EESTI MAAÜLIKOOL
Metsanduse ja inseneeria instituut

Riho Meister

PV-MIKROTOOTMISE JA AKUSALVESTUSEGA HÜBRIIDPAIGALDISE ENERGEETILINE JA MAJANDUSLIK ANALÜÜS

ENERGY AND ECONOMIC ANALYSIS OF A HYBRID INSTALLATION WITH PV-MICROGENERATION AND BATTERY STORAGE

Bakalaureusetöö
Tehnika ja tehnoloogia õppekava

Juhendaja: Andres Annuk, PhD.
Kaasjuhendaja: Andreas Kärp, BA.

Tartu 2025

Eesti Maaülikool Kreutzwaldi 1, Tartu 51006	Bakalaureusetöö lühikokkuvõte
Autor: Riho Meister	Õppekava: Tehnika ja tehnoloogia

Pealkiri: PV-mikrotootmise ja akusalvestusega hübriidpaigaldise energeetiline ja majanduslik analüüs

Lehekülgi: 48	Jooniseid: 18	Tabeleid: 10	Lisasid: 2

Osakond: Energiakasutuse õppetool
ETIS-e teadusvaldkond ja CERCS-i kood: 4. Loodusteadused ja tehnika, 4.17 Energeetikaalased uuringud, T140 Energeetika
Juhendaja(d): Andres Annuk, PhD., Andreas Kärp, BA.
Kaitsmiskoht ja -aasta: Tartu 2025

Elektri hind on viimastel aastatel kujunenud kõmuliseks ja laialdaselt kõneainet pakkunud teemaks pea kõigile elektritarbijatele. Olgugi, et päikeseenergia on loodusest vabalt kättesaadav, eeldab selle rakendamine investeeringut päikeseelektrijaamadesse ja salvestusseadmetesse, mille tasuvus ei ole väiksemale tarbijale iseenesestmõistetav. Sellest tulenevalt muutub oluliseks küsimus: millistel tingimustel on PV-mikrotootmise ja akusalvestuslahenduse rajamine majanduslikult põhjendatud?

Käesolevas töös hinnati nende tehnoloogiate toimimist kodutarbija vaates, kasutades selleks reaalse korterelamu elektritarbimise profiili, päikesekiirguse andmeid ja börsihinna ajalugu. Töös loodi simulatsioonimudelid, et hinnata päikesepargi ja salvestuslahenduste omatarbe maksimeerimist ja hinnapõhist optimeerimist.

Tasuvuse arvutusel lähtuti elektriarve kokkuhoiust kui tulust, mille alusel arvutati investeeringu tagasiteenimise aeg.

Tulemused näitavad, et süsteemi tasuvus sõltub suuresti hooajalisest tootmise-tarbimise tasakaalust ning juhtloogika võimest hinnasignaale ära kasutada.

Märksõnad: *PV*, akusalvestus, hübriidpaigaldis, energiamajandusplatvorm, tasuvusanalüüs

Estonian University of Life Sciences

Estonian University of Life Sciences Kreutzwaldi 1, Tartu 51006		Abstract of Bachelor's Thesis	
Author: Riho Meister		Curriculum: Engineering	
Title: Energy and Economic Analysis of a Hybrid Installation with PV-microgeneration and Battery Storage			
Pages: 48	Figures: 18	Tables: 10	Appendixes: 2
Department / Chair: Chair of Energy Application Engineering Field of research and (CERCS) code: 4. Natural Sciences and Engineering, 4.17 Energetic Research, T140 Energy Research Supervisors: Andres Annuk, PhD., Andreas Kärp, BA. Place and date: Tartu 2025			

Electricity prices have become a widely discussed and often controversial topic among consumers in recent years. While solar energy is freely available from nature, its practical implementation requires investment in photovoltaic (PV) systems and battery storage solutions, the profitability of which is not self-evident for small scale consumers. This raises a critical question: under what conditions can a PV microgeneration system combined with energy storage be considered economically justified?

This thesis evaluates the technical and economic performance of such technologies from the perspective of a residential consumer, based on real electricity consumption data, solar irradiance measurements and historical electricity market prices. Simulation models were developed to assess maximizing self-consumption and price-based optimization.

The economic evaluation was based on electricity bill savings as the source of revenue, from which the payback period of the investment was calculated. The results indicate that the profitability of the system strongly depends on the seasonal balance between production and consumption, as well as on the control logic's ability to respond effectively to price signals.

Keywords: *PV*, battery-based energy storage, hybrid installation, energy management system, payback period analysis

SISUKORD

SISSEJUHATUS ... 5
1. KIRJANDUSE ANALÜÜS ... 6
2. KASUTATUD ANDMED JA METOODIKA ... 8
2.1. Sisendandmed ... 8
2.2. Andmetöötlus ja simulatsioon ... 8
2.3. Kasutatud tarkvara ... 9
3. ENERGEETILINE ANALÜÜS ... 10
3.1. Objekt ... 10
3.1.1. Faasikoormused ja voolutugevused ... 12
3.1.2. Aktiiv- ja reaktiivvõimsuse analüüs ... 13
3.1.3. Elektrienergia tarbimisprofiil ... 15
3.2. PV-mikrotootmine ... 17
3.2.1. Päikesepaneelide valik ... 17
3.2.2. Inverteri dimensioneerimine ... 19
3.2.3. Kiirgusandmete töötlemine ... 20
3.2.4. Päikesepargi tootlikkus ... 22
3.3. Salvestusjaam ... 23
3.3.1. Akusüsteemi toimivusanalüüsi meetod ... 25
3.3.2. Akusüsteemi valik ... 26
4. MAJANDUSLIK ANALÜÜS ... 27
4.1. Elektritarbimise kuluanalüüs ... 27
4.2. Päikeseenergia majanduslik kasu ... 28
4.3. Salvestuslahenduse tasuvus omatarbe kontekstis ... 30
4.4. *EMS – Energy Management System* ... 33
4.4.1. Lihtsustatud arbitraažistrateegia simulatsioon ... 33
4.4.2. Juhtimisplatvorm Markedroid ... 35
5. MUREKOHAD JA TULEVIKU VÄLJAVAATED ... 39
KOKKUVÕTE ... 40
ALLIKALOEND ... 42
LISAD ... 45
Lisa 1. Elektripaigaldise *SLD* ... 46
Lisa 2. PV-mikrotootmise ja salvestusjaama elektriline ühendusskeem ... 47
Lisa 3. Lihtlitsents lõputöö salvestamiseks ja üldsusele kättesaadavaks tegemiseks ning juhendaja(te) kinnitus lõputöö kaitsmisele lubamise kohta ... 48

SISSEJUHATUS

Käesoleva bakalaureusetöö eesmärgiks on analüüsida suurema energiavajadusega väikeelamu näitel PV-mikrotootmise ja salvestuslahenduse kasumlikkust Eesti kliimatingimustes nii energeetilisest kui ka majanduslikust vaatenurgast ning hinnata nutika juhtimisstrateegia rolli nende lahenduste optimeerimisel.

Eesmärgi saavutamiseks koosneb töö kahest osast, millest esimene keskendub energeetilisele analüüsile, teine aga majanduslikule.

Töö esimeses osas viiakse läbi simulatsioon, mis põhineb tegelikel elektritarbimise mõõteandmetel ning ajaloolistel päikesekiirgusandmetel. Tarbimisandmed on kogutud ühe kuu vältel kolmefaasilise võrguanalüsaatoriga üheminutilise intervalliga, et säilitada andmete usaldusväärsus töödeldes need tunnipõhisteks, mis sobituvad paremini kiirgusandmete ja börsihindade andmemassiividega. Simulatsioonide tulemusena kalkuleeritakse süsteemi energiakatvuse ja salvestusvajaduse profiilid, mis moodustavad baasi komponentide valikuks.

Töö teises osas hinnatakse süsteemi majanduslikku tasuvust, kasutades eelnevalt koostatud simulatsiooniandmeid koos Nord Pooli 2024. aasta börsihindadega. Majanduslikku mõju hinnatakse aastase tarbimisprofiili alusel, millele lisatakse etapiviisiliselt päikeseelektrijaam, akusüsteem ja seejärel nutikas juhtimisstrateegia. Iga etapi puhul analüüsitakse elektriarve muutust ja arvutatakse süsteemi tasuvusperiood.

Uurimistöö eesmärk on selgitada, kas mikrotootmine koos salvestusvõimekusega on tänases energiakontekstis väiketarbijale majanduslikult põhjendatud ning millistel tingimustel võiks selline süsteem tuua realistlikku kasu.

1. KIRJANDUSE ANALÜÜS

Eesti energeetikasektoris on viimaste aastate jooksul lisandunud arvestataval hulgal detsentraliseeritud elektritootmisvõimsusi, nagu päikeseenergia mikrotootjad elamupiirkondades. Kuigi nende osakaal jääb tänaseks kogu elektritootmise mahust veel suhteliselt väikeseks, siis võiks arvata, et see areng kajastab suundumust suuremale tootmise mitmekesistamisele ning kooskõla Euroopa rohepöörde eesmärkidega, mis toetavad süsinikuvaba ja hajusama tootmise kasvu. [1]

Aina uutesse kõrgustesse kerkivad energiahinnad on ühelt poolt suurendanud huvi energiasõltumatuse ja omatarbe vastu, teiselt poolt on aga toonud kriitikat taastuvenergia poliitikate suhtes. Eriti tuntav on probleem väikeste tarbijate vaates, kellele ei pruugi rohepöörde väljundid kuidagi majanduslikult kasulikud olla.

Isegi kui arvestada mõttega, et *residential solar boom* (eramute päikesepaneelide ülikiire levik) on läbi ja uute päikeseelektrijaamade paigaldamise hoog veidi raugenud, siis huvi taastuvenergia tehnoloogiate vastu, nagu päikesepaneelid ja salvestuslahendused, ei ole lasknud nende tehnoloogiate arengu inertsil vaibuda [1]. Selle arengu üheks tulemuseks on ka päikesepaneelide ja akupõhiste salvestuslahenduste turuhindade odavnemine ja ka kättesaadavamaks muutumine [2]. Samas on elektrienergia sisendhinna jätkuv kallinemine tekitanud vajaduse hinnata süsteemselt, millistel tingimustel mikrotootmine ja salvestus aitavad lõpptarbijal tegelikult elektriarveid vähendada, ning kas planeeritav investeering on üldse majanduslikult põhjendatud.

Eesti kliimatingimused muudavad olukorra keerulisemaks, kuna päikeseenergia tootlikkus on tugevalt sesoonne. Kevadel ja suvel on toodang piisav, kuid talve perioodil jääb see napiks, mistõttu tehtud investeering ei pruugi sel ajal olla efektiivselt rakendatud. See omakorda suurendab vajadust salvestuslahenduste ning nutikate juhtimissüsteemide järele, mis võimaldaksid energiat salvestada ja optimeerida sellest tulenevat kasu [3].

PV-mikrotootmise ja salvestuslahenduste tasuvust on käsitlenud mitmed uuringud erinevates riikides ning regulatiivsetes tingimustes. Uurimused on keskendunud näiteks investeeringutoetuste mõjule, päikeseelektrijaamade hajususele jaotusvõrgu seisukohalt ning energiahindade volatiilsusele tarbija tasuvusarvutustes. Nende tööde tulemused on sageli tugevalt mõjutatud kohaliku võrguühenduste tingimustest, energiaturu mehhanismidest ja toetuspoliitikast, mis teeb tulemuste üldistamise keerukaks.

Näiteks Han, X. et al. (2022) esitasid tehnilis-majandusliku optimeerimismudeli, et analüüsida PV-akusüsteemide majanduslikku tasuvust erinevates Šveitsi piirkondades. Uuring keskendus suurele hulgale lõpptarbijatele, kes jaotati erinevate parameetrite (tarbimismaht, potentsiaalse päikesepargi võimalik suurus, päikesekiirguse intensiivsus) järgi gruppidesse. Mudeli alusel loodi gruppidele optimaalsed PV-akusalvesti lahendused ning hinnati selle tasuvust. Muuhulgas leiti, et kõige kiiremaks tasuvusajaks on grupid, kellel on kõrgem päikesekiirguse intensiivsus ja tarbimismaht. [4]

Aniello, G. et al. (2021) uurisid PV-aku lahenduste tasuvust Saksamaa eratarbijate vaatest. Uuringu läbiviimiseks simuleeriti heterogeensed tarbimisprofiilid erinevate tarbijate imiteerimiseks. Tulemusena leiti, et tasuvusaeg on tugevalt seotud maksupoliitika ja optimaalse salvestuse kasutamisega, vähendades sellega amortiseerimiskulusid. [5]

Eesti kontekstis on viidud läbi põhjalik uuring (Shabbir, N. et al. 2022), mis keskendus päikesekiirguse intensiivsuse ennustamisele õppimispõhise mudeliga ning Eesti erinevates piirkondades PV paigaldiste (väiketarbija, kontor, äriotstarbeline päikeseelektrijaam) tasuvuse analüüsile. Leiti, et majandusliku tasuvuse analüüside teostamiseks oleks päikeseenergia tootlikkuse ennustus vajalikuks toeks ning ehitatud mudeli alusel saaks arendada efektiivse energiajuhtimisesüsteemi. [6]

2025. aastal avaldatud artiklis (Meister, R. et al. 2025) uuriti tuule- ja päikeseenergia kombinatsiooni optimaalse osakaalu kujunemist väiketarbija omatarbe suurendamise vaates. Analüüsis kasutati Roomassaare ilmajaama mõõteandmeid, mille põhjal hinnati päikeseelektrijaama ja tuuliku vastastikust potentsiaalset sünergiat omatarbe kompenseerimisele ning tootlikkusele. Artiklis rakendatud kiirguse teisendusmetoodika moodustab ka käesoleva lõputöö ühe aluskomponendi, kohandatuna konkreetse hübriidpaigaldise simulatsiooniks. [7]

Kuigi eelnevad tööd on käsitlenud PV-mikrotootmise ja salvestuslahenduste tasuvust nii modelleerimise kui ka reaalsete tarbimisprofiilide põhjal, jääb Eesti kontekstis piiratud tähelepanu alla just kodutarbija vaade, kus salvestust kasutakse dünaamiliste hinnatingimuste, sesoonse tootlikkuse ja tarbimise juhtimiseks. Käesoleva töö aluseks on reaalsetel mõõteandmetel põhinev tarbimisprofiil ning sellele üles ehitatud PV-akusalvestuslahenduse simulatsioonimudel. Nende põhjal hinnatakse paigaldise energeetilist toimimist kui ka majanduslikku tasuvust, võttes arvesse muutuvat börsihinda ja juhtimisloogikate mõju. Selline lähenemine võimaldab paremini mõista, millistel juhtudel ja tingimustel võiks PV-akupõhine süsteem lõpptarbijatele Eestis tegelikult majanduslikult tasuv olla.

2. KASUTATUD ANDMED JA METOODIKA

2.1. Sisendandmed

Energeetilise analüüsi lähtematerjaliks on kasutatud:

- Uuritava korterelamu elektripaigaldis: liitumispunkt, peajaotuskeskus, peakaitsmete suurused;
- Võrguanalüsaator Kyoritsu KEW 6315, mis vastab IEC 61000-4-30 klass S standardile. Mõõdab sagedust ja pinget väga kõrge täpsusega. Võimaldab mõõta ka voolutugevust, aktiiv-, reaktiiv- ja näivvõimsust ning tuletab võimsusteguri, faasinurgad, tarbitud elektrienergia. Toetab nii ühe- kui ka kolmefaasilise süsteemi mõõtmist. Kasutab SD mälukaarti andmete salvestamiseks; [8]
- Võrguanalüsaatoriga kogutud üheminutilise täpsusega voolutugevuse, pinge, võimsuse ja energiatarbimise andmed hoone peajaotuskeskusest (periood: 23.02.2025 – 28.03.2025);
- Elektrilevi AS poolt väljastatud ühefaasilise korteri 2024. ja 2025. aasta tarbimise tunniandmed;
- Tartu-Tõravere meteoroloogiajaama 2024. aasta summaarse horisontaalse päikesekiirguse andmed Keskkonnaagentuuri ajalooliste ilmaandmete arhiivist.

Majandusliku analüüsi lähtematerjaliks on kasutatud:

- Nord Pool 2024. aasta börsihinnad Elering Live arhiivist;
- Jalakametsa päikeseelektrijaama inverteri 2023. aasta salvestatud andmed.

2.2. Andmetöötlus ja simulatsioon

Energeetilises analüüsis kasutatakse võrguanalüsaatori üheminutilise intervalliga salvestatud andmeid, et teisendada kontrollitava usaldusväärsusega tunniväärtused. Tarbimisprofiili loomiseks ekstrapoleeritakse ühefaasilise korteri 2024. aasta tarbimisandmed kogu hoonele vastavalt mõõteperioodi võrdlusele.

Tootlikkuse modelleerimisel kasutatakse Erbsi mudelit summeeritud horisontaalse päikesekiirguse komponentideks lahutamisel.

