

- Maksimaalne üheaegsustegur suureneb
- Keskmine üheaegsustegur suureneb
- Minimaalne üheaegsustegur jääb samaks võrreldes baasstsenaariumiga

- 10 kW võimsusega saab Saare alajaamas maksimaalselt laadida 48% statsionaarseid salvesteid alajaama võimsusest. Ehk ilma trafot üle koormamata saab laadida 12 eraldiseisvat salvestussüsteemi.
- Pinge langeb alla lubatud piiri juba ühe salvestuskomplekti võrgust laadima lisamisel neljandale fiidri ehk elektrivõrk ei võimalda Saare alajaamas võimsate laadimisseadmete lisamist
- Maksimaalne üheaegsustegur suureneb akude laadimisvõimsuse lisandumisel 48% alajaama nimivõimsusest kuni 54% võrreldes baasstsenaariumiga
- Maksimaalne üheaegsustegur on Saare alajaamas aastasel perioodil odava hinnaga akusid laadides 4,4% väiksem võrreldes akusid kalli elektrihinnaga tundidel laadides

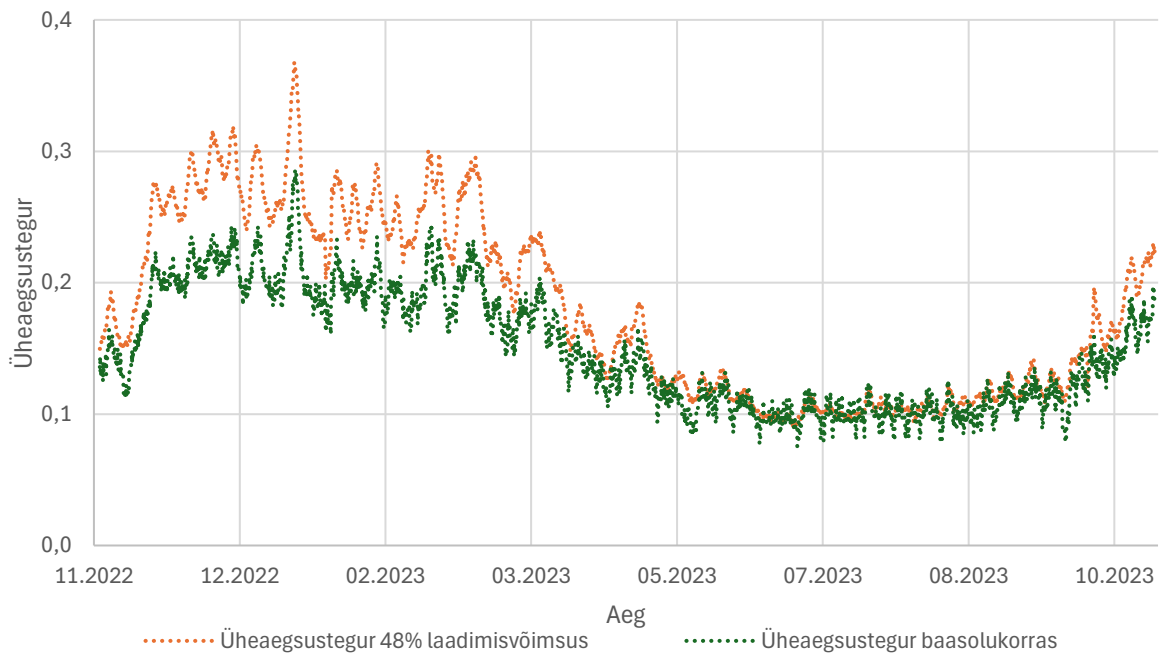
Esimeses aku stsenaariumis selgus, et juba ühe 10 kW salvestusinverteri lisamine neljandale fiidrile langetas pinget liini lõpus liiga madalaks. Kokku on alajaama alamstsenaariumite salvestusvõimsus kuni 120 kW, mis moodustab 48% Saare alajaama nimivõimsusest. Olemasolevale koormusele lisaks installeeritud 120 kW laadimisvõimsuse samal hetkel laadimine tekitab ulatuslikke probleeme elektrivõrgu konfiguratsioonis- nimelt on mitmed alajaama lähedal asuvad liinid koormatud 60% ulatuses ja kolmanda ning neljanda fiidri esimesed alajaamast väljuvad maakaablid on koormatud vastavalt 85% ja 95% lubatud maksimaalsest koormustaluvusest. Lisaks langeb pinge kolmanda ja neljanda fiidri lõpus rohkem kui 10% nimipingest, mis on alla lubatud Elektrilevi pingekvaliteedi väärtuse.

Joonisel 6.5 on näidatud alajaama üheaegsustegurite muutus salvestite lisandumisel. Suurema elektritarbimisega perioodil on üheaegsusteguri väärtused kõrgemad ja on selgelt eristatav üheaegsusteguri väärtuste suurenemine salvestite lisamisel. Rohkemate salvestite lisamisel läheneb üheaegsustegur aina rohkem väärtusele 1. 48% laadimisvõimsuse lisamisel ulatub 50 tunni keskmine detsembri lõpus üheaegsusteguri väärtus 0,37-ni. Suveperioodil aprillist kuni oktoobrini on üheaegsustegurite väärtused 0,1 juures ja erinevate stsenaariumite üheaegsustegurite muutused on vaevu märgatavad, sest muutused on väikesed. Muutused on minimaalsed, sest baas elektritarimine on väga madal ja üheaegsusteguri leidmisel kasutatakse ikkagi valemit 1.1.



