



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**PÄIKESEPARGI PAIGALDAMISE PROJEKTI
TASUVUSE HINNANG ENERGYPRO TARKVARA
ABIL**

**PROFITABILITY ANALYSIS OF A SOLAR SYSTEM
INSTALLATION PROJECT USING ENERGYPRO
SOFTWARE**

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Markus Lilleste

Üliõpilaskood 193622EAAB

Juhendaja: Jelena Šuvalova, vanemlektor

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:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

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

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

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

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Markus Lilleste (autori nimi)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose Päikesepargi paigaldamise projekti tasuvuse hinnang energyPRO tarkvara abil, (lõputöö pealkiri)

mille juhendaja on Jelena Šuvalova,
(juhendaja nimi)

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 (kuupäev)

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 kaks 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.

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Markus Lilleste (nimi, üliõpilaskood)

Õppekava, peeriala:EAAB16/17 – Elektroenergeetika ja mehhatroonika (kood ja nimetus)

Juhendaja(d): Vanemlektor, Jelena Šuvalova, 6203769 (amet, nimi, telefon)

Konsultant:(nimi, amet)

..... (ettevõtte, telefon, e-post)

Lõputöö teema:

(eesti keeles) Päikesepaneelide paigaldamise projekti tasuvuse hinnang energyPRO tarkvara abil

(inglise keeles) Profitability analysis of a solar system installation using energyPRO software

Lõputöö põhieesmärgid:

- 1.Tutvuda päikeseenergeetika arengust ja päikesepeakide potentsiaalset toota elektrienergiat erinevatel laiuskraadidel
- 2.Hinnata päikesepeakide tasuvust erinevate paigaldusviiside ja elektrihindadega
- 3.Leida parim päikesepeakide lahendus autori vanematele

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Lähteandmete kogumine ja simuleerimine	01.03.2024
2.	Töö esimene versioon valmis	24.04.2024
3.	Töö lõplik versioon valmis	13.05.2024

Töö keel: Eesti

Lõputöö esitamise tähtaeg: "....".....2024a

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

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

Konsultant: ".....".....20.....a
/allkiri/

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

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

EESSÕNA	7
SISSEJUHATUS.....	8
1. PÄIKESEENERGEETIKA	9
1.1 Elektritootmise potentsiaal	9
1.2 Päikeseenergeetika areng.....	12
2. MUDELI LÄHTEANDMED	14
2.1 Projekti tutvustus ja pere soov päikeseparke ühendada.....	14
2.2 Päikeseпарк	15
2.2.1 Päikesepargi investeering.....	15
2.2.2 Paneelide paiknevus	18
2.2.3 Väljavahetatava inverteri investeering	18
2.2.4 Paneeli tehnilised andmed.....	21
2.2.5 Päikesepargi süsteemi kaod	22
2.2.6 Päikesepargi võimsuse vähenemine.....	22
2.2.7 Päikesepargi püsikulud	23
2.3 Päikesekiirguse ja temperatuuri andmed	23
2.4 Elektriarve kujunemine	25
2.4.1 Elektrihind	25
2.4.2 Ostumarginaal	26
2.4.3 Müügmarginaal	26
2.4.4 Võrguteenuse tasu	26
2.4.5 Taastuenergia toetus	27
2.4.6 Taastuenergia tasu	27
2.4.7 Elektriaktsiis.....	27
2.4.8 Tulu- ja käibemaks	28
2.4.9 Kuutasud	28
2.5 Võrgu liitumis- ja elektritööde tasu	28
2.6 Tarbimine.....	29

2.7	Lähteandmete kokkuvõte	31
3.	ENERGYPRO TARKVARA	32
3.1	Süsteemi mudel	32
3.2	Simuleeritud elektritootmise tulemused	33
3.3	Simuleeritud elektrimüügi tulemused	35
3.4	Maapealse ja katusepealse süsteemi elektritootmise tulemuste vahekokkuvõte.....	38
4.	TASUVUSE UURIMISE MEETODID	39
4.1	Tasuvusaeg	39
4.2	Diskontomäär	39
4.3	Nüüdispuhasväärtus	41
4.4	Tundlikkuse analüüs	41
5.	TASUVUSE ANALÜÜS	42
5.1	Päikesepargi tasuvusaeg	42
5.2	Päikesepargi nüüdispuhasväärtus	43
5.3	Tundlikkuse analüüs	44
5.4	Järeldus	44
	KOKKUVÕTE	46
	SUMMARY	48
	KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	50