Majanduslikus analüüsis rakendatakse 2024. aasta Nord Pooli börsihindu, et kalkuleerida erinevate süsteemikonfiguratsioonide tulu ja kulu. MarkeDroidi analüüsiks kasutatakse 2023. aastal kogutud hübriidinverteri andmeid tasuvuse hindamiseks.
Tasuvusaeg arvutatakse investeeringute, seadmete amortisatsioonikulu, elektriarvete kokkuhoiu ning toodete kuutasude põhjal.
Analüüs põhineb kvantitatiivsel meetodil, mille tulemused esitatakse jooniste ja tabelitena.

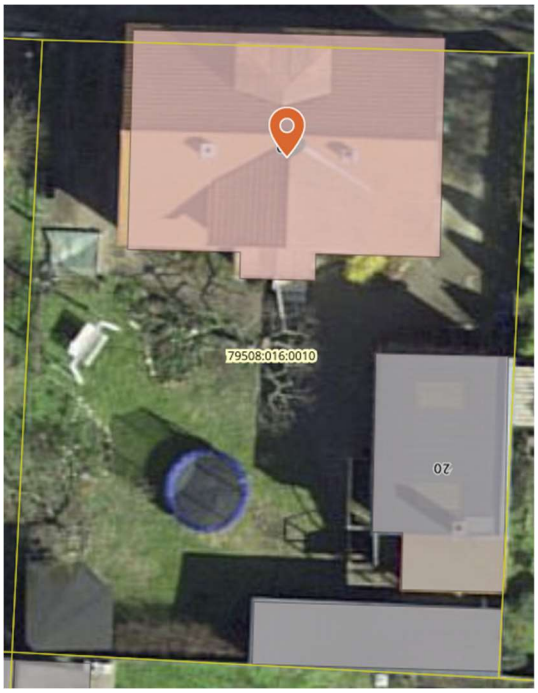
2.3. Kasutatud tarkvara

Andmete töötluseks ja simulatsioonide läbiviimiseks kasutati Microsoft Exceli tarkvara, kus töö autori poolt kogutud ja arvutatud andmemassiivid seoti omavahel dünaamiliste tingimusloogikatega. Selline lähenemine võimaldas võrrelda erinevate konfiguratsioonide käitumist ja hinnata lahenduste mõju uuritavale objektile. Tulemusi esitleti Exceli graafikufunktsioonide abil, mis lõid visuaalselt haaratava ülevaate erinevate parameetrite vahelistest seostest.
Päikesepargi tootlikkuse kontrollvõrdluseks kasutati PVGIS veebirakendust, mis on Euroopa Komisjoni teadusuuringute keskuse poolt arendatud vabavaraline tööriist. Rakendus põhineb mõõdetud piirkondlikel kiirgusandmetel ning võimaldab koostada hinnangulise tootlikkuse prognoosi vastavalt sisestatud konfiguratsioonile. PVGIS tulemusi kasutati antud töös Excelis koostatud tootlikkuse mudeli valideerimiseks. [9]
Energiabilansi ja omatarbe kattuvuse arvutamisel rakendati tunnipõhist bilansimudelit, milles igale ajasammule vastavalt võrreldi tootmise, tarbimise ja salvestuse vahelist tasakaalu. Selline lähenemine võimaldas hinnata, kui suur osa toodetud energiast kasutati koheselt tarbimises, kui palju suunati salvestusse ja kui palju jäi üle või tuli katta võrgust. Rakendatud mudel ei kajastanud optimeerimisalgoritme, vaid loogikal põhinevat arvutusmudelit, mis jäljendab reaalse paigaldise tööd antud tingimustes.

3. ENERGEETILINE ANALÜÜS

3.1. Objekt

Objekti valikul eelistati keskmisest suurema elektritarbimisega hoonet, kuna selline tarbimisprofiil võimaldab analüüsi tulemusi laiendada nii tüüpilistele eratarbijatele kui ka väiksematele ettevõtetele. Objektiks valiti Tartus, aadressil Nigula 20 asuv kahe korteriga kortermaja koos selle juurde kuuluvate abihoonetega (joonis 1).



Joonis 1. Elektripaigaldise asukoht Maa- ja Ruumiameti kaardirakendusest [10].

Korterelamu, mille oletuslik esmane kasutuselevõtt toimus 1977. aastal, ehitusalune pind on 116 m^2 ja suletud netopind 170,6 m^2 [11]. Hoonet köetakse nii ahjude kui ka elektriga (elektriline põrandaküte ja õhksoojuspumbad) ning soojaveevarustus tagatakse elektriboileritega. Lisaks on hoonel elektriautolaadija.

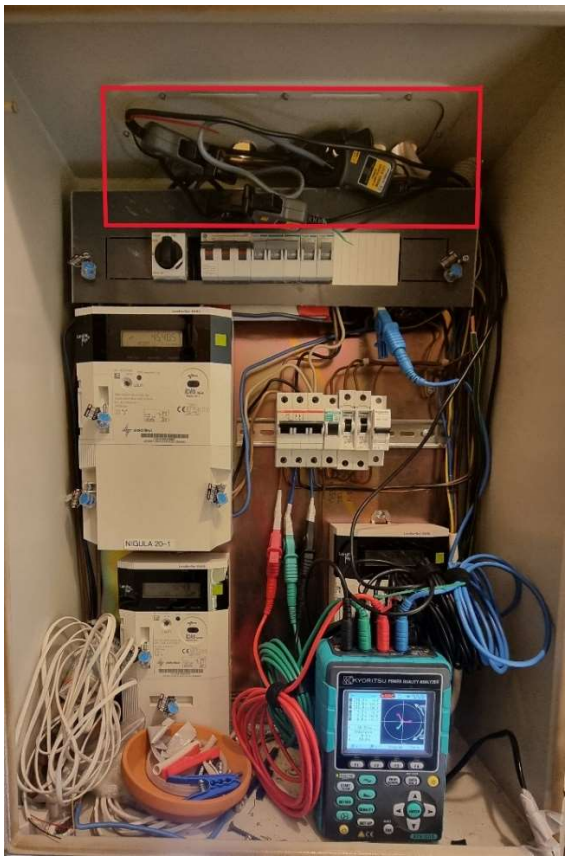
Elektrilevi lepingu kohaselt on hoonel kolmefaasiline liitumine, mille peakaitse läbilaskevõime on 3 x 25A, C-klassi karakteristikuga. Peajaotuskeskuses asuvad korterite ning üldkasutatavate alade mõõtearvestid, millest üks on alumise korteri kolmefaasiline mõõtearvesti, teised kaks on ühefaasilised mõõtearvestid. Peajaotuskeskuse ühejoonediagramm on esitatud Lisa 1.

Elektripaigaldise faaside jaotus oli töö teostamise hetkel järgnev:

- esimene faas – üldkasutatavad alad;
- teine faas – ülemine korter;
- kõik kolm faasi – alumine korter.

Käesolevas töös käsitleti korterelamut üheainsa tarbijana. Seda põhjusel, et Eestis kehtivad regulatsioonid nõuavad, et iga mikrotootja oleks võrguettevõtjaga eraldi lepinguline osapool. See teeb toodetud elektrienergia jagamise mitme tarbija vahel tehniliselt ja halduslikult keerukaks. Teoreetiliselt oleks võimalik luua energiaühistu, mis võimaldaks tootmise ja tarbimise jagamist samas hoones, ent käesoleva töö fookus ja maht seda ei hõlma [12].

Elektripaigaldise energeetilise analüüsi rikastamiseks paigaldas töö autor üheks kuuks hoone peajaotuskeskusesse võimsuse kvaliteedi analüsaatori Kyoritsu KEW 6315. Seadme ampertangid paigaldati sisendtoite faasidele, et mõõta kogu hoone elektritarbimist (joonis 2, punasega tähistatud ampertangid). Pinget mõõdeti kolmefaasilise arvesti järel oleva grupikaitsme ja hoone peatoitekaabli neutraalklemmi vahel.

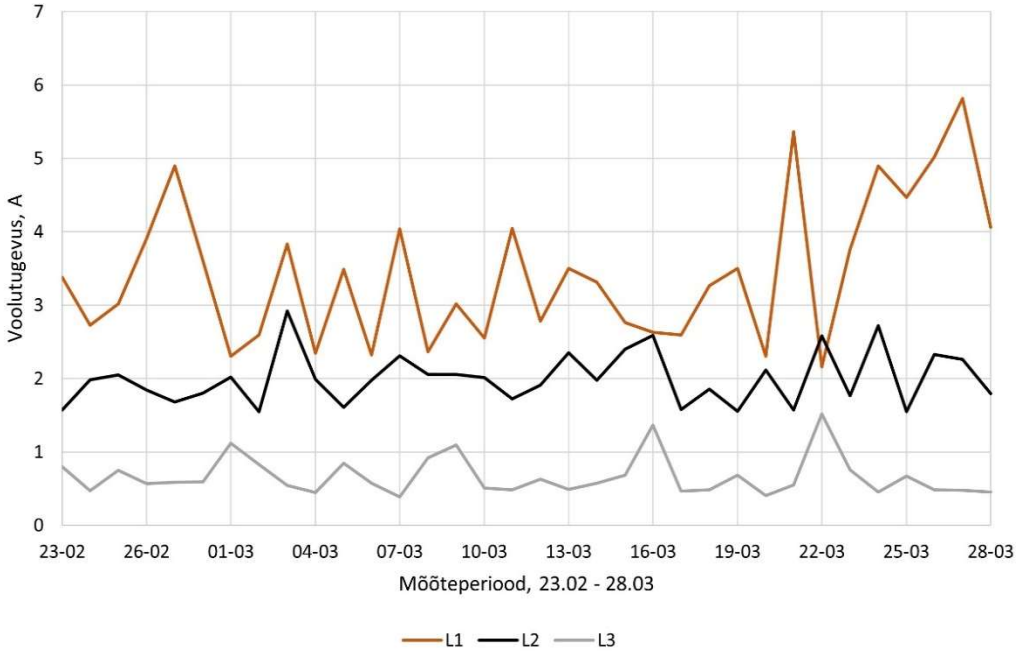


Joonis 2. Ülevaade peajaotuskeskusest, Kyoritsu KEW 6315 (23.02.2025).

Seade salvestas 2025. aastal andmeid üheminutilise intervalliga ajavahemikus 23. veebruarist kuni 28. märtsini.

3.1.1. Faasikoormused ja voolutugevused

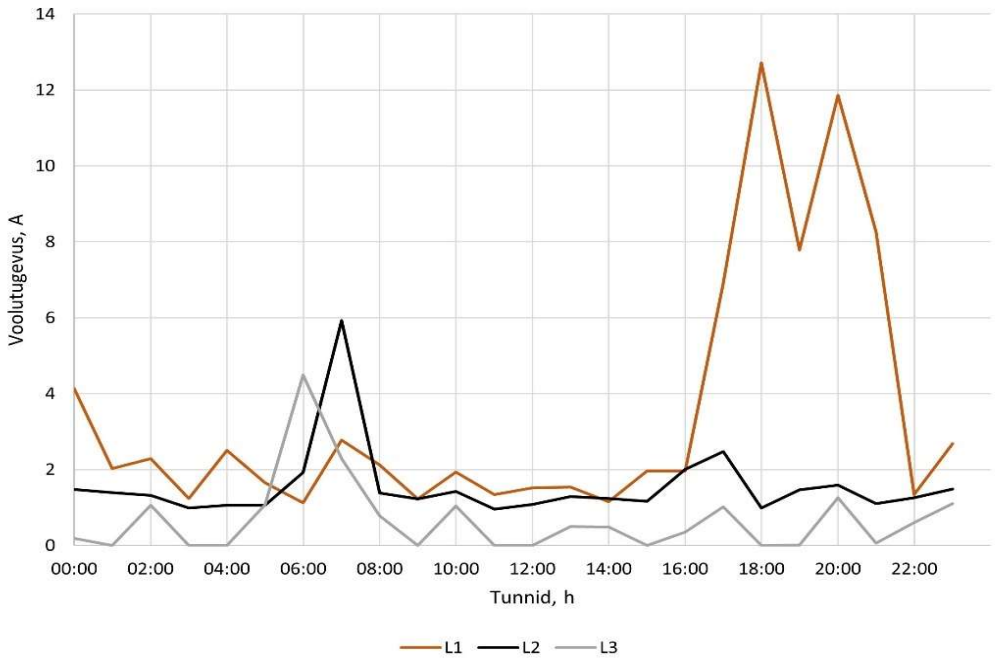
Mõõteandmete graafiline esitamine võimaldas paremini hinnata, kas ja millisel määral on faasid omavahel koormuse poolest tasakaalus. Ebasümmeetriliselt koormatud süsteemis esineb sageli olukord, kus üks faas on märgatavalt rohkem koormatud kui teised. Selline asümmeetria võib viia hoone toitekaabli ühe soone isolatsiooni kahjustumiseni või isegi peakaitsme rakendumiseni, samal ajal kui teised faasid jäävad alakoormatuks. Suuremate tarbimiste korral võib ebasümmeetriline koormus mõjutada ka pingekvaliteeti, muutes faaside faasinurki ja seeläbi kogu süsteemi stabiilsust [13].



Joonis 3. Elektripaigaldise voolutugevuse graafik.

Joonisel 3 on esitatud iga faasi voolutugevuste keskväärtused kogu mõõteperioodi ulatuses päevade lõikes, kus L1 tähistab esimest, L2 teist ja L3 kolmandat faasi. Esimene ja teine faas kannavad valdava osa koormusest, kus esimese faasi vool ulatub kuni 6 amprini.

Joonisel 4 on aga välja toodud ühe päeva voolutugevuse keskväärtuste graafik tundide lõikes. Graafikul on selgelt eristuvad tarbimistipud, mille esinemisajad viitavad tõenäoliselt hommikusele ärkamisele ja tööleminekule ning õhtusele koju naasmisele.



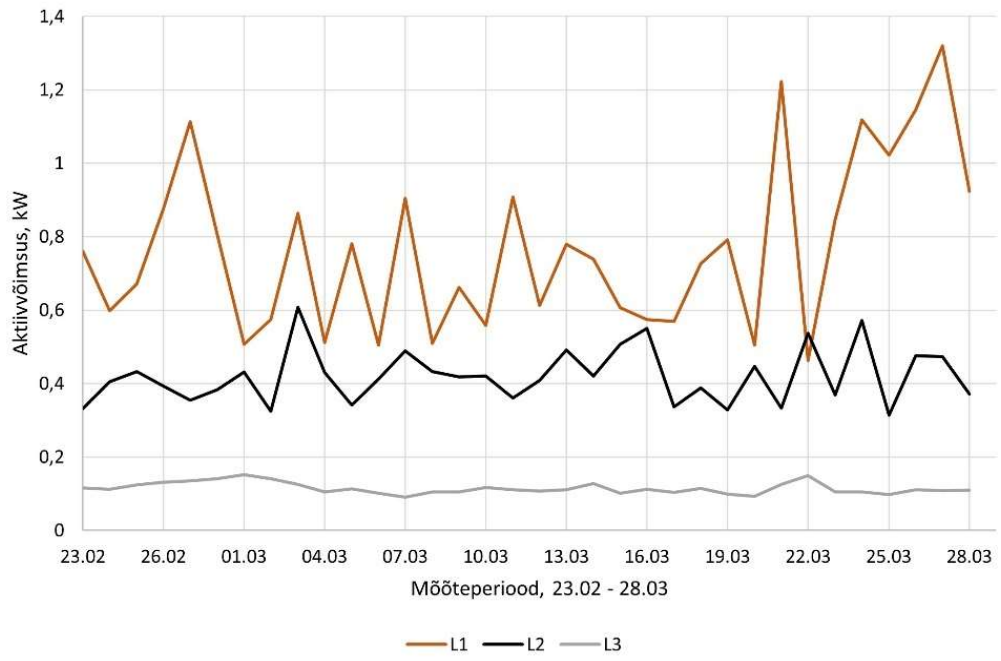
Joonis 4. Voolutugevuse graafik 19. märtsil.

Voolutugevuse graafikute põhjal võib järeldada, et faaside koormused on tasakaalust väljas ning vajavad korrigeerimist. Esmalt tuleks teise korruse korter viia üle kolmefaasilisele tarbimisele ja teostada korteri jaotuskilbis ühtlane koormusjaotus faaside vahel. Samuti tuleks tasakaalustada esimese korruse korteri jaotuskilbis koormuste jaotus eri faasidele. Viimasena oleks soovitatav ka hoone üldtarbimine kolmefaasilisele süsteemile üle viia.