Joonis 6.5 Perioodil 01.11.2022-31.10.2023 alajaama baasstsenaariumi 16%, 32% ja 48% laadimisvõimsuse lisandumise stsenaariumite üheaegsustegurite võrdlus

Joonisel 6.6 on välja toodud alajaama baasstsenaariumi ja 48% alajaama võimsuse lisandumisel üheaegsusteguri väärtuse muutus, et veelgi detailsemalt esile tuua üheaegsusteguri muutust 1 aasta jooksul baasstsenaariumi ning 48% alajaama võimsusest laadimise installeerimisel.



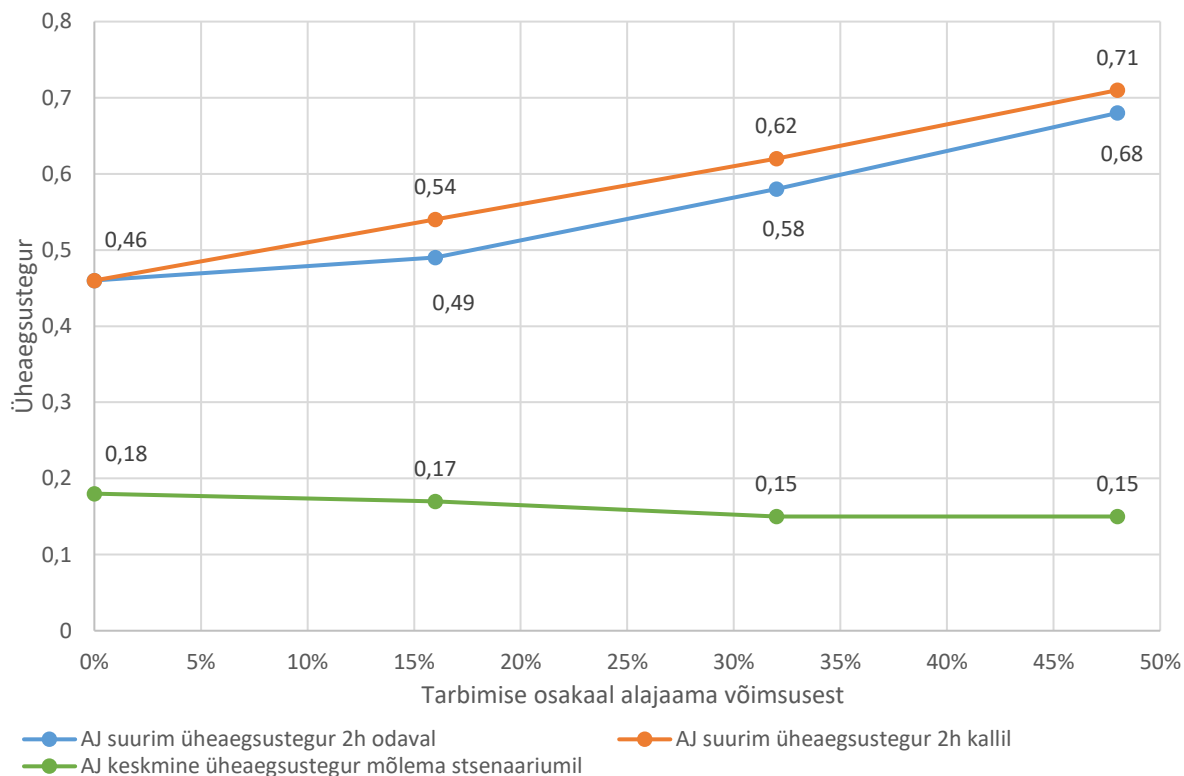
Joonis 6.6 Perioodil 01.11.2022-31.10.2023 alajaama baasstsenaariumi ja 48% laadimisvõimsuse lisandumise stsenaariumite üheaegsustegurite võrdlus

Statsionaarsete akude laadimine elektrivõrgust mõjutab elektrivõrgu parameetreid juba palju väiksema tarbimise lisandumisega võrreldes sama võimsuse elektritootmise lisandumisega Saare alajaama. Iga salvestusinverteri lisamine suurendab maksimaalse üheaegsusteguri väärtust nii fiidritel eraldiseisvalt kui ka kogu alajaamas. Baasolukorraga võrreldes suureneb 120 kW laadimisvõimsuse lisamisel Saare alajaama suurim üheaegsustegur kuni 54% võrra. Üheaegsustegur suureneb, sest soodsa elektri hinnaga tundidel kasvavad alajaama summaarse koormuse kõrged tipud kiiremini kui kõikide liitumispunktide tipukoormuste summa. Alajaama üheaegsusteguri väärtuse 0,68 korral tuleb salvestite majanduslikult optimaalse ühel ajal laadimise korral elektrivõrku oluliselt tugevdada, sest võrk koormatakse üle. Kusjuures tuleb arvestada, et keskmine statsionaarset akut börsihinna järgi juhitud laadiv klient on maksimaalse kokkuhoiu saavutamiseks valmis ka teisi seadmeid vastavalt liitumispunkti peakaitsme läbilaskevõimele tööle panema. Näiteks nõudepesumasin või kütte/jahutusseadmed saab juhtida tööle just soodsama hinnaga tundidel, mis omakorda suurendab lühiajalisi tarbimistippusid elektrivõrgus. Elektrivõrgu vaates on aku kasutamine vastavalt börsihinnale efektiivne, sest tasakaalustab elektri nõudlust ja pakkumist.