EESSÕNA

Käesoleva bakalaureusetöö teemaks olen saanud inspiratsiooni õppejõudude Jelena Šuvalova ja Reeli Kuhi-Thalfeldti õppeainetest. 2021. aastal oli autori vanematel palju õnne rajatud päikeseparki positiivsest projektist ning nüüd on tekkinud uus huvi analüüsida sarnast päikeseparki, kuid uute andmete ja tingimuste põhjal. Töös analüüsivat uut päikeseparki planeeritakse rajada autori vanemate talu hoovi, millest tuleneb ka isiklik huvi. Käesolev töö aitab autori vanematel välja selgitada parima lahenduse. Töö koostati arvutitarkvara energyPRO simuleeritud andmete analüüsil.

Soovin tänada üleval nimetatud õppejõude, kes mulle antud teemas huvi tõstatasid.

SISSEJUHATUS

Päikesepaneelide kasutuselevõtt on ülemaailmselt tõusutrendis, kuna riigid liiguvad järjest enam taastuvate energiaallikate suunas. Euroopa Liidu taastuvenergia eesmärgid on seotud ülemaailmse püüdlusega vähendada kasvuhooonegaaside heitmeid ja liikuda üle jätkusuutlikumatele energialahendustele. Viimaste otsuste kohaselt, mis võeti vastu 2023. aastal, on Euroopa Liidu eesmärk tõsta taastuvenergia osakaal 2030. aastaks vähemalt 42,5 protsendini, eesmärgiga saavutada 45%. See eesmärk peegeldab Euroopa Liidu püüdlust vähendada kasvuhooonegaaside heitmeid vähemalt 55% võrra võrreldes 1990. aasta tasemega, et saavutada kliimaneutraalsus aastaks 2050 [1]. Taastuvenergia, sealhulgas päikeseenergia, laialdasem kasutuselevõtt on kindel samm selle eesmärgi saavutamiseks, aidates vähendada sõltuvust fossiilkütustest.