3.1.2. Aktiiv- ja reaktiivvõimsuse analüüs

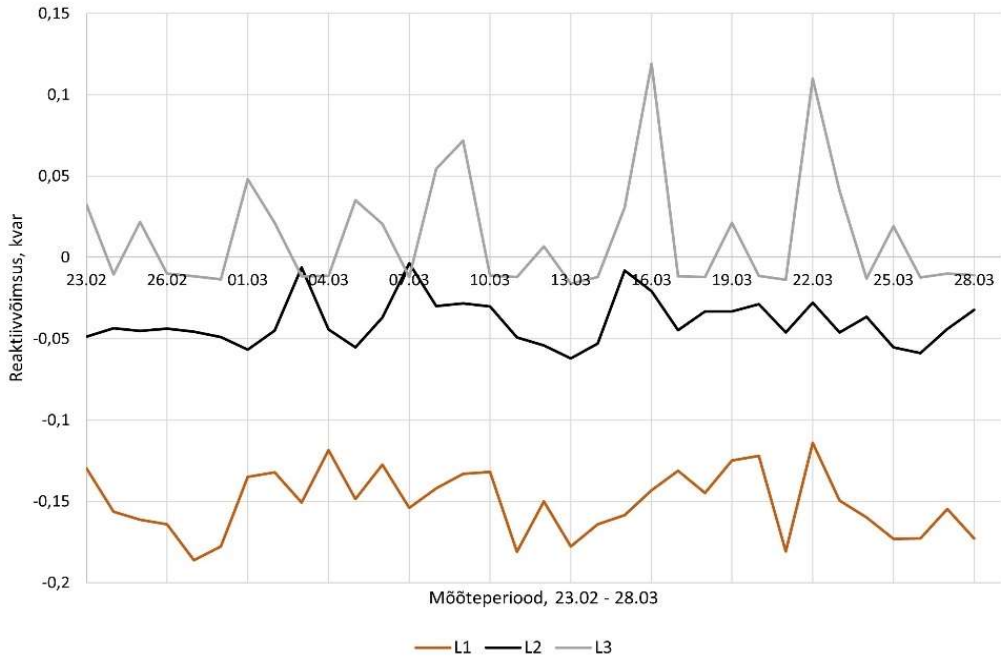
Kui voolutugevuse analüüs andis ülevaate kaabli faase läbivatest vooludest, siis süsteemi tegeliku energiabilansi ja koormustüübi määramiseks on oluline jälgida aktiiv-, reaktiiv- ja näivvõimsuse dünaamikat kogu mõõteperioodi vältel [14]. Koormuse analüüs oli oluline nii salvestusvõimsuse dimensioneerimisel kui ka inverteri valikul.

Joonisel 5 on kujutatud elektripaigaldise iga faasi päevade keskmised aktiivvõimsused kogu mõõteperioodi vältel. Kuna aktiivvõimsus on otseses seoses voolutugevusega, nähtub ka siit selgelt esimese faasi suurem koormus ja päevane kõikumine.



Joonis 5. Elektripaigaldise aktiivvõimsuse graafik.

Võimsusprofiili olemuse täielikumaks mõistmiseks oli otstarbekas kõrvutada aktiivvõimsuse graafik reaktiivvõimsuse graafikuga. Joonisel 6 on kujutatud reaktiivvõimsuse profiilid iga faasi kohta, mille väärtused on toodud vertikaalteljel. Võrguanalüsaator mõõdab reaktiivenergiat nii positiivsete kui ka negatiivsete väärtusena, kus positiivne viitab induktiivsele koormusele ja negatiivne mahtuvuslikule koormusele [8].



Joonis 6. Elektripaigaldise reaktiivvõimsuse graafik.

Esimene ja teine faas olid kogu mõõteperioodi vältel selgelt mahtuvusliku iseloomuga, mis võib viidata elektroonikaseadmete ülekaalukale kasutamisele. Kolmandal faasil esines aga huvitaval kombel iga kahe-kolme päeva järel induktiivvõimsuse tippe, mis viitavad tsükliliselt aktiveeruvale seadmele. Arvestades koormuse iseloomu, võiks tegemist olla automaatselt käivituvate tarbijatega ning esialgse oletusena võib pakkuda õhksoojuspumpa hoone kütmiseks. Siiski seab selle hüpoteesi kahtluse alla aktiivvõimsuse graafik, kus kolmanda faasi koormustase on pigem madal. Sellise võimsuse korral on tõenäolisem, et tegemist on väiksema koormusega seadmega, näiteks ventilaatori või tsirkulatsioonipumbaga.

3.1.3. Elektrienergia tarbimisprofiil

Võrguanalüsaator salvestab energiatarbimise kumulatiivselt, liites iga uue mõõtmistulemuse eelnevale väärtusele [8]. Andmete kasutusmugavuse ja visualiseerimise huvides arvutati tarbitud energia väärtused ajavahemiku kohta:

$$E = P \cdot dt, \tag{3.1}$$

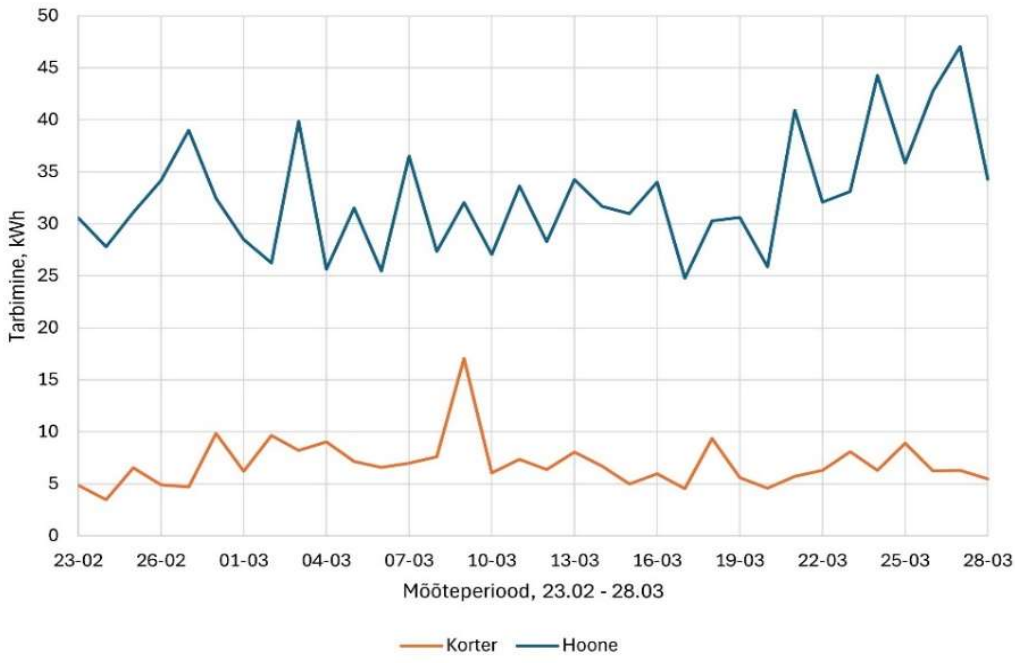
kus E on elektrienergia, kWh;

P on võimsus, kW;

dt on kulunud aeg, h.

Saadud tulemuste alusel koostati mõõteperioodi tarbimisprofiil, et võrrelda seda ülemise korteri aastase tarbimiskäitumisega.

Selleks kasutati Elektrilevi poolt väljastatud ülemise korteri 2024. ja 2025. aasta tarbimise tunnipõhiseid andmeid. Nende põhjal koostati tarbimisprofiilid nii kogu 2024. aasta kui ka mõõteperioodi kohta. Joonisel 7 on omavahel kõrvutatud mõõdeperioodil saadud kogu hoone tarbimisprofiil ja Elektrilevi väljastatud ülemise korteri ametlikud tarbimisandmed.



Joonis 7. Hoone ja ülemise korteri tarbimisprofiilide võrdlus.

Eeldades, et korteri ja kogu hoone tarbimismustrite suhe järgib aastaringselt sarnast dünaamikat, ekstrapoleeriti ülemise korteri andmed kogu hoone tarbimisprofiiliks, kasutades mõõteperioodi andmeid mallina. Selleks arvutati skaleerimistegur:

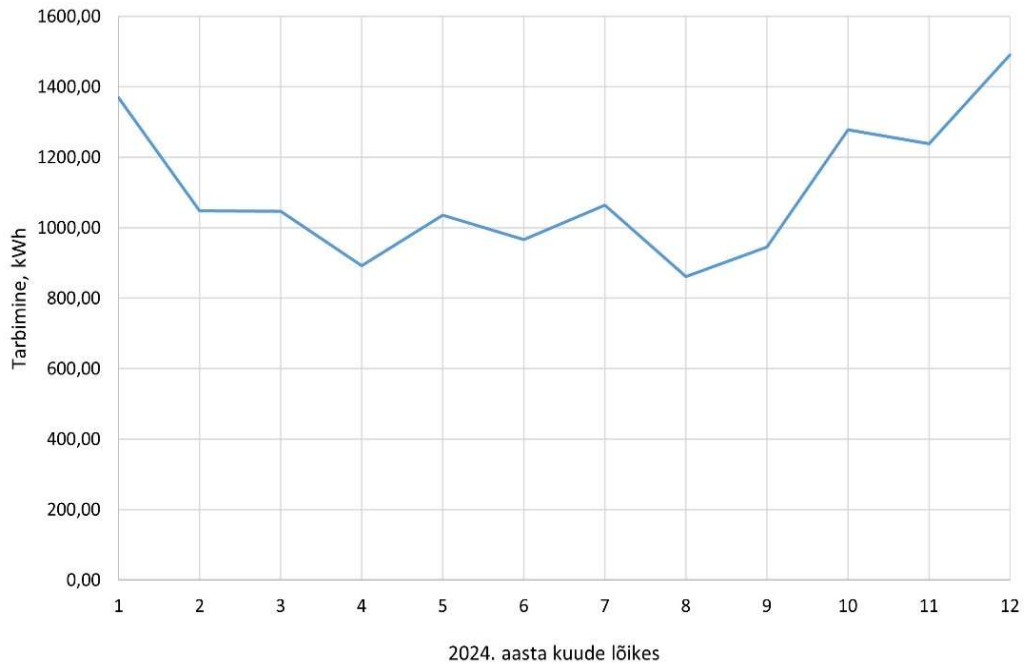
$$k = \frac{E_H}{E_K}, \tag{3.2}$$

kus k on tegur andmete ekstrapoleerimiseks;

E_H on hoone tarbitud elektrienergia mõõteperioodil, kWh;

E_K on ülemise korteri sama perioodi tarbimisandmed Elektrilevist, kWh.

Aastane tarbimisprofiil kogu hoone kohta saadi korrutades ülemise korteri 2024. aasta tunnipõhised tarbimisandmed skaleerimisteguriga.



Joonis 8. Kogu hoone aastane tarbimisprofiil.

Joonisel 8 on esitatud kogu hoone aktiivenergia tarbimisprofiil kalendriaasta lõikes, mis kajastab sesoonseid muutusi ning energiavajaduse jaotust kuude kaupa.

3.2. PV-mikrotootmine

Eesti jaotusvõrguettevõte Elektrilevi jagab elektritootjad kolme kategooriasse: nanotootjad (tootmismaht on kuni 0,79 kW), mikrotootjad (kuni 15 kW) ja elektritootjad (üle 15 kW). Võrgu liitumine on vajalik ka juhul, kui tootmissüsteem projekteeritakse selliselt, et energiavoo võrgusuunaline liikumine piiritletakse nulliga. [15]

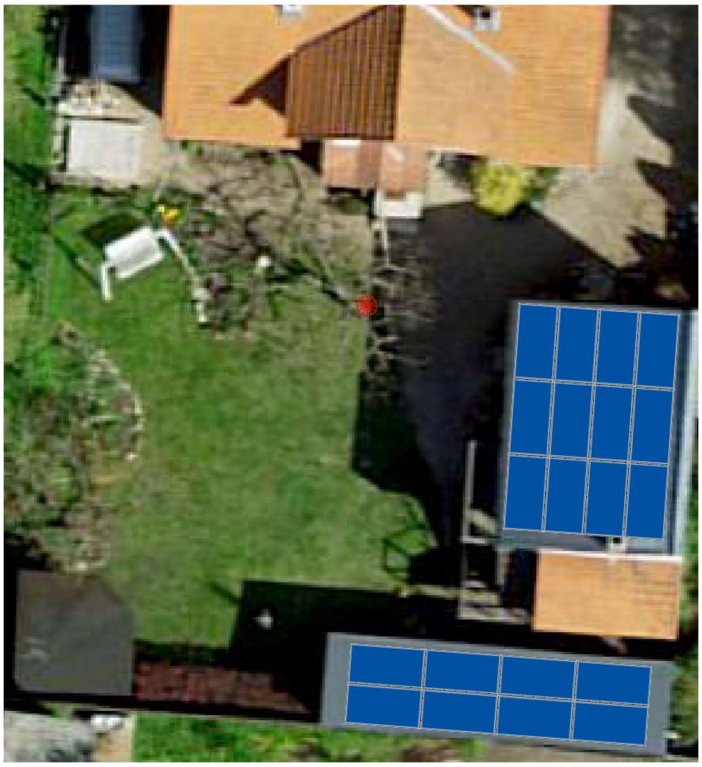
Käesolevas alapeatükis analüüsitakse päikeseelektrijaama teoreetilist tootlikkust, tuginedes kohaliku ilmajaama päikesekiirgusandmetele, valitud päikesepaneelide tehnilistele näitajatele, nende paigutusele ning inverteri valikule. Simulatsiooni eesmärgiks on hinnata päikeseelektrijaama võimekust katta hoone aastane energiavajadus.

3.2.1. Päikesepaneelide valik

Kinnistu linnasisene asukoht ning väike siseõu, mida piiravad õunapuud ja naaberhooned, välistasid võimaluse paigaldada päikesepaneele raamkonstruktsioonidel maapinnale. Korterelamu katusehari kulgeb ida-lääne suunas, mistõttu põhjapoolne katuseosa ei ole tootlikkuse seisukohast sobiv. Lõunapoolset katuseosa liigendab vintskap, mille tõttu

tekkinud pinnad on väikese ulatusega, osaliselt varjutatud ning mehhaanilise paigalduse jaoks keerukad. Seetõttu valiti paneelide paigaldusaladeks kinnistul asuvad abihoonete katused.

Töökojana kasutusel oleva kahekorruselise abihoone katusepind on ligikaudu 40 m^2. Katusekalle on 17 kraadi ja suunaga lääne poole. Varjutust lähedalasuvatest hoonetest ega kõrghaljastusest ei esine. Teine paigalduspind paikneb tugevdatud seina- ja katusekonstruktsioonidega kuurilaadsel ehitisel, mille katusepind on umbes 30 m^2. Selle katusenurk on 15 kraadi ning vaatab põhja poole. Ehitise kõrgus tagab piisava valgusjuurdepääsu, välja arvatud üksikute talvekuude jooksul, mil ümbritsevad puud võivad minimaalseid varjusid heita. Mõlemad abihooned on kaetud klassikalise valtsplekist katusega.



Joonis 9. Päikesepaneelide asetuse väljavõte Autocad 3D Map keskkonnast.

Lõpuks paigaldati töökoja katusele 12 ja kuuri katusele 8 päikesepaneeli (joonis 9). Mõlema ala päikesepaneelid paigaldati katusepinnaga paralleelselt.

Paneelide valikul võrreldi erinevaid mudeleid, arvestades paigaldusalade mahutavust, paneelide võimsust ja kasutegurit. Analüüsi läbiviimiseks valiti tootja Recom monokristall päikesepaneel RCM-680-RDBRCN, nimivõimsusega 680 W, mõõtmetega 2465 x 1134 mm ja tootjapoolse kasuteguriga 24,3%. Valitud paneelidega saavutati kõige parem tootlikkus ruutmeetri kohta võttes arvesse toote kasutegurit (tabel 1). [16]

Tabel 1. Päikesepaneeli tehnilised parameetrid

Recom RCM-680-RDBRCN	
P_{max}, Wp	680,00
V_{mp}, V	48,91
I_{mp}, A	13,91
V_{oc}, V	58,04
I_{sc}, A	14,56
Eff, %	24,30
V_{sys}, VDC	1500,00

Tähiste selgitused: P_{max} – nominaalne võimsus, V_{mp} – optimaalne tööpinge, I_{mp} – optimaalne töövool, V_{oc} – avatud ahela pinge, I_{sc} – lühisvool, *Eff* – paneeli efektiivsus, V_{sys} – süsteemi maksimaalne pinge.

Kokku kasutatakse simulatsioonis 20 päikesepaneeli, mille koguvõimsus on 13,6 kWp.

3.2.2. Inverteri dimensioneerimine

Päikesepaneelide toodetud elektrienergia kasutamiseks on vajalik inverter, mis muundab alalisvoolu võrgu standardile vastavaks vahelduvvooluks. Päikeseelektrijaama tootlikkus sõltub olulisel määral konkreetsele objektile sobiva inverteri valikust. Valikul tuleb arvestada päikesepargi konfiguratsiooni, paigutuse ja tehniliste parameetritega.

Antud analüüsis projekteeriti päikeseelektrijaam kahe eraldiseisva paneelialaga, millel on erinevad kaldenurgad ja suunad. Sellises konfiguratsioonis tooks üheainsa inverteri sisendi kasutamine kaasa märgatava tootlikkuse kao, kuna inverter lähtuks korraga mõlema ala parameetritest ning allasurutud ala piiraks kogu süsteemi töövõimsust.