Saare alajaama fiidritel üheaegsustegurit analüüsid tarbimise lisandumisel odavatel tundidel selgub, et maksimaalne üheaegsustegur kasvab tarbijate lisandumisel erineva kiirusega. Neljandal fiidril on baasolukorras maksimaalne üheaegsustegur 0,30 ja 12% laadimisvõimsuse lisamisel on suurim üheaegsustegur 0,67. Sama liitumispunktide arvuga kolmandal fiidril suureneb samas olukorras maksimaalne üheaegsustegur vähem ja jääb baasstsenaariumilt 32% laadimisvõimsuse lisamise korral vahemikku 0,45-0,62. Neljandal fiidril suureneb suurim üheaegsustegur rohkem, sest baastarbimine on madalam ja elektritarbimise lisamine suurendab rohkem kogu fiidri tarbimismaksimumi. Samal ajal kõikide liitumispunktide eraldiseisvate tipukoormuste summa suureneb vähem võrreldes summaarse fiidri tarbimisega.

Ökonoomset laadimist uuriti ka ekstreemumolukorras, kus statsionaarseid akusid laetakse ööpäeva kahel kõige kallimal tunnil. Suurim üheaegsustegur ulatus kahel ööpäeva kõige kallima elektri hinnaga tundidel laadides alajaamas 0,71-ni, mis erinevate laadimisvõimsuste olukordades oli 3-5% suurem võrreldes odava elektri hinnaga laadimise mõju üheaegsustegurile. Joonisel 6.7 kajastatakse alajaama maksimaalse üheaegsusteguri väärtuseid kallil ja odaval elektri hinnaga tunni laadides. Sellest järeldub, et baas elektritarbimine on kõrgem kallima elektri hinnaga tundidel. Saare alajaamas ulatus tunnipõhine koormusmaksimum peale 48% laadimisvõimsuse lisamist ja selle laadimist kahel kõige odavamal elektri hinnaga tundidel 229 kW-ni, aga kahel kõige kallimal hinnaga tunnil 240 kW-ni. Koormusmaksimumide vahe on alla 5%, aga kõige kallimal hinnaga laadimine on tarbija vaates ebaratsionaalne tegevus ja seda

peetakse vähetõenäoliseks. Kusjuures on oluline seda alati kontrollida, sest üheaegsusteguri uuringus tuleb lähtuda maksimaalsetest võimalikest koormustippudest ja erinevates piirkondades võivad olla tarbimisprofiilid suuremas sõltuvuses elektri hinnast.



Joonis 6.7 Akude lisandumise stsenaariumi võrdlus, kus alajaama maksimaalse üheaegsusteguri väärtused kujunevad kahel kallil ja kahel odava elektri hinnaga tunni statsionaarseid akusid laadides

Stsenaarium, et Saare alajaama 20 kWh akuparkide osakaal moodustab 48% alajaama nimivõimsusest on vastavalt varustuskindluse aruandes kajastatud planeeritavate liitumistaotluste võimsusele küllaltki tõenäoline juba lähiaastatel. Salvesteid lisatakse kodu- ning äritarbijatele aina juurde ja mõju üheaegsustegurile kasvab. Kusjuures võib salvestite kasvu kiirendada päikeseparkide küllastumine Eestis, sest suveperioodil läheb päikeselisel päeval elektri hind minimaalseks ja elektri salvestamine kallima hinnaga tundideks on kasulik. Akude võrgust laadimine võib Saare alajaama näitel elektrivõrgu üle koormata juba 10 kW võimsusega teatud tundidel elektrivõrgust laadides. Seega peab salvestusseadmetest võrguettevõtte kindlasti teadma ja planeerima elektrivõrgu üheaegsusteguri väärtuse kõrgema salvestitega võrgus.

7. VÄLJATÖÖTATUD MEETOD JA ETTEPANEKUD ÜHEAEGSUSTEGURI MÄÄRAMISEKS

Antud peatükis tehakse ülevaade väljatöötatud meetodist ja antakse soovitusel üheaegsustegurite leidmiseks madalpingevõrgu planeerimisel ning olemasolevas elektrivõrgus.

7.1 Väljatöötatud meetod üheaegsusteguri määramiseks

Üheaegsusteguri täpne määramine on kaaluka tähtsusega optimaalse elektrivõrgu planeerimisel. Kätesaadavad uuringud ja üheaegsusteguri planeerimise meetodid käsitlevad mitmeid olulisi üheaegsustegurit mõjutavaid tegureid (varustuskindluse piirkond, liitumispunktide arv ja peakaitsme suurus, elektrikütte olemasolu), aga jäetakse arvesse võtmata väiketootjate ning suurte tarbijate lisandumise mõju.

Antud lõputöös modelleeritakse ühe alajaama näitel kindlat varustuskindluse piirkonda ja määratakse üheaegsusteguri väärtused saadud tulemuste alusel perioodil 01.11.2022-31.10.2023. Täpsemate tulemuste saamiseks tuleks veel modelleerida kesktiheda varustuskindluse piirkonna alajaamasid ja lisaks tuleks sama analüüs piisava valimiga läbi viia kõigis erinevates varustuskindluse piirkondades. Väljatöötatud meetodi alusel on võimalik määrata üheaegsusteguri väärtused madalpinge kesktiheda elektrivõrgu varustuskindlusega piirkonnas nii planeerimisel kui ka olemasolevas elektrivõrgus alajaamas ja fiidritel. Selleks läheb vaja teada elektrivõrgu varustuskindluse piirkonda, liitumispunktide arvu ja püsivalt lisanduvate seadmete parameetreid, mis on võimsamad kui 5 kW. Võimsus 5 kW on leitud käesoleva töö uuringutulemustele tuginedes, kus püsivalt installeeritud 10 kW laadimisvõimsus mõjutab üheaegsustegurit märgatavalt. Seega leiti optimaalseks mõjutavaks suuruseks pool antud uuringus kasutatavast tarbimisvõimsusest, et saada üheaegsustegur määrata võimalikult täpselt.