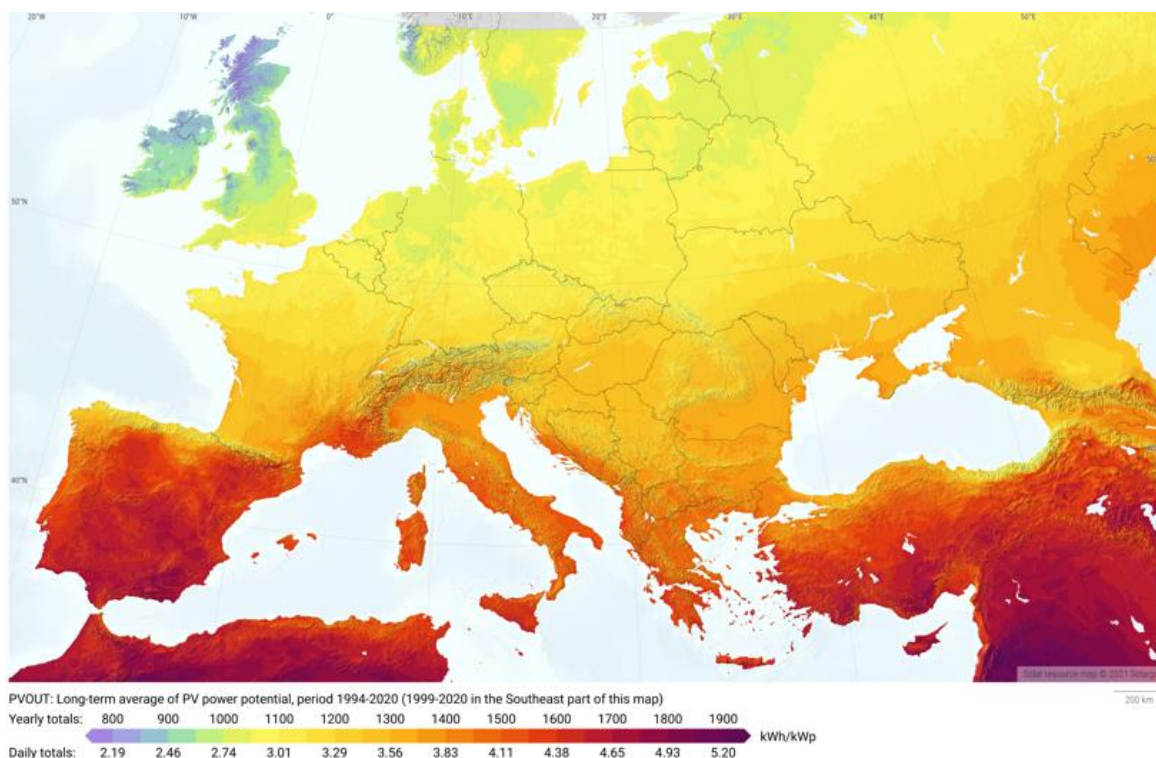
Eesti riiklik energia- ja kliimakava on seadnud sihi suurendada taastuvenergia kasutust oma energiatarbimises, eesmärgiga saavutada 2030. aastaks 42% taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest. Hiljutise otsusega on see siht veelgi jõulisemaks muudetud, püüeldes selle poole, et aastaks 2030 toodetakse kõik Eestis tarbitav elektrienergia taastuvatest allikatest, mis tõstab kogu taastuvenergia tarbimise eesmärki 42%-lt 65%-ni, võrreldes 2020. aasta eesmärgiga, mis oli 25%. Juba 2020. aastal ületas Eesti taastuvenergia osakaal 38%, näidates märkimisväärset edusammu selles suunas. [2]

Eestis toetavad päikeseenergia projektid riigi püüdlust liikuda rohelisema tuleviku suunas. Iga taastuvenergia tootmise projekti teostamisega panustatakse kohalike taastuvenergia eesmärkide saavutamisele. Käesolevas bakalaureusetöös analüüsitakse 15 kW päikesepargi elektritootmise ja -müügi simuleerimisest saadud tulemusi, kasutades selleks spetsialiseeritud arvutitarkvara energyPRO, mis pakub põhjalikku hinnangut taastuvenergia projektide tasuvusele.

1. PÄIKESEENERGEETIKA

1.1 Elektritootmise potentsiaal

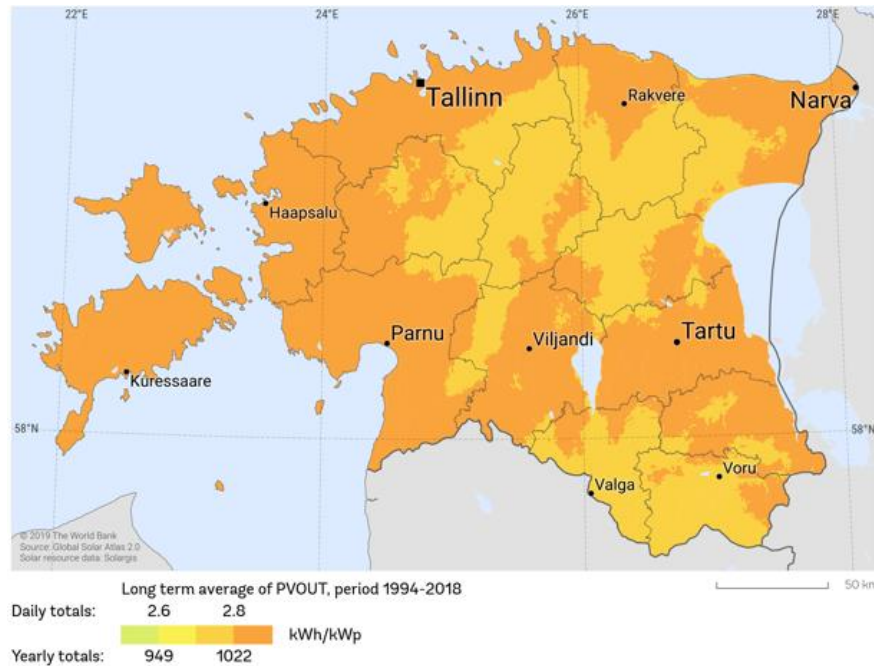
Geograafiline laius mõjutab kõige märkimisväärselt päikesekiirguse intensiivsust ja sellest tulenevalt päikeseenergia tootmise potentsiaali, üldjuhul mida lähedamal on päikeseenergia asetatud ekvaatorile, seda suurem on ka elektritoodang. Euroopa on päikeseenergia potentsiaali poolest väga erinev, sõltuvalt geograafilisest asukohast ja esinevast kliimast. Euroopa vahemere riigid, näiteks Hispaania ja Itaalia, saavad üleüldiselt rohkem päiksepaistelilt ilma, mis teeb nendest ideaalsed geograafilised asukohad päikeseenergia rajamiseks. Kuid tänase tehnoloogiaga on võimalik päikeseenergiast tulu saamine suhteliselt kõikjal, isegi Põhja-Euroopas, kus tegelikult on päikeseenergia potentsiaal tunduvalt madalam, kuid uute tehnoloogiatel põhinev paneelide efektiivsuse tõus on seda iga aasta järjest rohkem kompenseerinud. Joonis 1.1 kuvab Euroopa potentsiaali toota elektrit päikeseenergiast.