Turul pakutavate inverteerite *MPPT*–sisendid *(Maximum power point tracking)* võimaldavad jälgida päikesepaneelide stringi pinget ja voolutugevust ning optimeerida väljundvõimsust. Kuna päikesepaneelid saavutavad oma nominaalvõimsuse vaid sobivates kiirgus- ja koormustingimustes, siis kohandab *MPPT* algoritm paneelide koormust reaalaajas, et saavutada maksimaalne võimalik võimsus [17]. Kiirguse intensiivsus võib aga varieeruda varjutuste, mustuse, päikese asendi jm. tegurite tõttu, mistõttu on *MPPT*-funktsionaalsus kriitilise tähtsusega.

Lisaks tuleb tagada, et päikesepaneelide stringide pinged ja voolutugevused ei ületaks inverteri *MPPT*-sisendite piirväärtuseid.

Inverteri valikul on määravaks ka salvestussüsteemi olemasolu. Kui salvestusvõimalust ei kavandata, on kuluefektiivsem lahendus tavaline *string-inverter*, millel puudub salvestuslahenduse lisamise funktsionaalsus. Salvestuslahenduse kasutamisel on aga vajalik hübriid-inverter, mis võimaldab energiat suunata akudesse, juhtida energia liikumist aku ja võrgu vahel ning vajadusel ka laadida akusid võrgust. [18]

Kõiki eelpoolmainitud tegureid arvesse võttes valiti simulatsiooni jaoks Solax hübriid-inverter X3-Hybrid-G4-15.0-D, mis on projekteeritud päikesepargi jaoks kerge varuga, arvestades variandiga tulevikus päikesepaneele võimaluse korral juurde lisada. Inverteri põhilised tehnilised näitajad on esitatud tabelis 2.

Tabel 2. Analüüsiks valitud inverteri tehnilised parameetrid [19]

Solax X3-Hybrid-15.0-D	
Suurim soovituslik DC sisendvõimsus, kWp	30,00
Maksimaalne PV sisendpinge, V	1000,00
Nominaalne PV sisendpinge, V	640,00
MPPT pingevahemik, V	180,00 .. 950,00
Käivituspinge, V	200,00
Maksimaalne sisendvool *MPPT* kohta, A	28,00 / 16,00
Maksimaalne lühisvool *MPPT* kohta, A	35,00 / 20,00
Maksimaalne AC väljundnäivvõimsus, kVA	15,00
Maksimaalne AC väljundvool, A	24,10
Kasutegur, %	97,70

Inverteri valikule aitasid kaasa seadme varutoite (*backup mode)* tugi, saadavus Eesti jaekaubanduses ja tootja poolne tugi.

3.2.3. Kiirgusandmete töötlemine

Päikesepargi tootlikkuse simuleerimiseks kasutati reaalseid 2024. aasta päikesekiirguse andmeid. Tartu linnale lähim ilmajaam, mis mõõdab ka summaarset päikesekiirgust, on Tartu-Tõravere meteoroloogiajaam, mille andmed on leitavad Keskkonnaagentuuri ajalooliste ilmaandmete arhiivist [20][21].

Lisaks kasutati *Global Monitoring Laboratory* poolt väljastatud päikesepositsiooni andmeid, mille alusel leiti iga tunni kohta päikese asimuudi ja seniidi nurgad koordinaatidel 58,362° N ja 26,729° E ehk analüüsipiirkonna geograafilise asukoha järgi [22].

Kõiki andmeid töödeldi Microsoft Exceli tarkvaras tunni täpsusega. Iga kuupäev-aeg kombinatsioon esitati maatriksina (kuupäev x tund) eraldi töölehel, võimaldades aastase simulatsiooni kalkulatsioone süstemaatiliselt teostada.

Päikesekiirguse teisendamiseks oli oluline eristada otsest ja hajuskiirgust. Analüüsis kasutati Erbsi empiirilist mudelit, et jaotada mõõdetud globaalne horisontaalne kiirgus kaheks komponendiks, otseseks normaalseks kiirguseks ja hajusaks horisontaalseks kiirguseks. Erbsi mudel kasutab päikesekiirguse tunnipõhist läbipaistvusindeksit (*clearness index)*, mis võrdleb mõõdetud globaalset kiirgust teoreetilise atmosfäärivälise kiirgusega. [23]

DHI – Diffuse horizontal irradiance, ehk hajus horisontaalne kiirgus sõltub teguritest nagu atmosfääri hajumine või pilvisus. Kiirgus arvutati valemiga [23]:

$$DHI = GHI \cdot (1 - F), \tag{3.3}$$

kus *DHI* on hajus horisontaalne kiirgus, W/m^2;

GHI on summeeritud päikesekiirgus horisontaalsel pinnal, mis on saadud Tartu-Tõravere ilmajaamast, W/m^2;

F on järgnevalt leitav tegur:

$$F = \begin{cases} 1 - 0{,}249 \cdot K_t, kui\ K_t < 0{,}35 \\ 1{,}577 - 1{,}84 \cdot K_t, kui\ 0{,}35 \leq K_t < 0{,}75, \\ 0{,}1, kui\ K_t \geq 0{,}75 \end{cases} \tag{3.4}$$

Teguri F arvutamiseks on tarvis suhteindeksit K_t, mis avaldus [23]:

$$K_t = \frac{GHI}{G_0 \cdot \cos(Z_S)}, \tag{3.5}$$

kus G_0 on päikeseenergia konstant, 1367 W/m^2 [24];

Z_S on päikese seniidinurk, °.

DNI – Direct normal irradiance on otsene päikesekiirgus, mis sõltub päikese asukohast taevas. Summeeritud horisontaalse kiirguse valem on järgmine [25]:

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(Z_S) \tag{3.6}$$

Valemist saame tuletada otsese päikesekiirguse jaoks vajamineva arvutuse:

$$DNI = \frac{GHI - D}{\cos(Z_S)} \tag{3.7}$$

Hajusa ja otsese päikesekiirguse kasutamiseks analüüsis ettenähtud päikesepaneelidega oli tarvis arvutada iga tunni kohta nurgategur, mis määrab päikese asukoha hälbe päikesepaneelide asimuudi ja kalde suhtes [26]:

$$A_f = \cos(Z_S) \cdot \cos(\beta) + \sin(Z_S) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma_S - \gamma), \tag{3.8}$$

kus A_f on nurga faktor;

β on päikesepaneeli nurk maapinna suhtes, °;

γ_S on päikese asimuut, °;

γ on päikesepaneelide asimuut, °.

Põhja suuna puhul rakendati paneeli asimuudiks 0 kraadi, lääne suuna puhul 270 kraadi. Koos nurka määrava teguriga arvutati päikesepaneelide pinnale otse langev kiirgus:

$$G_{dir} = DNI \cdot A_f, \tag{3.9}$$

kus G_{dir} on otsene päikesekiirgus horisontaalsel pinnal, W/m^2.

Hajusa kiirguse valem [27]:

$$G_{dif} = DHI \cdot \frac{(1+\mathrm{c}\quad(\beta))}{2}, \tag{3.10}$$

kus G_{dif} on difuusne päikesekiirgus, W/m^2.

Viimase komponendina leiti peegelduv päikesekiirgus [27]:

$$G_{ref} = GHI \cdot \frac{(1-\cos(\beta))}{2}, \tag{3.11}$$

kus G_{ref} on peegeldunud päikesekiirgus, W/m^2.

Kogu päikesekiirgus, mis päikesepaneeli pinnale otseselt langeb, avaldub valemist:

$$G_{total} = G_{dir} + G_{dif} + G_{ref}, \tag{3.12}$$

kus G_{total} on kogu päikeseenergia, W/m^2.

Analüüsis saadud andmed on välja toodud tabelis 3.

Tabel 3. 2024. aasta summeeritud kiirgusandmete väljavõte kuude kaupa, kWh/m^2.

	GHI	G_{total}
Jaanuar	11,17	8,68
Veebruar	22,05	16,89
Märts	62,77	46,77
Aprill	85,62	67,95
Mai	197,99	149,93
Juuni	174,22	140,79
Juuli	160,65	131,46
August	136,75	105,68
September	97,23	71,35
Oktoober	42,23	28,61
November	10,93	8,97
Detsember	6,03	4,74
Kokku	1007,62	781,83

3.2.4. Päikesepargi tootlikkus

Teisendatud päikesekiirguse andmetega teostati tootlikkuse kalkulatsioon järgmise valemi abil:

$$P = G_{total} \cdot S \cdot \eta, \tag{3.13}$$

kus G_{total} on kogu päikeseenergia, W/m^2;

S on päikesepaneelide pindala kokku, m^2;

η on päikesepaneelide kasutegur.

Simulatsiooni täpsustamiseks tuli arvesse võtta ka tootlikkust vähendavad tegurid, nagu päikesepaneelide temperatuuritõus, tolmust tingitud hajuvus ja kaablikaod. Käesolevas töös

on nende mõjude lihtsustatud käsitluseks arvestatud: temperatuurist tingitud kadu 3%; tolmukadu 2,5%; juhtmestikukaod 1% [28].

Analüüsitud tootlikkuse andmeid võrreldi ka *Photovoltaic Geographical Information System* ehk *PVGIS* vabavaralise tarkvaraplatvormi tulemustega. *PVGIS*-keskkonnas modelleeriti sama asukoht, paigutus ja võimsus ning kasutati analüüsiks PVGIS-SARAH3 päikesekiirguse andmebaasi [9]. Saadud tulemused erinesid omavahel alla 5%, kinnitades kohaliku simulatsiooni usaldusväärsust.

Iga kuu tunniandmed summeeriti ning mõlema ala kuupõhised tootlikkuse andmed on esitatud tabelis 4.

Tabel 4. PV-alade aastase tootlikkuse koondväljavõte kuude kaupa, kWh.

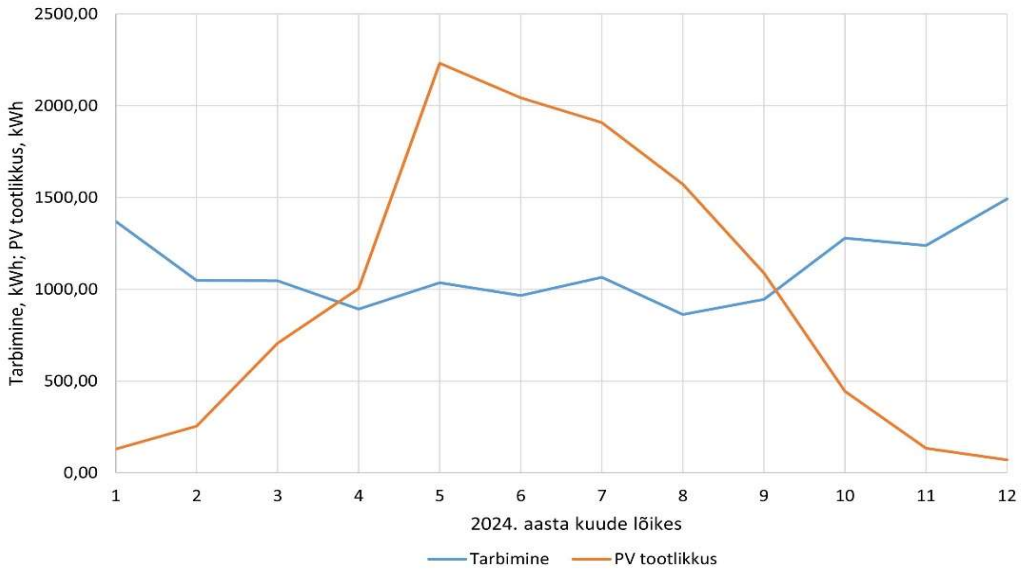
	Töökoda	Kuur
Jaanuar	64,91	41,25
Veebruar	126,24	77,78
Märts	349,55	215,15
Aprill	507,88	338,71
Mai	1120,49	753,99
Juuni	1052,27	722,19
Juuli	982,53	670,91
August	789,83	524,49
September	533,26	327,27
Oktoober	213,79	126,11
November	67,03	42,03
Detsember	35,40	22,88
Kokku	5843,18	3862,77

Tabeli põhjal võib järeldada, et põhja suunatud 8 päikesepaneeli kogutootlikkus jäi alla lääne suunal paiknevate 12 päikesepaneelide tootlikkusega, mida võis isegi eeldada. Üllatav oli pigem tõsiasi, et tootlikkuse erinevus ei olnud nii suur. See omakorda annab mõista, et kui paneelide paigaldamiseks muid võimalusi pole, siis ei tasu põhja suunda täiesti maha kanda.

3.3. Salvestusjaam

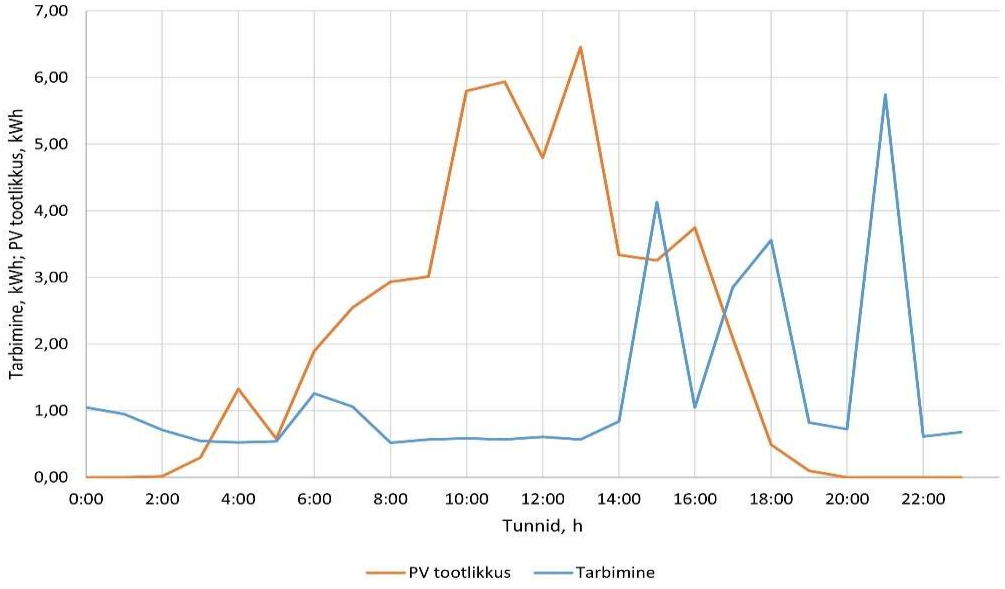
Taastuvenergialahenduste rakendamine majapidamistes on üks võimalus vähendada elektriarveid ja suurendada varustuskindlust. Ka jaotusvõrgu katkestuste korral võimaldab kohalik elektritootmine säilitada elektrienergia kättesaadavuse, eeldusel et tootmise ja tarbimise vahelist tasakaalu suudetakse hallata. [29]

Visuaalse ülevaate saamiseks on koostatud uuritava hoone tarbimise ja projekteeritud päikeseelektrijaama tootlikkuse võrdlus aasta lõikes, mis on esitatud joonisel 10.



Joonis 10. Tarbimise ja tootlikkuse kõverad aastases võrdluses.

Graafikult ilmneb selgelt tootmise ja tarbimise sesoonne ebakõla, Eesti kliimavöötmes on just talvekuudel, mil energiavajadus on kõrgeim, päikeseenergia tootlikkus madalaim. Suvekuudel on olukord vastupidine, tootlikkus ületab sageli tarbimisvajaduse, luues potentsiaalseid ülejääke. Sarnane trend leiab aset ka ööpäevases rütmis (joonis 11)



Joonis 11. Tarbimise ja tootlikkuse suhe päeva lõikes, 19.07.2024.

Graafik illustreerib päris kenasti päevast päikesepargi tootlikkuse ja inimeste tarbimisrütmide nihet. Hommikul tõustes ja enne tööle minekut ning töölt naastes on suuremad tarbimistipud, samal ajal päikesepargi suurim tootlikkus on pigem keskpäeval.

Päikeseenergiast toodetud elektrienergia kasutamise parema ajastamise võimaldamiseks saab projekteeritavasse süsteemi integreerida salvestuslahenduse ehk *BESS – Battery energy storage system*. Akusüsteem võimaldab päevasel ajal toodetud elektrienergiat salvestada ning kasutada seda hilisemal ajal, näiteks õhtusel tipptarbimisel või öösel. [30]
Süsteemi elektriline ühendusskeem koos inverteri ja akusalvestiga on esitatud lisas Lisa 2.

3.3.1. Akusüsteemi toimivusanalüüsi meetod

Simulatsiooniks loodi Microsoft Excelis eraldi töölehed järgmiste funktsioonidega:

- Bilanss – toomise ja tarbimise vaheline erinevus;
- *SOC* (*State of Charge)* – aku hetkeline laetuse tase;
- *Charge* – tunnid, mil toimub akude laadimine;
- Discharge – tunnid, mis toimub akude tühjendamine.