Elektrivõrgu planeerimise üheaegsusteguri leidmiseks on soovituslik kasutada tootjate ja tarbijate lisandumise ennustusi nende osakaalu määramiseks. Elektritootmise installeeritud võimsuse kasvu ja suurte tarbijate võrku lisandumise ennustused saab vastava riigi arengukavadest. Eestis on päikesejaama ja akude installeerimisel kohustus teavitada võrguettevõtet ning seadistusprotokollis teada anda kõik seadmete parameetrid. Seega on vaja lisaks olemasoleva võrgu üheaegsusteguri määramiseks täiendavaid andmeid ≥ 5 kW püsiva elektritarbija lisandumisest elektrivõrku, mille abil

saaks määrata üheaegsusteguri väärtused ka teiste suurte elektritarbijate (soojuspump, boiler, elektriauto) lisandumisel elektrivõrku.

7.2 Ettepanekud üheaegsusteguri määramiseks

Ettepanekutel arvestatakse antud uurimistöö ja alajaama näitel leitud tulemusi ning leitakse olulisemad tugitalad, mis mõjutavad üheaegsustegurit enim. Vastavalt uuringutulemustele on võrguettevõtte vaates oluline monitoorida liitumispunktide, fiidrite ja alajaama üheaegsusteguri reaalseid väärtuseid ning neid kasutada edaspidises elektrivõrgu planeerimises. Kusjuures on otsene seos liitumispunktide arvu, varustuskindluse piirkonna ja üheaegsusteguri vahel- seega kasutatakse ka antud uuringu baasil alusena Elektrilevi elektrivõrgu planeerimise tabelit [6].

Saare alajaama elektritootmise ja -tarbimise püsivalt lisandumisel peab võrguettevõtet teavitama, sest liitumispunktidesse installeeritavaid seadmeid, mille nimivõimsus on ≥ 5 kW mõjutavad oluliselt elektrivõrgu üheaegsusteguri väärtusi. Üheaegsusteguri väärtuse raames alajaamas peaks olema maksimaalne elektritootjate lisamise piir võrdne alajaama maksimaalse koormusega. Sellisel juhul kujuneks tootmise üheaegsusteguriks 1 ja sellest rohkem tootmisüksusi ei ole alajaama optimaalne lisada. Antud põhimõtte arvestab iga alajaama maksimaalkoormust ja selle järgi dimensioneeritakse alajaama maksimaalselt ühendatavate päikeseparkide võimsus just üheaegsusteguri alusel. Lisaks tuleb arvestada püsitalitluse analüüsi, kus leitakse süsteemi seisundiparameetrid (pinge, pingvektori nurk, võimsusvoog, vool, koormus, genereeriv võimsus) ja kontrollitakse nende väärtuste muutusi tootmiseseadmete lisamisel [32].

7.2.1 Alajaama üheaegsusteguri soovitatavad väärtused tootmise lisandumisel

Tabelis 7.1 on välja toodud päikeseparkidega seonduvad uued üheaegsusteguri väärtused, mida tuleks edaspidi kasutada planeeritavates võrguosades ja seadmetel lisandumisel olemasolevasse elektrisüsteemi. Kõigi stsenaariumite väärtused on samad baasstsenaariumi väärtustega, sest päikeseparkide installeerimine ei vähenda maksimaalse üheaegsusteguri väärtust. Kusjuures on oluline lisaks kindla elektrivõrgu punkti tootmise üheaegsustegur, mis näitab üle jäävat elektritoodangut. Üheaegsustegur saab olla stabiilses elektrivõrgus kuni tootmise üheaegsustegurini 1. Uute soovitatavate üheaegsusteguri väärtuste jaoks arvestamiseks päikesepaneelide elektritootmist on arvesse võetud järgnevaid tingimusi:

- päikesepaneelide üheaegsustegur on 1, sest seda kajastavad ka Elektrilevi planeerimise põhimõtted ja teadusuuringud [6] [26];
- päikesepaneelide minimaalne üheaegsustegur on alajaamas kuni tootmise 1, sest antud uuringus leiti see optimaalseks koguseks päikesepaneelide tootmisvõimsust vaadates võrgu perspektiivist;
- päikeseпаркide osakaal tuuakse välja alajaama nimivõimsuse suhtena kolmes erinevas koguses–30%, 60%, 90%. 14% baasstsenaarium Saare alajaamas ja Elektrilevi planeerimise väärtused on toodud kõrvale võrdluseks tabelis 7.1;
- tabelis on kasutatud antud uuringus selgunud maksimaalseid üheaegsusteguri väärtuseid, sest need on ekstreemumid, mis tuleb elektrivõrgu planeerimisel aluseks võtta. Tootmise üheaegsusteguri väärtusi tuleks eraldi analüüsida alajaamades, kus elektritootmise osakaal on kõrgem alajaama nimivõimsusest.