Joonis 1.1 Euroopa kaart potentsiaalse elektrienergia tootmiseks päikesekiirgusest [3]

Eestis mõjutavad päikesekiirguse erinevusi eriti pilvisuse omadused just soojemal perioodil, millal sisemaal võib pilvi tekkida rohkem kui rannikul, põhjustades vähem päikesepaistelilt aega. Eestis esineb päikesevalgust keskmiselt 1600-1900 tundi sisemaal, kuid näiteks Saaremaal oli 1900-2500 tundi, mis teeb Lääne-Eesti ja Eesti

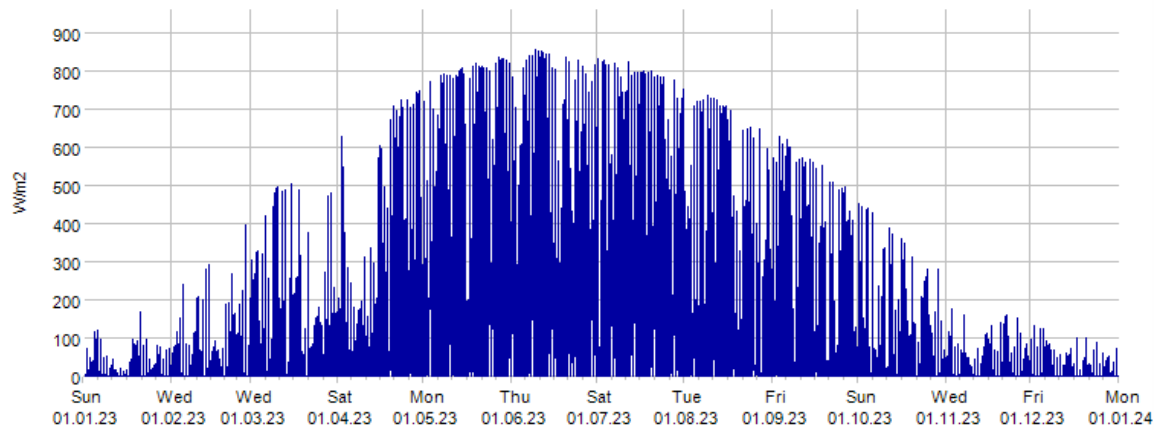
rannikualad kõige päikesepaistelisemateks piirkondadeks [4]. Joonis 1.2 kujutab Eesti potentsiaali toota päikesekiirgusest elektrienergiat.