Exceli valemite abil koostati mudel, mis kasutab sisendina Bilanssi ning jälgib samal ajal aku laetuse taset. Kui tarbimisvajadus on täielikult kaetud ja süsteemis on ülejääk, antakse käsk salvestamiseks (*Charge*). Kui esineb puudujääk ja akus on energiat, toimub tühjenemine (*Discharge*). Kui akud on tühjad, kaetakse tarbimine jaotusvõrgust, kui akud on täis, liigub ülejääk lihtsalt võrku.
Akusüsteemi mõju hindamiseks suurendati akumahutavust sammuga 1 kWh. Suurim protsentuaalse kattuvuse (päikesepargi toodanguga tarbimise katmine) kasv ilmnes esimese 6 kWh lisamisel, mille järel iga täiendava kWh mõju vähenes märgatavalt. Tabelis 5 on esitatud tarbimise ja erinevate akulahenduste protsentuaalne võrdlus, kus ainult tarbimisandmeid kasutatakse referentsväärtusena.

Tabel 5. Omatarbe katvus akusalvestuse erinevate mahutavuste korral

	Tarbimine, kWh	Akuta, %	1 kWh, %	5 kWh, %	10 kWh, %	15 kWh, %	20 kWh, %
Jaanuar	1369,32	7,71	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75
Veebruar	1047,81	16,09	17,77	19,23	19,47	19,47	19,47
Märts	1046,41	29,46	33,06	41,92	48,83	51,93	52,59
Aprill	892,23	42,62	46,50	57,99	70,29	78,17	82,24
Mai	1035,64	58,53	62,48	74,64	86,91	93,12	95,48
Juuni	966,27	60,68	64,88	77,86	88,10	92,44	95,31
Juuli	1064,24	50,18	53,82	65,61	75,60	83,66	87,98
August	861,80	50,20	54,98	69,64	81,92	88,80	93,72
September	945,37	38,25	41,93	53,78	66,16	72,77	76,01
Oktoober	1277,81	21,50	23,39	26,17	26,60	26,60	26,60
November	1238,34	8,64	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81
Detsember	1491,29	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
Kokku	13236,53	29,64	32,00	38,51	44,14	47,28	48,90

Simulatsioonitulemused näitavad, et omatarbe katmiseks aku lisamine ei avaldanud märkimisväärset mõju talvekuudel, nagu jaanuar, november ja detsember. Nendel kuudel oli päikeseenergia tootlikkus madal ning enamik energiavajadusest kaeti jaotusvõrgust.

3.3.2. Akusüsteemi valik

2024. aasta tarbimisandmete põhjal kujunes aasta päevaseks keskmiseks energiatarbeks 36,17 kWh. Kuude lõikes kõikus päeva keskmine energiatarve vahemikus 27-48 kWh. Kuna eelnev analüüs näitas, et talvekuudel akud toomise juhtimises sisuliselt ei osalenud, lähtuti mahutavuse dimensioneerimisel ainult suvekuude tarbimismahust. Selle alusel hinnati optimaalseks akusüsteemi kasutatavaks mahutavuseks 10-20 kWh, olenevalt kui suurt osa päevasest tarbimisest katta soovitakse.

Akusüsteemi tippvõimsuse määramisel võeti aluseks võrguanalüsaatori mõõdetud iga faasi maksimaalsed aktiivvõimsuse tunniväärtused. Faaside summeerimisel kujunes maksimaalseks tunni tarbimisvõimsuseks 10,05 kW, mis määrab akusüsteemi minimaalnõude tühjenemisvõimsusele, mille peab tagama inverteri ja akumoodulite kooslus. Inverteriga sobivuse ja süsteemi terviklikkuse tagamiseks valiti Solaxi Solax T-Bat H 5,8 V2 akusüsteem koos kolme HV11550 V2 mooduliga (tabel 6). [31]

Tabel 6. Akusüsteemi parameetrite väljavõte andmete lehelt [31]

Solax T-Bat H 23 V2 (Master + 3x slave)	
Nominaalne pinge, V	460,8
Tööpinge, V	400,0 ~ 524,0
Aku tüüp	$LiFePO_4$
DoD (Depth of Discharge), %	90,0
Kasutatav mahutavus, kWh	20,7
Battery roundtrip efficiency, %	95,0
Maksimaalne võimsus, kW	16,1
Soovituslik laadimis-, tühjenemisvool, A	25,0
Laadimistsüklite arv	6000,0

Tähiste selgitused: *DoD* – laadimissügavus; *Battery roundtrip efficiency* – aku täistsükli efektiivsus.

Valitud süsteemi modulaarne arhitektuur võimaldab tulevikus paindlikku laiendamist. Süsteemi kogumahtuvus 23 kWh võimaldab 90% *Depth of Discharge (DoD)* korral kasutada 20,7 kWh. Sellise mahutavuse juures on võimalik täislaetuna katta maksimaalset energiatarbimist (10,05 kWh) kahe tunni vältel, eeldusel et inverteri väljundvõimsus ei saa piiravaks. Süsteem on suvekuudel suuteline tagama peaaegu täieliku omatarbe kattuvuse, kui päevane päikesepaneelide toodang on piisav.

4. MAJANDUSLIK ANALÜÜS

4.1. Elektritarbimise kuluanalüüs

Kuigi taastuvenergia tehnoloogiad on muutunud kättesaadavamaks, jääb igasuguse energiasüsteemi rajamise keskseks küsimuseks selle majanduslik otstarbekus. Just väiketarbijate investeeringute puhul on oluline hinnata, kuidas kavandatav süsteem mõjutab kuupõhist kulubaasi. Kuna elektrienergia tarbimine väljendub lõpptarbijale eelkõige igakuistes elektriarvetes, siis on loogiline läheneda analüüsile läbi nende.

Elektriarve koosneb mitmest reguleeritud ja turupõhisest komponendist. Käesolevas analüüsis kasutati hinnastamise alusena Enefiti Muutuv paketti, mis sobib keskmisest suuremale eratarbijale ja väiketootjale, kelle tootmisseadmete koguvõimsus on alla 1000 kW.

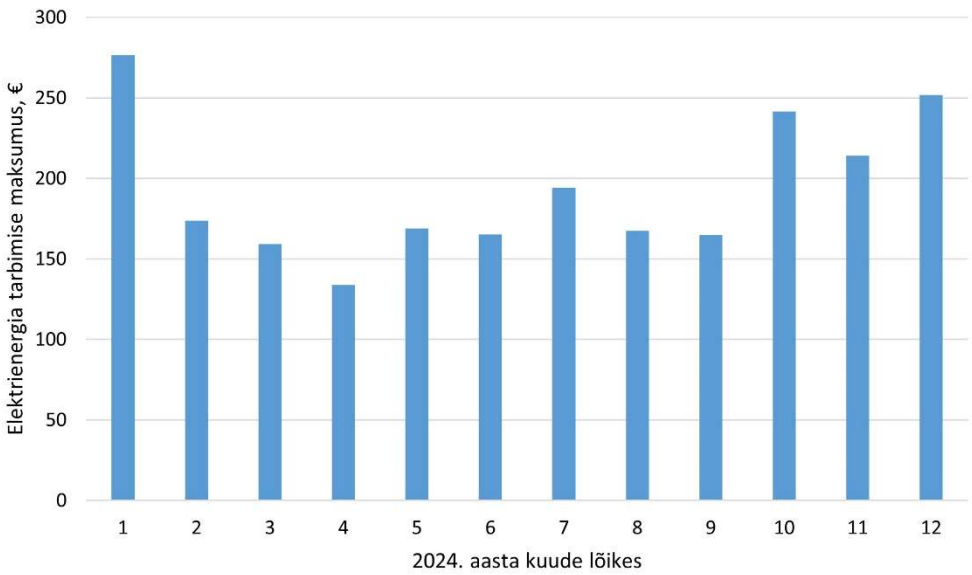
Antud paketi korral kujuneb elektrienergia hind iga tunni kohta vastavalt Nord Pool börsihinnale, millele lisandub elektrimüüja marginaal 0,0045 €/kWh. Pakett sisaldab ka kuutasu 2,02 €/kuu. Lisaks tuleb iga tarbitud kilovatt-tunni kohta maksta taastuvenergia tasu, mis 2024. aastal oli 0,0128 €/kWh. [32]

Elektrienergia hinnale lisandub ka elektriaktsiis. 2024. aasta algusest kuni 30. aprillini kehtis aktsiisimäär 0,00122 €/kWh ning alates 1. maist tõusis see 0,00177 €/kWh. [33]

Lisaks tuleb tasuda võrguteenuse eest, mille hinnad on kehtestatud võrguettevõtja poolt ja kinnitatud Konkurentsiameti poolt. Arvestades uuritava hoone peakaitsme suurust ning aastast tarbimismahtu, sobitus parimaks lahenduseks Elektrilevi Võrk 4 pakett, mille kuutasu on 28,08 €/kuu, päevane elektrienergia edastamise hind 0,045 €/kWh ning öine hind 0,0256 €/kWh. [34]

Elektritarbimise majandusliku mõju hindamiseks hangiti 2024. aasta börsihinnad Elering Live andmebaasist (01.01.2024 – 31.12.2024). Saadud hinnainfot käsitleti koos tunnipõhise tarbimise andmemassiiviga, arvestades kõiki eeltoodud arvekujunduse komponente. Selle põhjal arvutati iga kuu kohta elektriarve kogusumma.

Joonisel 12 on esitatud 2024. aasta elektriarved kuude lõikes.



Joonis 12. Aastane elektritarbe majanduslik koormus kuude lõikes.

Arvutuste tulemusel kujunes 2024. aasta elektriarvete keskmiseks kuumakseks 192,6 €, kusjuures madalaim kuuarve oli aprillis (133,8 €) ja kõrgeim jaanuaris (276,7 €). Aastane kogukulu oli 2310,9 €.

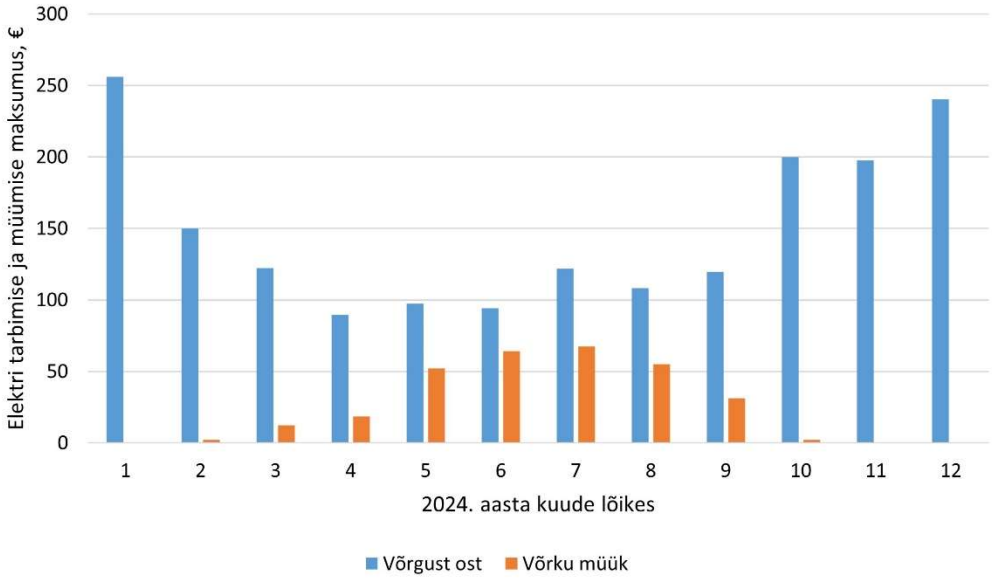
4.2. Päikeseenergia majanduslik kasu

Päikesepargi tootlikkuse majandusliku mõju hindamisel käsitleti kahte olukorda, esiteks tavapärast tarbimist, mille puhul rakendati eelnevas alapeatükis kirjeldatud metoodikat, ning teiseks olukorda, kus majapidamise elektrivajadus oli täielikult kaetud päikesepargi toodanguga ja tekkis ülejääk.

Üle jääva elektrienergia võrku suunamisel ei arvestata võrgutasu, elektriaktsiisi ega taastuvenergia tasu. Müügihind kujuneb Enefiti Muutuva paketi alusel, kus elektrienergia hind põhineb Nord Pool elektribörsi tunnihindadel, millest arvestatakse maha Väiketootja lepingus sätestatud marginaal 0,01 €/kWh. [35]

Kuna antud analüüsietapis ei olnud rakendatud salvestuslahendust, suunati kogu toomisülejääk vahetult võrku. Iga tunni puhul arvestati vastava börsihinnaga, kuid negatiivseid hindasid ei kasutatud, nende asemel määrati miinimumväärtuseks 0 €/kWh, tagamaks vähemalt, et ostuhind ei langeks nullist madalamaks.

Tarbitud ja võrku suunatud elektrienergia kulusid käsitleti analüüsis eraldi, et selgitada välja päikesepargi mõju tarbimiskuludele ja potentsiaalsele tulule. Joonisel 13 on esitatud kuude lõikes elektrienergia ostmise ja müümise maksumuse tulemused.



Joonis 13. Majanduslik mõju kuude lõikes koos päikeseenergia toega.

Päikesepargi toodetud elektrienergia toel kujunes 2024. aasta kogukuluks 1796,94 €. Talvekuudel toimus minimaalne või olematu elektrienergia müük võrku, kuna vähene toodetud energia tarbiti kohapeal. Aastane tulu võrku müügist oli 304,89, millest enamus saadi ajavahemikus maist septembrini. Seega kujunes kogu aasta elektrikuluks (tarbimine miinus müügitulu) 1492,05 €, mis tähendab 818,85 € suurust kokkuhoidu võrreldes ilma päikesetootmiseta olukorraga.

Päikeseelektrijaama majandusliku tasuvuse hindamisel arvestati järgmiste kulukomponentidega:

- päikesepaneelid: hind 85,72 €/tk; kogus 20 tk = 1714,40 €;
    - tootjagarantii 25 aastat = amortisatsioonikulu 68,58 €/aastas [16];
- inverter: hind 1932,66 €;
    - eluiga 12 aastat = amortisatsioonikulu 161,06 €/aastas [19];
- paneelide katusekonstruktsioonid: orienteeruvalt 700 €.

Kogu investeeringu maksumuseks kujunes 4347,06 €. Üldiseid paigaldusmaterjale ja tööjõukulu käesolevas analüüsis ei arvestatud.

Süsteemi tasuvusaeg arvutati investeeringu ja aastase elektriarve kokkuhoiu põhjal, kusjuures kokkuhoiust lahutati seadme aastane amortisatsioonikulu [36]:

$$Tasuvus = \frac{Päikesepargi\ maksumus}{Aastane\ elektriarve\ kokkuhoid - amortisatsioonikulu} \quad (4.1)$$

Selle alusel arvutati, et päikesepargi tasuvusaeg on ligikaudu 7 aastat ja 3 kuud.

4.3. Salvestuslahenduse tasuvus omatarbe kontekstis

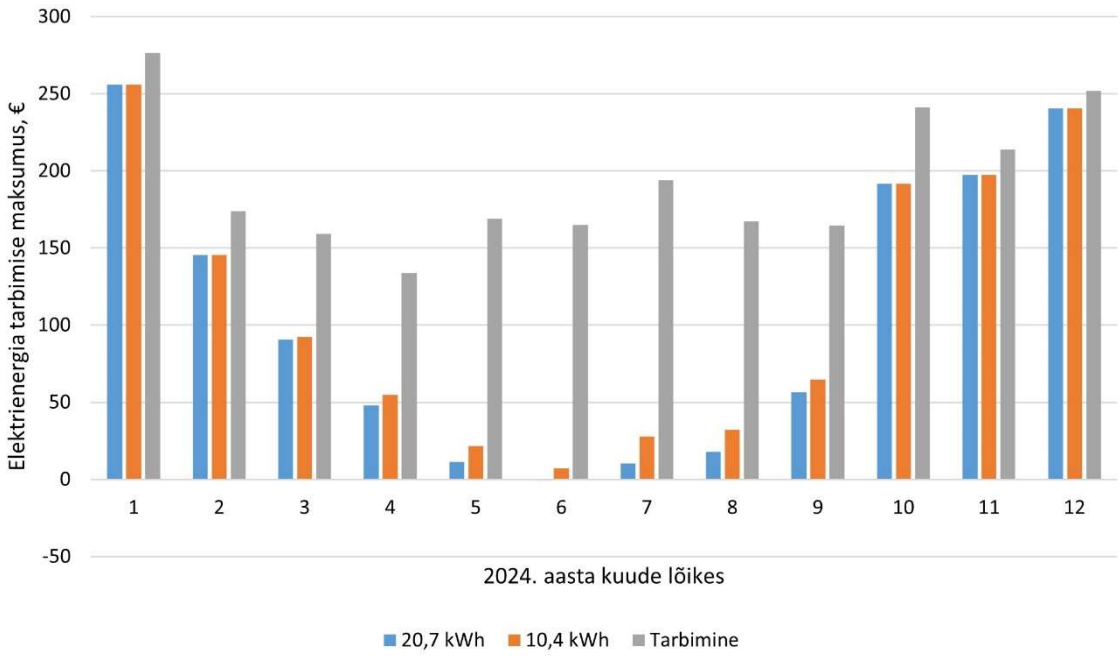
Akusüsteemi integreerimisel lähtuti põhimõttest, et võimalikult suur osa päikesepargi toodetud elektrienergiast kataks majapidamise enda tarbimise. Salvestuselahenduse mõju hinnati kahes erinevas konfiguratsioonis, et võimaldada võrdlusanalüüsi. Esimesel juhul kasutati energeetilises analüüsis määratud optimaalset aku mahutavust 20,7 kWh, teisel juhul arvestati poole väiksema, 10,4 kWh mahutavusega lahendusega.