Tabel 7.1 Alajaama üheaegsusteguri väärtused Elektrilevi planeerimisel, baasolukorras tootmisvõimsuse lisandumisel

LP-de arv	KP/MP alajaama kesktihe varustuskindluse piirkond				
	Elektrilevi planeerimine hetkel	14% päikeseparke AJ võimsusest	30% päikeseparke AJ võimsusest	60% päikeseparke AJ võimsusest	90% päikeseparke AJ võimsusest
1	1	1	1	1	1
2	0,75	0,80	0,80	0,80	0,80
3	0,6	0,65	0,65	0,65	0,65
4-5	0,5	0,55	0,55	0,55	0,55
6-8	0,45	0,50	0,50	0,50	0,50
9-11	0,4	0,45	0,45	0,45	0,45
12-14	0,4	0,45	0,45	0,45	0,45
15-60	0,4	0,45	0,45	0,45	0,45

7.2.2 Alajaama üheaegsusteguri soovitatavad väärtused tarbimise lisandumisel

Tabelis 7.2 on näidatud alajaama üheaegsusteguri väärtused laadimisvõimsuse lisandumisel. Aluseks on võetud Elektrilevi hetkel kasutatavad üheaegsusteguri leidmise põhimõtted, aga väärtused on korrigeeritud vastavalt reaalselt leitud väärtustele. Baasstsenaariumi üheaegsusteguri väärtused on kesktiheda nimetusega veerus ja järgnevad veerud erinevate laadimisvõimsuste osakaalu korral. Kesktihedas piirkonnas on praeguste Elektrilevi planeerimispõhimõtete alusel rohkem kui 9 liitumispunktiga üheaegsustegur 0,4. Uutes väljapakutavates väärtustes on kesktiheda piirkonna üheaegsusteguri väärtus rohkem kui 9 liitumispunktiga 0,45. Laadimisvõimsuse lisandumine on juurde lisatud järgnevatessse tulpadesse ja antud väärtuse muutused selgusid vastavalt modelleerimistulemustele statsionaarse aku stsenaariumites. Laadimisvõimsuse lisamisel suureneb üheaegsusteguri väärtus oluliselt. Uute

soovitavate üheaegsusteguri väärtuste jaoks arvestamiseks akude lisandumist madalpingevõrku on arvesse võetud järgneva tingimusi:

- akude elektrihinna alusel võrgust laadimise üheaegsustegur on 1 [26];
- statsionaarsete akude laadimisvõimsuse osakaal tuuakse välja alajaama nimivõimsuse suhtena kolmes erinevas koguses–16%, 32%, 48%, sest selline üheaegne tarbimise lisandumine koormab analüüsitava võrgu üle ja vajatakse olulist võrgu tugevdamist;
- tabelis on kasutatud antud uuringus selgunud maksimaalseid üheaegsusteguri väärtuseid, sest need on ekstreemumid, mis tuleb elektrivõrgu planeerimisel aluseks võtta;
- Elektrilevi planeerimise väärtus tabelis 7.2 on visuaalseks võrdlemiseks ainult antud lõputöös ning ei ole kajastatav ;
- Baasolukord tabelis kajastab Saare alajaama üheaegsusteguri väärtust ilma akude laadimisvõimsuseta.

Tabel 7.2 Alajaama ja fiidri üheaegsusteguri väärtused Elektrilevi planeerimisel, baasolukorras ja laadimisvõimsuse lisandumisel

LP-de arv	KP/MP alajaama kesktihe varustuskindluse piirkond				
	Elektrilevi planeerimine hetkel	Baasolukord	16% laadimisvõimsus AJ võimsusest	32% laadimisvõimsus AJ võimsusest	48% laadimisvõimsus AJ võimsusest
1	1	1	1	1	1
2	0,75	0,80	0,85	0,95	1
3	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9
4-5	0,5	0,55	0,6	0,7	0,8
6-8	0,45	0,50	0,55	0,65	0,75
9-11	0,4	0,45	0,5	0,6	0,7
12-14	0,4	0,45	0,5	0,6	0,7
15-60	0,4	0,45	0,5	0,6	0,7

KOKKUVÕTE

Üheaegsustegurit on võimalik määrata planeeritavas ja olemasolevas elektrivõrgus kindlale grupile tarbijatele või tootjatele, milleks võivad olla liitumispunktide rühm, fiider või alajaam. Üheaegsustegurit mõjutavad oluliselt elektrivõrgu planeerimisel liitumispunktide arv ja varustuskindluse piirkond. Olemasolevas elektrivõrgus määratakse üheaegsustegur mõõteandmete alusel ja vajadusel/võimalusel juhitakse teatuid suure võimsusega tarbijaid kindlas punktis vastavalt koormusele. Teaduspublikatsioonide alusel mõjutavad reaalselt üheaegsustegurit enim lisanduvate seadmete arv ja nende võimsus. Euroopa Liidu taastuvenergia eesmärgid soodustavad päikeseпаркide ja salvestuse installeerimise kiiret kasvu. Eesti riiklikud arengukavad näevad ette päikeseenergia installeeritud võimsuse kuuekordistamist aastaks 2050 ja salvestusseadmete populaarsust näitab 1087 MW planeerimise faasis liitumistaotlusi.

Antud lõputöö eesmärgiks on jaotusvõrgu muutuste mõju välja selgitamine üheaegsustegurile tulenevalt päikeseпаркide ja akude lisandumisest väljakujunenud eramajade näidispiirkonnas kasutades DIgSILENT tarkvara. Vastavalt arengukavadele koostati lõputöö raames stsenaariumid, kus selgitatakse välja erineva arvu päikeseelektrijaamade ja salvestite lisandumise ning elektrihinna järgi salvestite laadimise juhtimise mõju üheaegsustegurile madalpingevõrgu alajaamas ning fiidritel. Modelleerimistulemuste alusel töötatakse välja meetod ja soovitused üheaegsusteguri detailsemaks määramiseks muutunud tarbijate ning tootjatega elektrivõrgus.