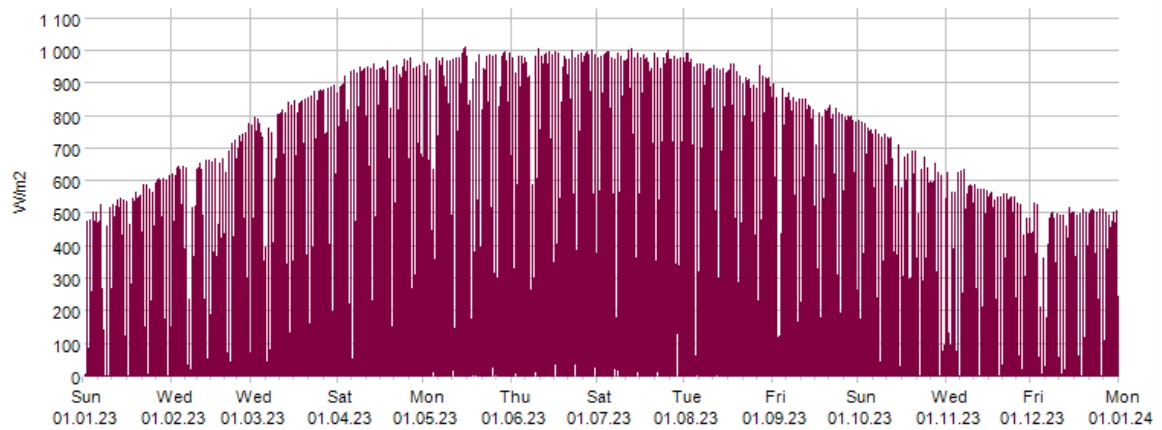
Joonis 1.2 Kaart Eesti potentsiaalse päikeseenergia tootmiseks päikesekiirgusest [5]

Joonistel 1.1 ja 1.2 on näha olulist geograafilise asukoha mõju avaldamas päikesepargi potentsiaalsele toodetud elektrienergiale erinevatel geograafilistel asukohtadel, kuid see ei tähenda, et Eestis oleks tunduvalt vähem potentsiaali päikeseenergia tootmiseks.

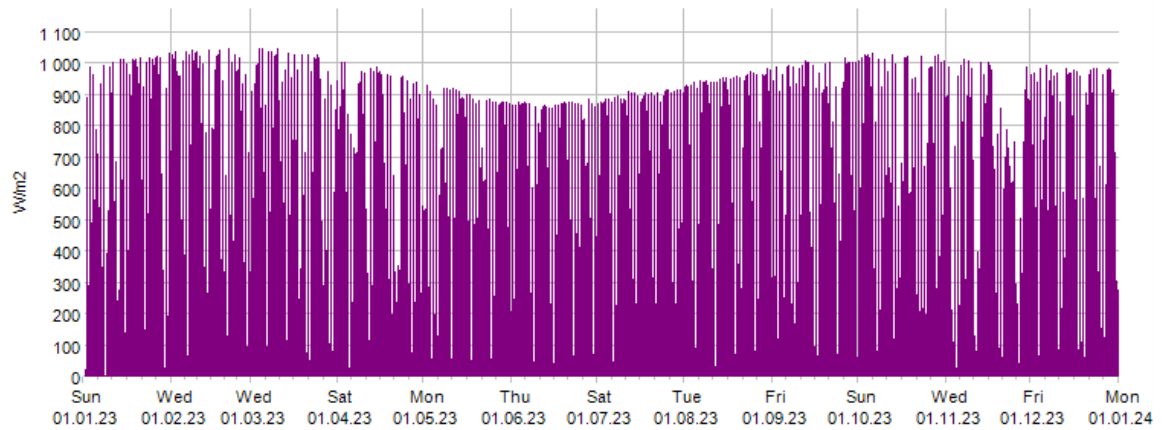
Joonised 1.3, 1.4 ja 1.5 toovad esile vastavalt Pärnu, Malaga ja Kinshasa päikesekiirguse andmed. Eestil on võrdväärne potentsiaal päikeseenergiast elektrit toota, võrreldes Hispaaniaga, mis jääb meist tunduvalt rohkem lõunapoole ja ka Kongo Demokraatliku Vabariigiga, mis asub ekvaatoril. Kuid Eesti potentsiaal piirdub peamiselt suvekuudega, kus märkimisväärne päikesekiirgus esineb alates märtsi kuust ja hakkab langema septembrist alates. Eesti asub kõrgel laiuskraadil, kus suve ja talve päevade ja valguse aja pikkuse erinevus on oluliselt suur, mille tõttu näeb detsembri kuus madalamaid andmeid. Kinshasa asub ekvaatorist 480 kilomeetrit lõuna poole, mistõttu asetseb ta sellele väga lähedal ning selle mõju avaldub päikesekiirguse andmetes, kus peaaegu aastaringiselt on päikesekiirgus 900-1050 W/m² vahemikus. Malaga päikesekiirguse andmed sarnanevad rohkem Eesti andmetele, kuid endiselt on Hispaanias päikesekiirguse stabiilsust tunduvalt rohkem ning talve ja sügise perioodidel on võrreldes suvega 50% madalam päikesekiirgus. Eesti andmetel on suve päikesekiirgusest talvekuudel alles ainult 5-10%, mistõttu jääb peamine potentsiaal päikeseparkidel elektrit toota suvekuudele.