Mõlemal juhul kasutati Solax T-Bat H 5,8 V2 juhtmoodulit, millele lisati erinev arv HV11550 V2 lisamooduleid:

- T-Bat H 23: koosneb ühest juhtmoodulist ja kolmest lisamoodulist (kasutatav mahutavus 20,7 kWh)
- T-Bat H 11,5: koosneb ühest juhtmoodulist ja ühest lisamoodulist (kasutatav mahutavus 10,4 kWh)

Süsteem toimis viisil, kus toodetud elektrienergiaga kaeti omatarve, ülejääk salvestati ning kui aku oli täis, siis ülejäänud toodangust suunati otse võrku. Hinnastamine toimus eelnevate peatükkide näitel.

Joonisel 14 on esitatud mõlema akusüsteemi variandi mõju majapidamise aastasele elektrikulule, millele on võrdluseks kõrvutatud ilma päikesepargita tarbimise kulu.



Joonis 14. Akusüsteemide mõju majapidamise elektriarvetele kuude lõikes.

Perioodil aprillist kuni septembrini kujunes elektriarvete peamiseks kuluartikliks hoopis elektri- ja võrguteenuste kuutasud, kuna peaaegu kogu energiavajadus oli kaetud majapidamise enda toodetud ja akusalvesti abil ajatatud elektrienergiaga. Maist kuni augustini oli võimalik need katta võrku müüdud ülejäägist.

Aastaseks elektrienergia kogu maksumuseks kujunes:

- 20,7 kWh akusüsteemiga 1265,41 €
- 10,4 kWh akusüsteemiga 1332,17 €

Võrreldes ilma salvestuseta tavatarbimisega, tähendab see 1045,49 € (20,7 kWh korral) ja 978,73 € (10,4 kWh korral) suurust aastast kokkuhoidu.

Tasuvusaja välja selgitamiseks oli tarvis leida ka salvestuslahenduste amortisatsioonikulu. Üheks võimaluseks oli arvutada akusalvestuse tsükli maksumus.

Tootja annab akusüsteemi eluea garantiiks vähemalt 6000 tsüklit, kus üks tsükkel tähendab aku täielikku laadimist ja sellele järgnevat tühjendamist, arvestades süsteemi kasutatava mahutavuse sügavust *(Depth of Discharge – DoD)*.

Tabelis 7 on esitatud mõlema akumahutavuse versiooni hinnastamine ja amortiseerimiskulu.

Tabel 7. Akusüsteemide majanduslik kulukomponent

	T-Bat H 23	T-Bat H 11,5
Salvestuse maksumus, €	8924,30	4654,30
Eluiga, tsükkel	6000,00	6000,00
Tsükli hind, €	1,49	0,78

Aastase tsüklikulu leidmiseks kasutati *FEC – full equivalent cycles* meetodit, kus osalised laadimis- ja tühjendustsüklid teisendati tsükliekvivalentideks ning kumulatiivse tsükliarvu leidmiseks kasutati valemit [37]:

$$n = \frac{E_{charg} + E_{discharg}}{2 \cdot E_{declared}}, \tag{4.2}$$

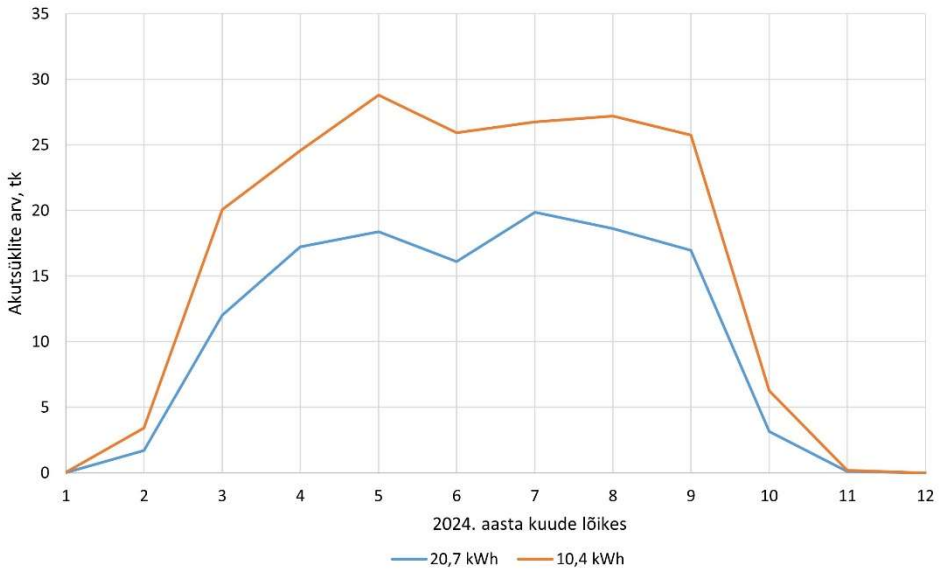
kus n on täistsükliekvivalent, tk;

E_{charge} on ööpäeva summeeritud laadimisenergia, kWh;

$E_{discharge}$ on ööpäevane summeeritud tühjenemisenergia, kWh;

$E_{declared}$ on tootja poolt deklareeritud kasutatav mahutavus, kWh.

Mõlema akusüsteemi puhul teostati terve aasta analüüs, mille tulemuste väljavõte on esitatud joonisel 15.



Joonis 15. Tsüklikulu võrdluse tulemused 2024. aastal kuude lõikes.

Analüüsi põhjal selgus, et 20,7 kWh mahutavusega akusüsteem läbis aastas ligikaudu 124,16 täistsüklit, mis moodustab 2,07% tootja poolt lubatud 6000 tsüklist. Selle põhjal kujunes aku aastaseks amortiseerimiskuluks 184,99 €.

10,4 kWh mahutavusega akusüsteem läbis aastas 188,99 tsüklit, mis on 3,15% lubatud tsüklite arvust ning aastaseks amortiseerimiskuluks 147,41 €.

Saadud tulemused on esitatud tabelis 8.

Tabel 8. Ülevaade akusüsteemide tasuvusanalüüsi tulemustest

	T-Bat H 23	T-Bat H 11,5
Salvestuse maksumus, €	8924,30	4654,30
Aasta elektriarve kokkuhoid, €	1045,49	978,73
Amortisatsioonikulu, €	184,99	147,41
Tasuvusaeg, aasta	10,37	5,60

Tulemuste põhjal saab järeldada, et suurema mahutavusega akulahenduse lisaväärtus elektriarvete vähendamisel oli üsna olematu, kuid tasuvusaeg pikenes pea 5 aasta võrra. Arvestades päikesepargi aastast tootlikkust ja hoone tarbimisprofiili, siis mõlema salvestuslahenduse kokkuhoiu väljavaated olid ligilähedased. Isegi kui arvestada salvestuslahenduste degradatsioonist tingitud mahutavuse langusega, siis sellise konfiguratsiooni juures, väiksema salvestuslahenduse esialgne investeering ja väiksem tsükli ühikhind muudavad selle majanduslikult oluliselt mõtekamaks.

4.4. *EMS – Energy Management System*

Taastuvenergia tootmisvõimaluste arenemisel ja salvestusseadmete kättesaadavamaks muutumisel on aina suurem vajadus toodetud elektrienergia ja salvestussüsteemide optimeeriva juhtimisstrateegia järele. Turule on jõudnud erinevad platvormid, mis pakuvad tarbijatele võimaluse omatarbe suurendamiseks või võimaliku teenitava tulu kasvatamiseks. *EMS* ehk energiamajandusplatvorm on ideeliselt nutikas algoritmide keskkond, mille ülesandeks on optimeerida majapidamise elektrienergia kasutamist, mis tähendab taastuvenergia toodangu, börsihindade ja tarbimise jälgimist ning vastavalt soovitud eesmärkidele vajalikku juhtimist. [38]

Sellised platvormid pakuvad ka arbitraaži võimalust, mis antud kontekstis tähendab salvestussüsteemide kasutamist ainult võrgust pärit elektrienergia juhtimiseks. Kõige lihtsamas tähenduses, odava börsihinna korral laetakse akud täis ja kalli börsihinna korral saadetakse elektrienergia võrku tagasi, tagades hindade erinevusest tingitud tulu teenimise võimaluse.

Käesoleva alapeatüki analüüsi eesmärgiks oli hinnata erinevate juhtimisstrateegiate mõju akusüsteemide majanduslikule tasuvusele. Analüüs sisaldab kahte osa, millest esimene on lihtsustatud Exceli mudel, mis simuleerib arbitraaži töörežiimi, et analüüsida selle majandusliku mõttekust.

Teises osas analüüsiti reaalset, turul aktiivselt tegutsevat, *EMS* pakkuvat platvormi MarkeDroid, et hinnata milline on päris juhtstrateegiaga akusalvestuse tasuvusaeg.

4.4.1. Lihtsustatud arbitraažistrateegia simulatsioon

Käesolevas alapeatükis analüüsiti, kas 4.3. alapeatükis valitud salvestuslahendus suudaks ainuüksi arbitraažiga end majanduslikult õigustada, võttes aluseks 2024. aasta Nord Pool Eesti piirkonna börsihinnad.

Mudel koostati Microsoft Exceli tarkvaraga ning mille strateegia lähtub Nord Pool börsihindade päev ette põhimõttest, mille puhul on võimalik järgneva päeva hindade põhjal koostada salvestuse tööplaan. Iga ööpäeva börsihindadest moodustati edetabel, mille alusel valiti n arv tunnihinnad edetabeli mõlemast otsast (kõige odavamad hinnad ja kõige kallimad hinnad). Valitud hindade põhjal sooritati laadimine ja tühjenemine.

Analüüsi käigus testiti $n = 2$ kuni $n = 11$ ning laadimisvõimsusena kasutati Solax T-Bat 11,5 akulahenduse puhul 5,7 kWh, mis oli elektri liikumise piiranguks mõlemal suunal [31].

Elektrienergia võrgust otsmine ja võrku müük teostati samal meetodil mis defineeriti peatüki esimeses ja teises alapunktis. Akulahenduse netokasumi leidmiseks kasutati eelnevalt arvutatud akutsükli hinda, arbitraaži simuleerimisel saadud aastast akutsüklite arvu ning müügist-ostust tekkinud kasumit. Tasuvusaeg arvutati ainult salvestuse investeeringule.

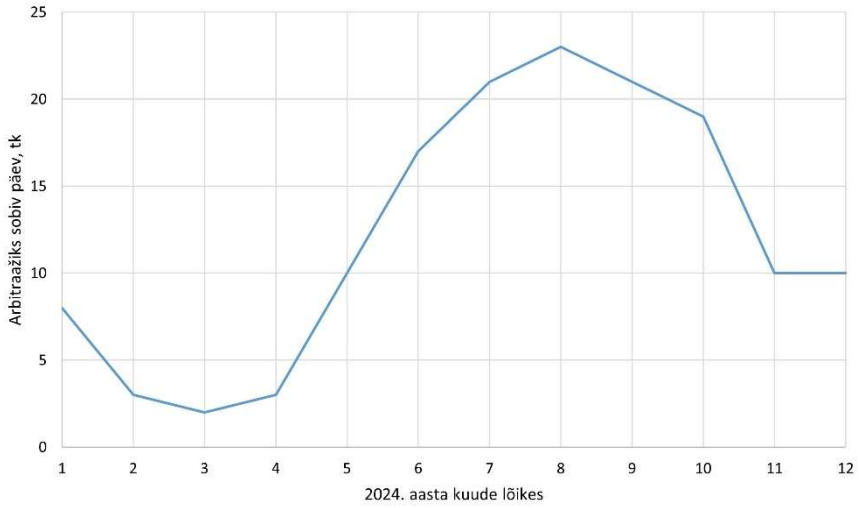
Simulatsiooni parimaks tulemuseks leiti $n = 2$ korral 79 aastat. Tulemuste põhjal on ilmne, et ööpäevas avaldatud börsihinnad ei ole piisavalt volatiilsed, et arbitraaž üksi suudaks akuinvesteeringut õigustada. Lisaks ajavad laadimishinna kõrgeks aktsiisi, taastuvenergia tasu, marginaalid ja kuutasud. Kui laadimis- ja tühjendamistsüklite arvu suurendada, kasvas kogukasum küll mingi piirini, kuid see omakorda suurendas tsüklitest tingitud amortisatsioonikulu, mis pikendas tasuvust.

Tasuva hinnavahemiku leidmiseks arvutati esmalt salvestuse tsüklihind ühe kWh kohta:

$$Tsüklihind\ (kWh) = \frac{Tsüklihi}{Kasutatav\ mahutavus} = \frac{0{,}78\ €}{10{,}4\ kWh} = 0{,}075\ \frac{€}{kW} \qquad (4.3)$$

Seejärel moodustati laadimiskulu taastuvenergia tasu, aktsiisi, võrgutasu ning elektrimüüja marginaali alusel, milleks kujunes 0,075 €/kWh. Võrku müügi korral tuleb juurde veel lisada tsüklihind (kWh) ja müügi marginaal, mis teeb kogu kuluks 0,16 €/kWh.

Kontrollides 2024. aasta Nord Pooli börsi päevaste maksimaalsete ja minimaalsete hindade vahet, ilmes et aasta ulatuses oli 147 päeva, mil elektriostu ja -müügiga poleks miinust tootnud.



Joonis 16. Tsüklikulu võrdluse tulemused 2024. aastal kuude lõikes.

Joonisel 16 on esitatud 2024. aasta sobilike päevade arv kuude lõikes, mil arbitraaž oleks mõttekas olnud.

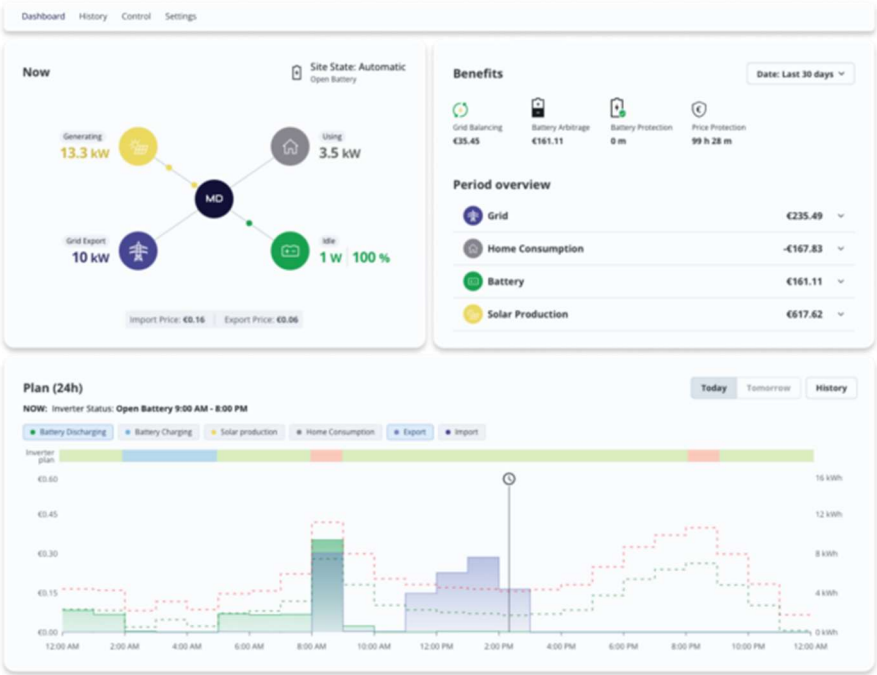
Peale tasuvusanalüüsi mudeli täiustamist tingimusega, et ainult kindlal 147 päeval võib teostada tehinguid, paranes tasuvusaeg 79 aasta pealt 27 aasta peale. Seda osaliselt aastase

tsükliarvu vähenemise ja paremate hinnatingimuste tõttu. Saadud tulemus on aga endiselt pikem kui toote enda eluiga. Meeles tuleb pidada ka salvestuse kasutusest tingitud degradatsiooni, mille tulemusel aku mahutavus väheneb iga aastaga.