Baasstsenaariumis arvestati Saare alajaama olemasolevat olukorda, kus suurim üheaegsustegur ulatus alajaamas ja fiidritel kuni 0,46-ni. Alajaama ja fiidrite üheaegsusteguri määramisel saab kasutada ühtseid põhimõtteid. Liitumispunktide arvu ja varustuskindluse piirkonna alusel peaks olema antud piirkonna üheaegsustegur alajaamas ja fiidritel 0,4. Päikeseпаркide lisandumise stsenaariumis arvestati DIgSILENT-iga modelleerimisel päikeseпаркide üheaegsusteguriks 1 ja hakati 15 kW võimsusega päikeseparke juurde lisama kuni alajaama ühendatud päikeseпаркide installeeritud võimsuse kuuekordistamiseni. Päikeseпаркide juurde installeerimine vähendas minimaalse ja keskmise üheaegsusteguri väärtust, aga suurim üheaegsustegur jäi kõigi päikeseпаркide stsenaariumite korral võrdseks baasstsenaariumiga.

Akude lisandumise stsenaariumis arvestati DIgSILENT-iga modelleerimisel, et statsionaarsed akud laevad elektri börsihinna alusel üheaegsusteguriga 1. Esimeses aku stsenaariumis hakati 10 kW laadimisvõimsuse ja 20 kWh mahutavusega statsionaarseid akusid Saare alajaama juurde ühendama kuni alajaama nominaalvõimsuse

saavutamiseni. Esimesel akustsenaariumil laeti akusid võrgust kahel ööpäeva kõige odavama elektri hinnaga tunnil. Teisel akustsenaariumil laeti 20 kWh akusid võrgust kahel ööpäeva kõige kallima elektri hinnaga tunnil võimsusega 10 kW. Tulemustes selgus, et 10 kW laadimisvõimsusega akusid oli ühendatud Saare alajaama maksimaalselt kuni 12 tükki. Elektrivõrgule mõjuvad väljakutsuvamalt salvestite lisandumine elektrivõrku, sest maksimaalne üheaegsustegur suureneb oluliselt ja elektrivõrgu planeerimisel Saare alajaama näitel tuleb valida kõrgemad üheaegsusteguri väärtused, kui alajaama lisanduvad vastavalt elektri börsihinnale võrgust laetavad akud. Maksimaalne üheaegsustegur on Saare alajaamas aastasel perioodil odava hinnaga akusid laadides 4,4% väiksem võrreldes akusid kalli elektri hinnaga tundidel laadides. Maksimaalne üheaegsustegur suureneb akude laadimisvõimsuse lisandumisel 48% alajaama nimivõimsusest kuni 54% võrreldes baasstsenaariumiga.

Väljatöötatud meetod üheaegsusteguri määramiseks on loodud kasutamiseks ainult kesktihedas varustuskindluse piirkonnas. Meetodi alusel on võimalik määrata üheaegsusteguri väärtused madalpinge kesktiheda elektrivõrgu varustuskindlusega piirkonnas nii planeerimisel kui ka olemasolevas elektrivõrgus. Täpsemate üheaegsusteguri väärtuste määramiseks tuleks järgnevates uuringutes samade stsenaariumite alusel modelleerida mitmeid samasid varustuskindluse piirkonna alajaamasid ja lisaks modelleerida kõiki teisi Elektrilevi planeerimise põhimõtete varustuskindluse piirkondasid Eesti erinevates asukohtades.

SUMMARY

The coincidence factor can be determined for a specific group of consumers or producers in the planned and existing electrical grid, which may include a group of connection points, feeders, or substations. The coincidence factor is significantly influenced by the number of connection points and the area of supply reliability in electrical grid planning. In the existing electrical grid, the coincidence factor is determined based on measurement data, and if necessary/possible, certain high-power consumers are controlled at specific points according to the load. Regarding to scientific publications, the number and power of additional devices most affect the real coincidence factor. The renewable energy targets of the European Union promote the rapid growth of solar parks and storage installation. Estonian national development plans predict a sixfold increase in installed solar energy capacity by 2050, and the popularity of storage devices is indicated by 1087 MW of connection applications in the planning phase.

The aim of this thesis is to determine the impact of distribution network changes on the coincidence factor due to the addition of solar parks and batteries in a sample residential area using DIgSILENT software. Scenarios were prepared within the framework of the development plans, which explain the effect of the addition of different power of solar plants and storage units and the management of storage charging based on electricity prices on the coincidence factor in low-voltage substation and feeders. Based on the modeling results, a method and recommendations are developed for determining the coincidence factor more precisely in the changed consumer and producer electrical grid.

In the base scenario, the existing situation of the Saare substation was considered, where the maximum coincidence factor reached up to 0.46 in the substation and feeders. Unified principles can be used in determining the coincidence factor of the substation and feeders. Based on the number of connection points and the area of supply reliability, the coincidence factor in the given area should be 0.4 in the substation and feeders. In the scenario of adding solar parks, a coincidence factor of 1 was considered in the DIgSILENT modeling, and solar parks with a capacity of 15 kW were added until the installed capacity of solar parks connected to the substation was increased sixfold. The installation of solar parks reduced the value of the minimum and average coincidence factors, but the maximum coincidence factor remained equal to the base scenario for all solar park scenarios.

In the scenario of adding batteries, it was considered in DIgSILENT modeling that stationary batteries charge based on the electricity market price with a coincidence factor of 1. In the first battery scenario, stationary batteries with a charging power of

10 kW and a capacity of 20 kWh were connected to the Saare substation until the nominal power of the substation was reached. In the first battery scenario, batteries were charged from the grid during the two cheapest hours of electricity prices per day. In the second battery scenario, 20 kWh batteries were charged from the grid during the two most expensive hours of electricity prices per day with a power of 10 kW. The results showed that up to 12 stationary batteries with a charging power of 10 kW were connected to the Saare substation. The addition of batteries to the electrical grid has a more challenging impact on the electrical grid because the maximum coincidence factor increases significantly, and when planning the Saare substation, higher values of the coincidence factor must be chosen according to the electricity market price for the batteries connected to the substation. The maximum coincidence factor at the Saare substation is 4.4% lower when charging batteries with cheap price during the annual period compared to charging batteries during expensive price hours. The maximum coincidence factor increases with the addition of battery charging power up to 54% of the nominal substation power compared to the base scenario.