Joonis 1.3 Pärnu CFSR2 päikesekiirguse andmed aastal 2023



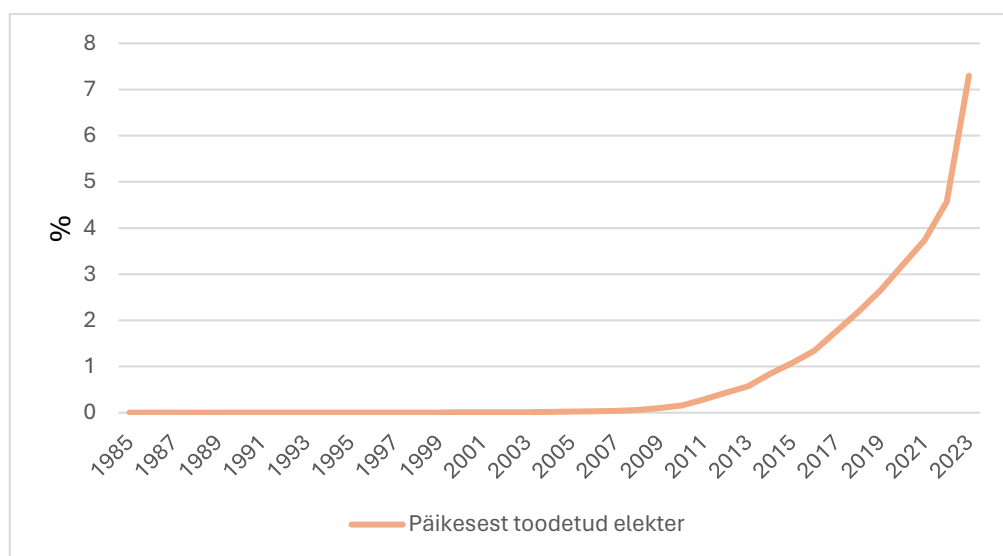
Joonis 1.4 Malaga päikesekiirguse andmed



Joonis 1.5 Kinshasa päikesekiirguse andmed

1.2 Päikeseenergeetika areng

Päikeseenergia suurim eelis on selle lai kättesaadavus ja võime muunduda elektrienergiaks otse neeldumiskohas, olgu selleks majapidamised, ettevõtted või isegi kauged piirkonnad, kus puudub juurdepääs traditsioonilisele elektrivõrgule. See vähendab vajadust elektri ülekandmise ja jaotamise järel, mis omakorda vähendab energiakadusid. Samuti on päikesepaneelide tehnoloogia viimastel aastatel muutunud märkimisväärselt tõhusamaks ja taskukohasemaks, muutes päikeseenergia üheks kiiremini kasvavaks taastuv energiaallikaks maailmas. Maailma päikeseenergia osakaal maailma elektrienergia tootmises oli 2023. aasta andmete järgi 7,3%, mida kuvab joonis 1.6. On prognoositud, et päikeseenergia võib järgmise paarikümne aasta jooksul muutuda üheks peamiseks elektrienergia allikaks. [6]