4.4.2. Juhtimisplatvorm Markedroid

Töö viimases etapis analüüsiti energiajuhtimissüsteemi MarkeDroid, mis on pilvepõhine energiamajandusplatvorm, võimaldades hallata päikesepargi tootlust, majapidamise tarbimist ja akusalvestust hübriidinverteri kaudu. Platvorm rakendab tehisintellektil põhinevat juhtimisalgoritmi, mis kasutab päev-ette avaldatud börsihindu, päikesepargi tootlikkuse prognoose ja tarbimisprofiili, et koostada tunnipõhised laadimis- ja tühjendamiskavad. [39]

Süsteemi üheks oluliseks eeliseks on *VPP – Virtual Power Plant*, ehk virtuaalne elektrijaam, mis ühendab erinevad hajutatud tootmis- ja salvestusseadmed (nt. päikesepaneelid, akud, elektriautod) ühtseks juhitavaks üksuseks. Sellele lisandub ka platvormi ühilduvus erinevate seadmetootjate süsteemidega, samuti kaugseire ning -haldusega kasutajaliides, mis võimaldab kasutajatel mugavalt protsessidel silma peal hoida ja soovi korral ka sekkuda. [39]



Joonis 17. MarkeDroidi keskkonna visuaalne liides [39].

Kasutajate keskkond pakub erinevaid tööriistu andmete visualiseerimiseks, strateegiate valikuks, teavituste ja logide haldamiseks ning analüütika teostamiseks (joonis 17).

Arvestades, et töö käigus projekteeritud süsteemile ei olnud võimalik platvormi tegelikku juhtloogikat rakendada, siis võrdluse tekitamiseks tugineti 2023. aasta (3. aprill kuni 31. detsember) reaalses majapidamises rakendatud MarkeDroidi töö andmetele. Andmete alusel oli võimalik hinnata platvormi tööloogikat ning majanduslikku tulemuslikkust tegelikes oludes.

Objekt, kus MarkeDroidi rakendati, oli ühe pere eramu Raplamaal, koos 11 kW päikesepargiga. Hoone põhiliseks küttesüsteemiks oli elektriküte mida vajadusel oli võimalik toetada ahiküttega. Küttena oli kasutusel maasoojuspump koos elektrilise põrandaküttega ning õhksoojuspumbad. Sellisest kütte lahendusest oli ka tingitud majapidamise keskmisest kõrgemad elektrienergia kuutarbed.

Paigaldises oli kasutusel kolmefaasiline Deye Sun-20K-SG01HP3-EU-AM2 hübriidinverter, nimivõimsusega 20 kW, mis oli Elektrilevi tehniliste tingimuste alusel piiratud võrku müügiga 10 kW. Inverter oli ühendatud Deye Solarman Business haldusplatvormiga, mis võimaldas ka nutikat akude juhtimist.

Salvestuslahendusena oli valitud BYD Premium – HVM 11.0 akumoodul, nimipingega 204 VDC. Valiku põhjusteks toodi välja salvestuse hind, garantiitingimused ning sobivus olemasoleva inverteriga. Akusüsteem rakendab ka akuhaldussüsteemi *BMS* (*Battery Management System)*, mis vastutab akuelementide kontrolltoimingute eest.

Valitud seadmete koostööd koordineeris MarkeDroid, mis juhtis Deye inverteri tööd, mis omakorda suhtles BYD HVM 11,0 *BMS*-ga. MarkeDroidi üheks baasfunktsiooniks on küll energia ning turu hinnastamise detailsete andmete väljastamine, ometi see andmehõive hetkel ei toiminud. Andmehõive ajal oli platvormil kuupõhine teenustasu 11 eurot.

Lähteandmetena oli kasutada Solarman Business rakendusest pärit inverteri andmed. Deye inverter jäädvustas 5 minutilise intervalliga mediaanvõimsused igal inverteri poolt jälgitud suunal ning aku väärtused. Andmete põhjal leiti võimsuste keskväärtused iga tunni kohta rakendades valemit:

$$P_{tund} = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12} P_i, \tag{4.4}$$

kus P_{tund} on võimsuse keskväärtus tunnis, kW;

P_i on antud kontekstis 5 minuti mediaanvõimsus, kW.

Kuna andmete töötlemisel rakendati edaspidi tunnipõhist loogikat, siis olid võimsuse väärtused otseselt ülekantavad energiaväärtusteks tunni kohta. Saadud andmetest eraldati

päikesepargi tootlus, majapidamise tarve, energia müük võrku ning akude laadimine ja tühjendamine.

Analüüsi käigus arvutati eelnevate peatükkide elektrienergia ostu ja müügi loogikat kasutades aku laadimise ning tühjendamise kuised rahalised väärtused, lisaks kuude lõikes aku tsüklite arv.

Saadud tulemuste ülevaade on esitatud tabelis 9. Tuleb märkida, et päikesepargi tootlikkus ületab antud kontekstis märkimisväärselt kogutarbimist.

Tabel 9. Energeetiliste andmete ülevaade kuude kaupa.

Kuu	PEJ tootlus, kWh	Tarbimine, kWh	Võrgust tarbimine, kWh	Aku laadimine, kWh	Aku tühjendamine, kWh	Aku tühjenemise tsüklite arv
Aprill	4,72	2,75	2,85	0,20	1,53	0,09
Mai	2430,21	489,57	114,87	206,95	202,12	11,48
Juuni	2884,59	458,61	7,61	228,17	213,77	12,15
Juuli	2301,18	431,13	1,44	223,16	204,23	11,60
August	1788,44	386,75	16,65	227,86	206,70	11,74
September	1449,89	462,16	214,47	255,99	230,65	13,11
Oktoober	830,80	769,27	630,25	302,98	316,27	17,97
November	227,29	970,77	973,72	281,94	300,25	17,06
Detsember	71,59	1208,17	1291,07	242,30	263,37	14,96
Kokku:	11988,70	5179,19	3252,94	1969,55	1938,90	110,16

Tabelisse koondatud summaarse aku laadimise ja tühjendamise andmete alusel on võimalik hinnata ka aku efektiivsust, kasutades selleks valemit:

$$\eta = \frac{E_{välja}}{E_{sisse}} \cdot 100\%, \tag{4.5}$$

kus η on salvestusseadme kasutegur, %;

$E_{välja}$ on aku tühjenemise energia, kWh;

E_{sisse} on aku laadimise energia, kWh.

Mõõteperioodi andmete järgi on salvestuslahenduse efektiivsus 98,44%, mis vastab aku spetsifikatsioonis esitatud ≥ 96% kasutegurile.

Tasuvusanalüüsi teostamiseks vajalikud paigaldise parameetrid on avaldatud tabelis 10.

Tabel 10. Paigaldise majanduslikud näitajad.

PEJ hind, €	17800,00	Taastuvenergia tasu kuni 01.06, €/kWh	0,0124
Aku hind, €	5000,00	Taastuvenergia tasu alates 01.06, €/kWh	0,0113
Perioodi tarbimise hind, €	1027,69	Arvutuslik võrgust ost, €	587,35
MarkeDroidi kuutasu, €	11,00	Arvutuslik võrku müük, €	434,08
Aku mahutavus, kWh	11,00	Aku amortisatsioon perioodi kohta, €	185,06
Elektri edastustasu öösel, €	0,0328	Aku amortisatsioon tsükli kohta, €	1,67
Elektri edastustasu päeval, €	0,0567	Aku amortisatsioon kuu kohta, €	20,44

Aku tasuvuse arvutamiseks rakendati lähenemist, kus ei eristatud energia päritolu (kas laadimine toimus päikesest või võrgust), vaid tühjenemise energiamahud hinnastati vastavalt

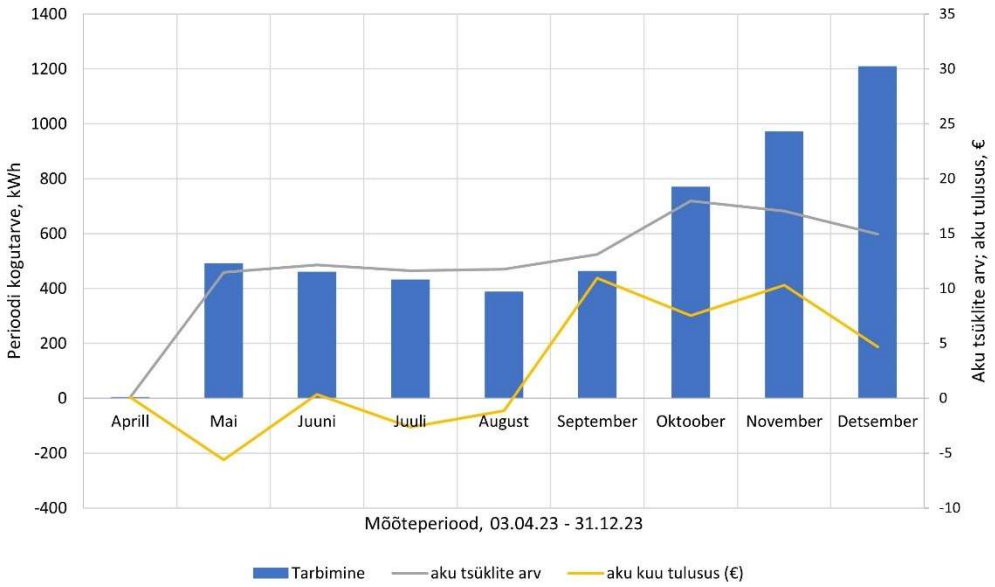
börsihinna alusel ja summeeriti kuude lõikes. Saadud tulu arvestati kui aku abil saavutatud säästu:

$$Kuu\ tulusus = H_{dis} - \frac{n \cdot aku\ hind}{aku\ nominaalne\ tsüklite\ arv} - kuutasu, \tag{4.6}$$

kus H_{dis} on kuu jooksul akust välja laetud energia hulga tulu, €;

n on kuus kulunud tsüklite arv.

Arvutuste tulemusel kujunes kogu perioodi aku kasutamisest saadud tulusus -74,5 €, mis viitab, et sellise tarbimisprofiiliga ei olnud süsteem majanduslikult mõttekas. Joonisel 18 on esitatud graafik, mis seob tarbimise mahu ja tulususe.



Joonis 18. Majapidamise tarbimine ja aku tulusus kuude lõikes.

Jooniselt võib välja lugeda seose aku tulususe suurenemise ja majapidamise tarbimise kasvu vahel. Kui arvesse võtta mõõteperioodist välja jäänud kuud, mis detsembri näitel võivad terve aasta tarbimismahtu oluliselt suurendada, siis on oodata ka aku tulususe suurenemist. Kui aga võrdlusena arvutada paigaldise tasuvus sarnaselt eelnevatele peatükkidele, eeldatavast aastasest tarbimise maksumusest (ainult tarbimine ilma PEJ tootluseta) lahutades arvutatud aastane võrgust ostmise hind (koos aku aastase amortisatsioonikuluga), siis saadud tulemusena oleks salvestuse tasuvusajaks veidi üle 11 aasta.

5. MUREKOHAD JA TULEVIKU VÄLJAVAATED

Töö keskendus päikeseenergia ja akupõhiste salvestuslahenduste tasuvuse hindamisele Eesti kontekstis, toetudes reaalsetele tarbimisprofiilidele ning kiirgusandmetele. Nende alusel loodud Exceli lihtsustatud eeldusmudelid ei olnud eesmärgiks omaette, vaid toimisid tööriistana, mille abil hinnata erinevaid konfiguratsioone.

Analüüsi käigus ilmnesid järgmised olulised tähelepanekud:

- ilma piisava PV-tootluse ja börsihindade volatiilsuseta on aku investeeringu tasuvusaeg liiga pikk, et see oleks atraktiivne ainult majanduslikel kaalutlustel;
- arbitraažiga üksinda on päris keeruline investeeringut õigustada, börsihindade kõikumine 2024. aastal ei pakkunud piisavalt erinevust tulu teenimiseks;
- suurim väärtus ilmnes just omatarbe suurendamises.

Arvestades energiatarbimise pidevat kasvu ning jaotusvõrkude infrastruktuuri vananemist, muutuvad lokaalsete tootmisseadmete töö optimeerimine järjest olulisemaks. Olgu selleks tipukoormuste vähendamine läbi lokaalse salvestuse või tootmise nutikas juhtimine. Selleks võiks lähemalt uurida *EMS* juhtloogikaid ja nende kaudu paremini mõista lokaalse energiamajanduse kitsaskohti.

Lisaks võiks ühe uurimissuunana käsitleda ka salvestuslahenduste puhul sagedus- ja võimsusreservides osalemist, arvestades sealjuures turureegleid ja tulu teenimise võimalust. Suurendades ka tarbimisprofiilide hulka kui muutujaid analüüsis, oleks võimalik tulemuste põhjal hinnata tasuvusaja tõenäosusjaotusi eri profiilide lõikes ning paremini mõista tarbimise ja tootmise omavahelisi dünaamikaid.

KOKKUVÕTE

Käesoleva töö eesmärgiks oli hinnata teoreetiliselt PV-mikrotootmise ja akupõhise salvestusjaama majanduslikku tasuvust, tuginedes reaalsele elektritarbimise profiilile, Tõravere ilmajaama kiirgusandmetele ning MarkeDroidi juhitava süsteemi toorandmetele.

Analüüsis käsitleti kolme lahendusvarianti: tarbimisprofiil koos päikesepargi tootlusega, tarbimisprofiil koos PV tootluse ja salvestuslahendusega omatarbe suurendamiseks ning hübriidpaigaldis koos nutikate juhtalgoritmidega. Kõik kolm lahendust modelleeriti Microsoft Exceli keskkonnas, millest viimase puhul rakendati MarkeDroidi juhitava inverteri toorandmeid.

Simulatsioonitulemused näitasid, et päikesepargil põhinev mikrotootmine vähendas aastast elektriarvet 818,85 € võrra. Suurim osa kokkuhoiust saavutati märtsist septembrini. Talvisel perioodil oli tootlikkus minimaalne, ent optimaalse paigutuse ja puhastatud paneelide korral on ka nendel kuudel mõningane toodang võimalik. Projekteeritud päikesepargi tasuvusajaks kujunes 7 aastat ja 3 kuud.

Salvestuslahenduse lisamine tõstis omatarbe määra suvekuudel märgatavalt, kohati isegi peaaegu 100%-ni. Akumahutavuse mõju analüüsides ilmes, et projekteeritud päikesepargi ja uuritava hoone tarbimisprofiili puhul oli aastane elektriarve kokkuhoid nii 23 kWh kui ka 11,5 kWh mahutavuse korral marginaalse erinevusega, samas kui 23 kWh akusalvesti algne investeering oli kaks korda suurem. Sel põhjusel osutus väiksema mahutavusega lahendus antud tarbimisprofiili ja tootlikkuse puhul ratsionaalsemaks, tasudes end ära pea 6 aastaga. Oluline puudus salvestuse rakendamisel ilmes siiski talvekuudel, mil aku jäi sisuliselt kasutamata.

Lihtsustatud arbitraažiloogika simulatsioon näitas, et 2024. aasta Nord Pool Eesti hinnapiirkonna puhul ei olnud börsihinna kõikumine piisav, et tagada aku abil ostu-müügi tsüklitega märkimisväärset kasu. Arvestades, et elektrimüügi puhul peab olema hind piisavalt kõrge, et katta kõik elektriostuga kaasnevad maksud, siis 2024. aastal oli Nord Pool börsil kõigest 147 päeva kui maksimaalse ja minimaalse hinna erinevus oli piisav. Kuigi teoreetiliselt oleks võimalik arendada keerukam algoritm, mis reageerib dünaamilisemalt hinnamuutustele, tuleks sellisel juhul arvesse võtta lisandunud akutsüklitest tulenevat suuremat amortisatsioonikulu.

MarkeDroidi platvormi töö põhjal tuvastati küll toimiv tsüklite juhtimine ja energiaga kauplemine, kuid konkreetse tarbimisprofiili juures jäi aku kasutamine siiski majanduslikult kahjumlikuks, ehk siis kuutasud ja laadimiskulud ületasid saadava tulu.

Kokkuvõttes saab väita, et päikesepargi tootlikkus koos mõõduka salvestuslahendusega võib olla mõistlik investeering, kui eesmärgiks on pigem omatarbe suurendamine koos minimaalse arbitraaži või tipukoormuste vähendamisega talvistel kuudel. Hübriidpaigaldiste tasuvus sõltub aga oluliselt tarbimisprofiilist, börsihindade kõikumise intensiivsusest ja teenuste fikseeritud kuludest. Seega väga oluliseks võib osutuda ka sobivama võrgu/elektrimüüja paketi valik ja kuutasude optimeerimine.