The developed method for determining the coincidence factor is designed for use only in mid-densely populated areas of supply reliability. Based on the method, it is possible to determine the values of the coincidence factor in low-voltage mid-densely populated areas of supply reliability both in planning and in the existing electrical grid. For more precise values of the coincidence factor, in subsequent studies, it would be necessary to model several of the same substations in the same area of supply reliability based on the same scenarios and additionally model all other supply reliability areas of Elektrilevi's planning principles in different locations in Estonia.

KASUTATUD KIRJANDUS

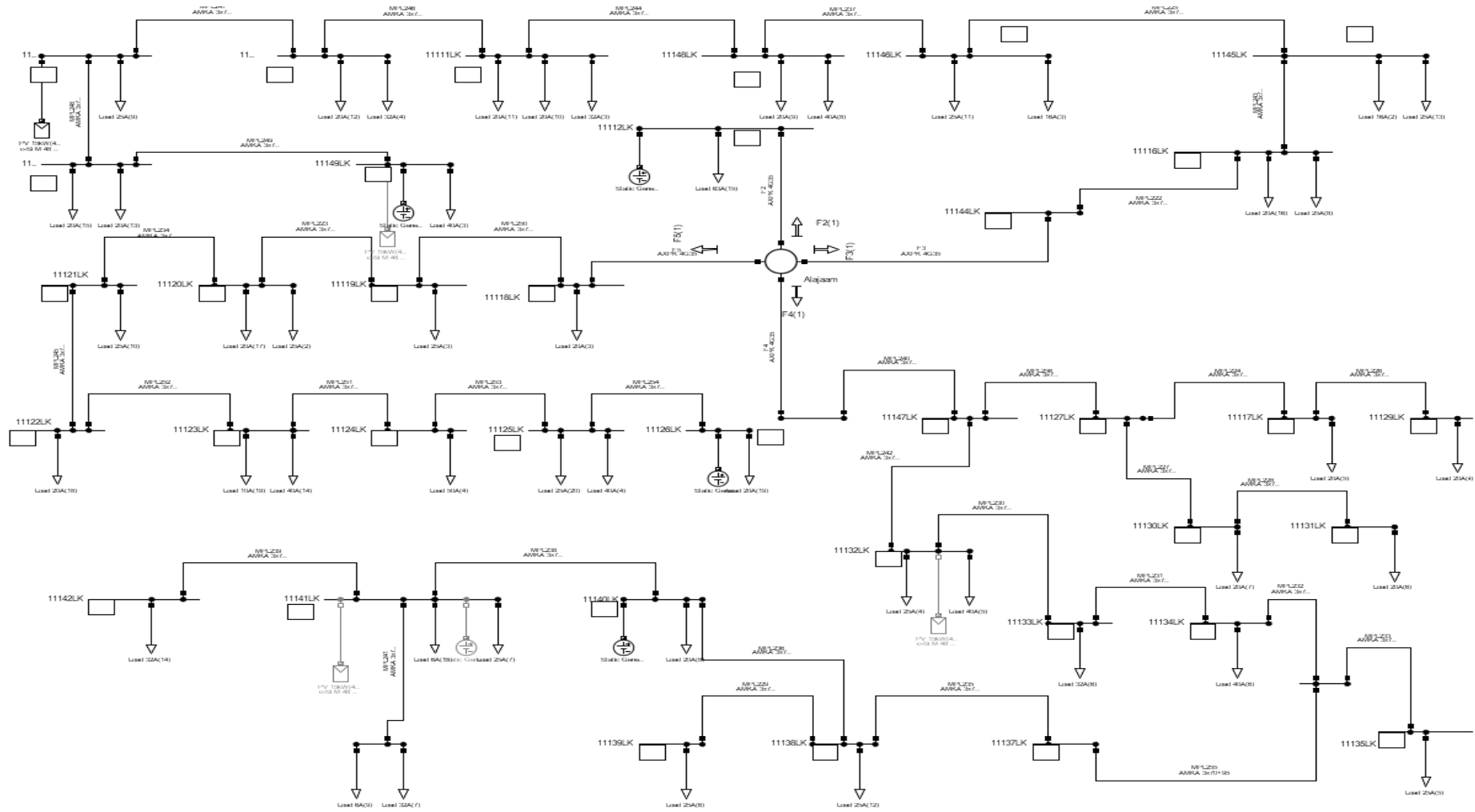
- [1] Euroopa Liidu Nõukogu, „Eesmärk 55“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.consilium.europa.eu/et/press/press-releases/2023/04/25/fit-for-55-council-adopts-key-pieces-of-legislation-delivering-on-2030-climate-targets/>. [Kasutatud 25.10.2023].
- [2] F. Stern, J. Spencer, „Peak Demand and Time-Differentiated Energy Savings Cross-Cutting Protocols“, 2017. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.nrel.gov/>. [Kasutatud 09.03.2024].
- [3] R. Kull, „Inglise-eesti tehnikasõnaraamat“, Tallinn, 2000, p. 1000.
- [4] IEC, „Demand Factor Diversity Factor UtilizationFactor LoadFactor“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.researchgate.net/>. [Kasutatud 25.02.2024].
- [5] G.Gust, A. Schlutter, S. Feuerriegel, J. T. Lee, „Designing Electricity Distribution Networks: The Impact of Demand Coincidence“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.sciencedirect.com/>. [Kasutatud 08.03.2024].
- [6] Elektrilevi, „Planeerimise põhimõtted J3337/3“, [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 16.10.2023].
- [7] Schneider Electric, „Electrical installation guide“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.electrical-installation.org/>. [Kasutatud 18.10.2023].
- [8] Elektrilevi, „Elektrilevi paigaldab aasta lõpuks 147 000 kaugloetavat arvestit“, 2013. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elektrilevi.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/2013/06/12/elektrilevi-paigaldab-aasta-lopuks-147-000-kaugloetavat-arvestit>. [Kasutatud 10.10.2023].
- [9] Elektrilevi, „Elektriarvesti E360 kasutusjuhend“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/abiinfo/kauglugemine/failid/elektriarvesti_e360_kasutusjuhend_est.pdf. [Kasutatud 13.10.2023].
- [10] Enefit Volt, „Dynamic Load Management (DLM) in EV Charging: Optimizing Power Distribution“, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://enefitvolt.com/en/abc/dunaamiline-koormuse-juhtimine-dlm-elektriautode-laadimisel-elektrijaotuse-optimeerimine>. [Kasutatud 20.04.2024].
- [11] A. Navarro, Luis F. Ochoa, P. Mancarella, „Learning from Residential Load Data“, 2012. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ieeexplore.ieee.org/>. [Kasutatud 03.01.2024].