Joonis 1.6 Ülemaailmne päikesest toodetud elektri osakaal kõikidest energiaallikatest

Arengumaad, seisavad silmitsi unikaalsete väljakutsetega, mis tulenevad elektri juurdepääsu piirangutest ja kiiresti kasvavast energianõudlusest. Päikeseenergia, olles kõige kättesaadavam ja jätkusuutlikum taastuv energiaallikas, pakub nendele riikidele uusi võimalusi energia valdkonna arendamiseks, eriti tänu nende riikide geograafilise asukohale. Sahara-taguses Aafrikas elab viimaste andmete järgi kuni 568 miljonit inimest elektrita ning nende elektri saadavuse lahendaks ainult päikeseenergia võrgud, mis planeeritavalt kataks aastaks 2030 ära 380 miljoni inimesi elektri tarbimise. [7]

Esimesed päikeseelemendid arendati 19. sajandil, mis muundasid elektrienergiat alla 1% efektiivsusega. Tänapäevaks on toimunud suuremad edusammud, sest teadlased on saavutanud päikesepaneeli efektiivsusega kuni 47,1%, mis on arendatud tänu päikesepaneeli mitmekihilisusele. Ühekihilistel päikesepaneelidel on võimalik saavutada

maksimaalne energiamuundamise tõhusus kuni 30%, millest tavapärasel saavutavad 20-25%. [8]

Tabel 1.1 kujutab ajaloolist arengut päikesepaneelide tehnoloogias. 2015. Aastal saavutati päikesepaneelid 22% efektiivsuse piires, mis tol ajal loeti kõrge maksumusega paneelideks, kuid tänapäeval on need muutunud järjest taskukohasemaks ja enamikes päikesepeakides esinevad üle 20%-lise efektiivsusega päikesepaneelid. [8]

Tabel 1.1 Päikesepaneeli efektiivsuse areng

19. sajand	< 1%
1960	14%
1992	15,89%
2012	17,8%
2015, juuni	18,2%
2015, oktoober	22,5%
2015, november	22,8%
2016	29,8%
2017	44,5%
2020	47,1%

Alates 2016. aastast arendati kõrgema efektiivsusega paneelid võrreldes tavapäraste paneelidega, kuid üldjuhul efektiivsematel paneelidel on endiselt kõrge hind ja raske kättesaadavus, mistõttu on enamjaolt kasutusel erinevates päikesepeakides paneelid efektiivsusega 20-23% vahemikus. Päikesepeakide maksumus on viimase kümnendiku puhul stabiilses languses ja efektiivsus just tõusul, mistõttu järgneva paarikümne aasta jooksul on reaalne näha turul 25-30% efektiivsusega paneele, mis on ka taskukohase hinnaga. [8]

2. MUDELI LÄHTEANDMED

See peatükk räägib tarkvaras energyPRO mudeli lähteandmetest ja tutvustab planeeritavat projekti.

2.1 Projekti tutvustus ja pere soov päikeseparke ühendada

Talupere on avaldanud soovi paigaldada uued päikesepaneelid, mis finantseeritakse 100% ulatuses omakapitalist. Pere hetkel omab 15 kW maapealset päikeseparki, mis on soetatud 2021. aastal ärikliendina Põllumajanduse Registrite ja Informatsiooni ameti toetusega. PRIA toetus tol ajal kattis ära 50% päikesepargi maksumusest, millest ise tuli maksta võrguehituse ja liitumistasu eest. Olemasoleva päikesepargi kogu süsteemi maksumus tuli 2021. aastal 7 500 €, mis tasub end tänava aasta suve lõpuks end ära, seega tasuvusajaks tuleb ligikaudu 3 aastat ja 1 kuu. Olemasoleva pargi elektrimüügi lepingus oli määratud müüjamarginaaliks 2 €/MWh, mis on tänapäeval uutel elektrimüügi lepingutel mitmekordistunud. Olemasoleva päikesepargi projekt kujunes väga positiivselt, seega on pere otsustanud hakata kaalutlema uue päikesepargi rajamist ja ka uurida päikesepargi elektritoodangu tarbimisest majapidamises.