ALLIKALOEND

[1] **Masso, M.** (09.10.2024). Üle Eesti muutuvad elektrienergia tarbijad üha aktiivsemaks. – Arenguseire keskus [artikkel] https://arenguseire.ee/uudised/ule-eesti-muutuvad-elektrienergia-tarbijad-uha-aktiivsemaks/ (20.05.2025)

[2] **Hutchins, M.** (30.12.2024). A tumultuous year for solar and batteries. – PV magazine [artikkel] https://www.pv-magazine.com/2024/12/30/a-tumultuous-year-for-solar-and-batteries/ (20.05.25)

[3] **Potter, K., Favour, O.** (2024). Integration of Solar Energy with Energy Storage Systems. – SSRN. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4888883

[4] **Han, X., Garrison, J., Hug, G.** (2022). Techno-economic analysis of PV-battery systems in Switzerland. – Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 158. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112028

[5] **Aniello, G., Shamon, H., Kuckshinrichs, W.** (2021). Micro-economic assessment of residential PV and battery systems: The underrated role of financial and fiscal aspects. – Applied Energy. Vol. 281. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115667

[6] **Shabbir, N., Kütt, L., Raja. H.A., Jawad, M., Allik, A., Husev, O**. (2022). Techno-economic analysis and energy forecasting study of domestic and commercial photovoltaic system installations in Estonia. – Energy. Vol. 253. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124156

[7] **Meister, R., Yaici, W., Moezzi, R., Gheibi, M., Hovi, K., Annuk, A.** (2025). Evaluating the Balancing Properties of Wind and Solar Photovoltaic System Production. – Energies. Vol. 18, No. 7. https://doi.org/10.3390/en18071871

[8] KewTech, Products, KEW6315 Power Analyzer datasheet. https://www.kewtechcorp.com/media/uploads/2021/11/KEW6315-Datasheet.pdf (22.02.25)

[9] European Commission, Photovoltaic Geographical Information System. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (11.05.25)

[10] Maa- ja Ruumiamet, Geoportaal, Kaardirakendused, Maainfo [veebileht]. https://xgis.maaamet.ee/xgis2/page/app/maainfo (21.02.25)

[11] EHR, Ehitise andmed, Nigula 20, Tartu. https://livekluster.ehr.ee/ui/ehr/v1/building/104025150 (27.05.25)

[12] **Meitern, M.** (2025). Navigating the rise of energy communities in Estonia: Challenges and success through case studies. – Energy Policy. Vol. 198. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114514

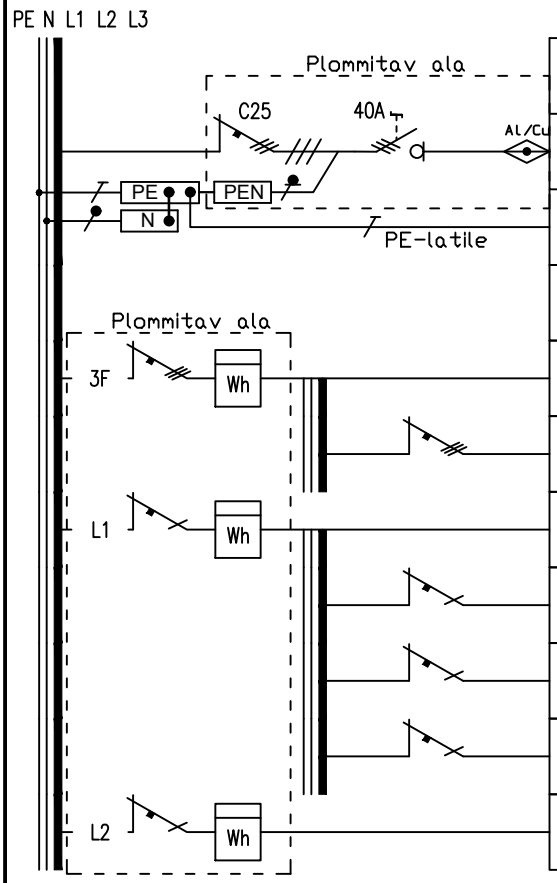
[13] **Rosin, A., Vinnal, T., Hõimoja, H., Astapov, V., Biechl, H., Janson, K.** (2017). Alternatiivsete tehniliste lahenduste kasutamine pingeprobleemide lahendamisel madalpingevõrgus. Uurimistöö. Tallinn: Tallinna Tehnikaülikool Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut. 147 lk. https://digikogu.taltech.ee/et/Download/9b3f0c08-42dd-4fc9-9f1e-1efd9315378c (22.02.25)

[14] **Treufeldt, Ü., Meldorf, M., Leinakse, M., Salumäe, U., Kilter, J., Krusell, K., Reinson, A., Matjas, I.** (2016). Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrgu koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud. Uurimistöö. Tallinn: Tallinna Tehnikaülikool Elektroenergeetika instituut. 144 lk. https://www.elering.ee/sites/default/files/2021-10/%C3%9Clekandev%C3%B5rgu%20koormuste%20staatilised%20ja%20d%C3%BCnaamilised%20karakteristikud%2C%202016.pdf
[15] Elektrilevi, Liitumised, Elektritootja liitumine [veebileht]. https://elektrilevi.ee/et/liitumised/elektritootja-liitumine (26.02.25)
[16] Recom Technologies, Datasheets, Black Tiger 665 – 680 Wp. https://recom-tech.com/wp-content/uploads/2024/09/RCM-xxx-RDBRCNxxx655-680-N-G10-30-SW-15V-048-2024-08-v1.0-1.pdf (26.02.25)
[17] **Katche, M.L., Makokha, A.B., Zachary, S.O., Adaramola, M.S.** (2023). A comprehensive review of maximum power point tracking (MPPT) techniques used in solar PV systems. – Energies. Vol.16, No. 5. https://doi.org/10.3390/en16052206
[18] **Savkhedkar, M.R., Chaudhari, Y.E., Darkunde, N.D., Shinde, M.** (2023). Solar hybrid inverter. – International Research Journal of Modernization in Engineering Technology and Science. Vol. 5, No. 11. https://www.irjmets.com/paperdetail.php?paperId=1199aaf1c57f236d835002bcb0248cd7&title=Solar+Hybrid+Inverter&authpr=Mayur+Ravishankar+Savkhedkar
[19] Solax, Products, X3-Hybrid-G4 [veebileht] https://www.solaxpower.com/products/x3-hybrid-g4/ (27.02.25)
[20] Keskkonnaagentuur, Seirevõrk, Tartu-Tõravere meteoroloogiajaam [veebileht]. https://www.ilmateenistus.ee/meist/vaatlusvork/tartu-toravere-meteoroloogiajaam/ (27.02.25)
[21] Keskkonnaagentuur, Kliima, Ajaloolised ilmaandmed [veebileht] https://www.ilmateenistus.ee/kliima/ajaloolised-ilmaandmed/ (27.02.25)
[22] National Oceanic & Atmospheric Administration, NOAA Solar Calculations Year [veebileht] https://gml.noaa.gov/grad/solcalc/calcdetails.html (27.02.25)
[23] **Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A.** (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. – Solar Energy. Vol. 28, No. 4, pp. 293-302. https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4
[24] **Kambezidis, H.D.** (2012). Comprehensive Renewable Energy, The Solar Resource. – Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. Vol. 3, pp. 27-84. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00302-4
[25] **Akshay, V.R.** (2022) Solar irradiance calculation guide. – Republic of Solar [veebileht] https://arka360.com/ros/solar-irradiance-calculation/ (28.02.25)
[26] **Duffie, J.A., Beckman, W.A.** (2013). Solar Engineering of Thermal Processes. 4th edition. Wiley: Hoboken. 928 lk.
[27] **Perry, M.** (12.12.18) New product support: Bifacial plane of array, solar energy's newest irradiance expression – Campbell Scientific [veebileht] https://www.campbellsci.ca/blog/albedo-resource-assessment (29.02.25)
[28] **Kennedy, R.** (02.032023). Guide to understanding solar production losses. – PV magazine [artikkel] https://www.pv-magazine.com/2023/03/02/guide-to-understanding-solar-production-losses/ (02.03.25)
[29] **Chen, Q., Kuang, Z., Liu, X., Zhang, T.** (2022). Energy storage to solve the diurnal, weekly and seasonal mismatch and achieve zero-carbon electricity consumption in buildings. – Applied Energy. Vol. 312. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118744
[30] **Li, B., Liu, Z., Wu, Y., Wang, P., Liu, R., Zhang, L.** (2023). Review of photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: Challenges and opportunities. – Journal of Energy Storage. Vol. 61. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106763

[31] Solax, Products, T-Bat H 23 [veebileht]
https://www.solaxpower.com/products/t-bat-sys-hv-5-8/ (05.03.25)
[32] Enefit, Elektripaketid [veebileht]
https://www.enefit.ee/et/era/elekter/elektrileping-ja-paketid#/ (09.03.25)
[33] Riigi 2020. aasta lisaeelarve seadusega seonduvate seaduste muutmise seadus (COVID-19 haigust põhjustava koroonaviiruse levikuga seotud meetmed) (2020). RT I, 21.04.2020, 1.
[34] Elektrilevi, Võrguleping, Võrgupaketid [veebileht]
https://elektrilevi.ee/et/vorguleping/vorgupaketid (09.03.25)
[35] Enefit, Taastuvenergia, Väiketootja [veebileht]
https://www.enefit.ee/et/era/taastuvenergia/tooda-ise/ (13.04.25)
[36] **Gojar, L.J., Liscano, J.M., Manalansan, H., Magcalas, M., Pampo, F., Parungao, R.L.** (2022). Return of Investment Analysis of Solar Powered DHVSU Gymnasium. – IRE Journals. Vol 6. No. 1.
https://www.irejournals.com/formatedpaper/1703608.pdf (15.04.25)
[37] **Szczuka, C., Sletbjerg, P., Bruchhausen, M.** (2024). Performance and Durability Requirements in the Batteries Regulation Part 1: General assessment and data basis. – European Commission, JCR technical report.
https://dx.doi.org/10.2760/289331 (15.04.25)
[38] **N. Saito** (2015). Ecological Design of Smart Home Networks.- Technologies, Social Impact and Sustainability. Woodhead Publishing.
https://doi.org/10.1016/C2013-0-16467-7 (22.04.25)
[39] MarkeDroid, Features [veebileht]
https://www.markedroid.com/features/ (10.05.25)

LISAD

Lisa 1. Elektripaigaldise *SLD*

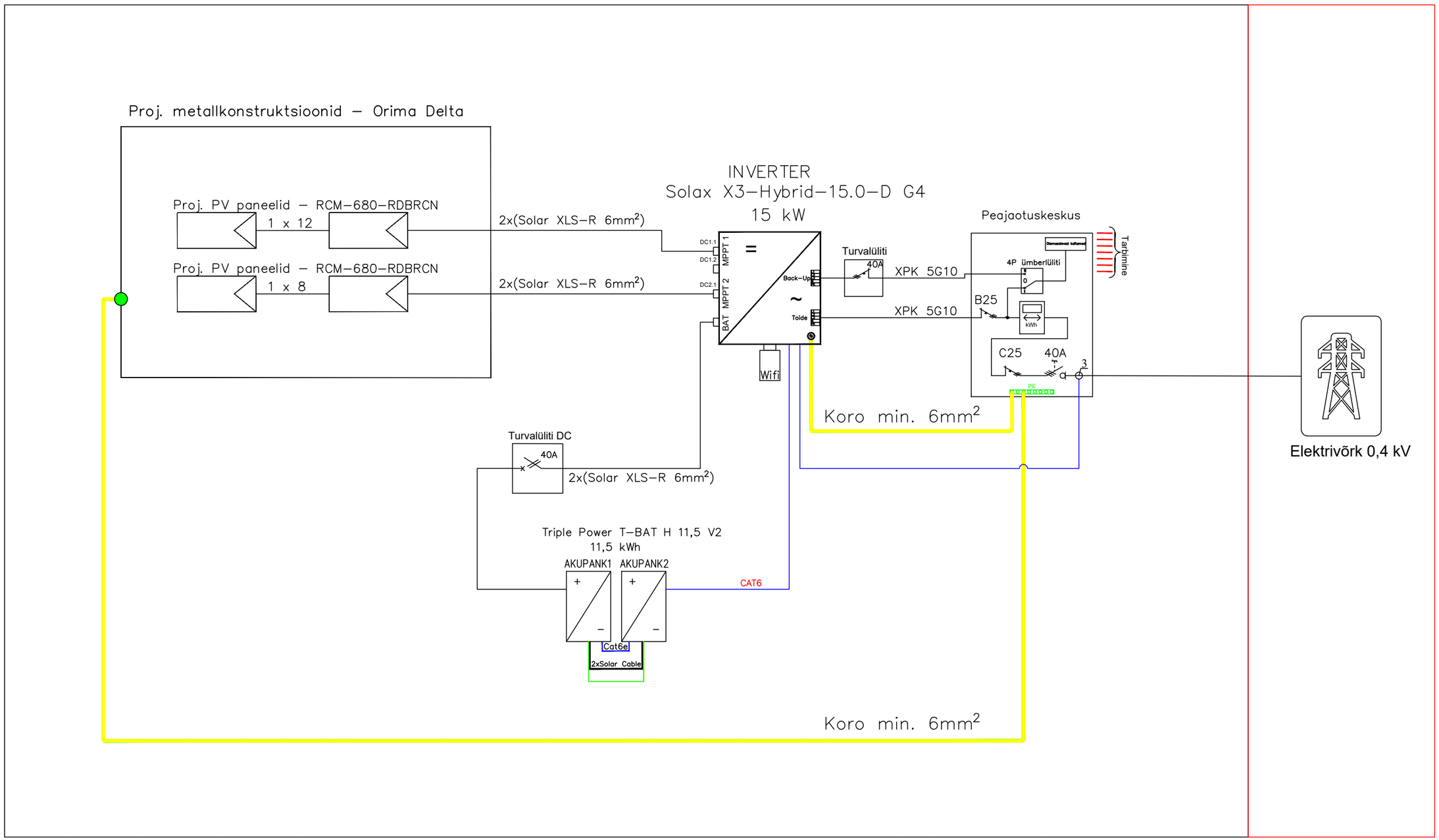


FIIDER	VÕRGU TEHNILISED ANDMED				
	Grupi tähis	Nimetus	Kaitse	Võimsus kW	Juht Max pingelang Min lühisvool
	Q1	Hoone sisestus LP-st TN-C-S	C25		XPJ-HF 5G6
		Kordusmaandus			
		Esimese korruse korteri JK	C20		
		3F jõupesa kilbi all	C10		XPJ-HF 3G2,5
		Kommunaalvool	C20		
		Pistikupesa	C10		XPJ-HF 3G2,5
		Töökoda	C10		XPJ-HF 3G2,5
		Kelder	C10		XPJ-HF 3G2,5
		Teise korruse korteri JK	C20		

Eesti Maaülikool	Objekt: Nigula 20		Projekt/Staadium: PP
	Tellija:		
	Objekti asukoht: Nigula 20, Tartu linn, Tartu maakond		Töö nr.: 001-25
Projekteeris: R. MEISTER	Joonise nimi: Peajaotuskeskus SLD		Joonise nr.: 01
Kinnitas: A. KÄRP			
Kuupäev: 27.05.2025	Fail: EL-5-01	Lehekülg: 1/1	Lehe mõõt: A4

Lisa 2. PV-mikrotootmise ja salvestusjaama elektriline ühendusskeem

El–skeem



Eesti Maaülikool	Tellija:			
	Objekt:	Nigula PEJ ja salvestusjaam Nigula 20, Tartu linn, Tartu maakond		
	Joonis:	PÄIKESEELEKTRIJAAM + SALVESTUS Põhimõtteskeem		
Joonestaja: R. MEISTER				
Vastutav isik: A. KÄRP	Staadium: PP	Mõõtkava: A3	Märkus:	
Kuupäev: 31.05.2025	Töö nr: 001–25	Joonise nr: EL–5–02	Leht: 1/1	

Lisa 3. Lihtlitsents lõputöö salvestamiseks ja üldsusele kättesaadavaks tegemiseks ning juhendaja(te) kinnitus lõputöö kaitsmisele lubamise kohta

Mina, Riho Meister,

(*autori nimi*)

sünniaeg 02.05.1985,

1. annan Eesti Maaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda koostatud lõputöö PV-mikrotootmise ja akusalvestusega hübriidpaigaldise energeetiline ja majanduslik analüüs,

   (*lõputöö pealkiri*)

   mille juhendaja(d) on Andres Annuk, PhD., Andreas Kärp, BA.,

   (*juhendaja(te) nimi*)

   salvestamiseks säilitamise eesmärgil, sealhulgas digitaalarhiivi EMU DSpace lisamiseks ja Creative Commonsi litsentsiga CC BY NC ND 4.0, mis lubab autorile viidates lõputööd reprodutseerida, levitada ja üldsusele suunata ning keelab luua tuletatud teost ja kasutada teost ärieesmärgil, üldsusele kättesaadavaks tegemiseks kuni autoriõiguse kehtivuse lõppemiseni;
2. olen teadlik, et lihtlitsentsiga antavad õigused jäävad alles ka mulle;
3. kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest tulenevaid õigusi.

Lõputöö autor (allkirjastatud digitaalselt, kuupäev digitaalallkirjas)

Riho Meister

Juhendaja(te) kinnitus lõputöö kaitsmisele lubamise kohta

Luban lõputöö kaitsmisele.

Juhendaja(d) (allkirjastatud digitaalselt, kuupäev digitaalallkirjas)