- [12] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt, J. Kilter, Jaotusvõrgud, Tallinn: TTÜ kirjastus, 2007.
- [13] C. Hecht, J. Figgner, D. U. Sauer, „Simultaneity Factors of Public Electric Vehicle Charging Stations Based on Real-World Occupation Data,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.mdpi.com/>. [Kasutatud 02.01.2024].
- [14] P. A. Gunkel, H. K. Jacobsen, C-M Bergaentzle, F. Scheller, F. M. Andersen, „Variability in electricity consumption by category of consumer: The impact on electricity load profiles,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.sciencedirect.com/>. [Kasutatud 02.01.2024].
- [15] J. Dickert, P. Schegner, „Residential Load Models for Network Planning,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ieeexplore.ieee.org/>. [Kasutatud 07.02.2024].
- [16] ENTSO-E, ENTSOG, „Scenarios storyline report,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2023/12/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-12-04.pdf. [Kasutatud 19.01.2024].
- [17] Council of the European Union, „Interinstitutional File:2021/0426(COD),” [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 08.01.2024].
- [18] Elering, „Eesti elektrivarustuskindluse aruanne 2023,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elering.ee>. [Kasutatud 02. 03.02.2024].
- [19] Rohetiiger, „Energia teekaardi värskendus- Teekaart 2023,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://rohetiiger.ee/wp-content/uploads/2022/10/Teekaardilugu2023-1.pdf>. [Kasutatud 14. 02. 2024].
- [20] Elering, Energex, Ea Energy Analyses, „Study to determine Estonian electricity demand scenarios,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee>. [Kasutatud 17.02.2024].
- [21] Elektrilevi, „Jaotusvõrgu arengukava aastani 2035,” 2023. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elektrilevi.ee/documents/8644141/8650150/Elektrilevi-arengukava-2023>. [Kasutatud 01.02.2024].
- [22] Elektrilevi, „2023. aasta tootmisrekordid Elektrilevi võrgus,” Elektrilevi OÜ, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elektrilevi.ee/et/uudised/2023-aasta-tootmisrekordid-elektrilevi-vorgus>. [Kasutatud 11. 02. 2024].
- [23] Kredex, „Väikeelamute rekonstrueerimistoetus 2024,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.kredex.ee/et/majaduueks>. [Kasutatud 02.03.2024].

- [24] Riigikantselei, „Rohepoliitika eksperdirühma raport,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://valitsus.ee/sites/default/files/documents/2022-05/Rohepoliitika_raport_v3.pdf. [Kasutatud 18.02.2024].
- [25] Elektrilevi, „Mikrotootja (kuni 15 kW),” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elektrilevi.ee/et/liitumised/mikrotootja>. [Kasutatud 02.04.2024].
- [26] Technical University of Delft, Quintel Intelligence, „Flexibility of future energy scenarios,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://repository.tudelft.nl/>. [Kasutatud 01.03.2024].
- [27] DIgSILENT, „DIgSILENT Power System Solutions,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.digsilent.de/en/company.html>. [Kasutatud 24.02.2024].
- [28] PowerFactory, „User manual,” 2024. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory-download.html>. [Kasutatud 12.02.2024].
- [29] Trimble, „UTG Utility To Go,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://utg.energia.sise/>. [Kasutatud 01.08.2024].
- [30] ENTSO-E, „ERAA 2023 Climate Data,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://consultations.entsoe.eu/system-development/eraa2023-call-for-evidence-preliminary-dat-1/>. [Kasutatud 02 01 2024].
- [31] Solax, „Datahub 1000 Smart Scene,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://kb.solaxpower.com/solution/detail/2c9fa4148adb360e018bf14e91ca09c1>. [Kasutatud 05.02.2024].
- [32] J. Kilter, E. Ülavere, A. Reinson, I. Palu, K. Tuttelberg, T. Kangro, T. Sarnet, „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs,” Taltech. [Võrgumaterjal].

LISAD

Lisa 1 Alajaama fiidrite terviklik elektriskeem DIGSILENT tarkvaras



Lisa 2 Alajaama fiidrite elektriskeem koos salvestitega DIGSILENT tarkvaras