Hetkeseisuga on talupere kujutanud uut parki ette katusel, sest mõned aastad tagasi sai katus korda tehtud, kuid nad kaaluvad ka järgnevat maapealset varianti. Projekti planeeritud ajaks on valitud 25 aastat, kuna see periood vastab päikesepargi keskmisele eluajale. Enamik päikesepaneeli tootjad annavad ka selles aja vahemikus süsteemi koguvõimsuse langusele garantii, mis ei lange alla 80% päikesepargi algvõimsusest. 25 aasta periood on piisavalt pikk aeg, mis võimaldab päikesepargi projektides hinnata kogu süsteemi majanduslikku efektiivsust, arvestades suurt alginvesteeringu kulu.

Olemasoleva pargi inverteri vahelduvvoolu nimivõimsus on 16,5 kW. Kui pere algne arusaam oli uusi paigaldavaid paneele ühendada olemasoleva pargiga, siis tegelikult pole see tehtav. Olemasolev päikesepark on soetatud ärikliendina, mistõttu makstakse olemasoleva elektritoodangu müügist tulumaksu, pealegi on lõunapoolne katusepool Maa-ameti 3D mudeli andmete järgi ligikaudu 89,14 ruutmeetrit, mida kuvab ka joonis 2.1, mis mahutaks erinevate päikesepaneeli pakkuvate ettevõtete andmete järgi ära järjekordse päikesepargi võimsusega 15 kW [9]. Taluperel on hoovis ka palju vaba maad ning hiljaaegu korda tehtud katus, mis avab erinevaid paigaldus võimalusi. Kavandatava päikesepargi elektritootmist simuleeritakse mõlemal viisil, nii katusel kui ka maapinnal.



Joonis 2.1 Hoone 3D mudel koos pindalaga [10]

2.2 Päikesepark

Elektritootmise simuleerimiseks on mudelis kõige tähtsamal kohal päikesepark, kuhu kasutaja sisestab päikesepargi koguvõimsuse koos pargi asimuudi ja paneelide kaldenurgaga ja teiste tehniliste andmetega, millest antakse ülevaade peatükis 2.2.4. Lõpetuseks on vaja päikesepargi mudeliga siduda temperatuuri ja päikesekiirguse andmed.

2.2.1 Päikesepargi investering

Käesoleva töö teostamiseks küsiti kahelt erinevalt päikesepargi süsteemi pakkuvalt ettevõttelt päikesepargi hinnapakumist. Esimese ettevõtte hinnapakumist on näha tabelis 2.1.

Ettevõtte A hinnapakumine sisaldab hübriidinverterit, mis pakub tulevikus rohkem paindlikust, võimaldades süsteemi laiendada energiasalvestite lisamisega. Päikesepargi süsteem koos energiasalvestitega võimaldab üleliigset elektrienergiat hiljem tarbida, näiteks öösel või talvel, kui päikesepark elektrit väga ei tooda. Taluperel oli soov uue päikesepargi elektritoodang võrku müüa, seega hübriidinverter pakub neile tulevikus rohkem kindlust, kui neil on soov muuta süsteem ümber ja hoopis hakata ise toodetud elektrit efektiivselt majapidamises tarbima. Hinnapakumisest tuli päikesepargi investering kokku 9 894 €, millest koos käibemaksuga moodustub 12 070,68 €, mida arvestatakse simulatsiooni mudelis.

Tabel 2.1 Ettevõtte A päikesepargi hinnapakumine

Toode/teenus	Kogus	Hind, €	Summa €
Projekteerimine, projekti juhtimine	1	360	360 €
Päikesepaneel Longi Solar LR5-72HPH-550M	36	92	3 312 €
Paneelikinnitused	36	22	792 €
Hübriidinverter 15 kW Solax X3- HYBRID-15.0-D G4, wifi 3.0	1	1 880	1 880 €
Kaablid, elektritarvikud	1	380	380 €
Paigaldus, häälestus, transport	1	2 750	2 750 €
Dokumentatsioon, mõõdistamine, seadistamise protokoll, elektripaigaldise nõuetekohasuse deklaratsioon, audit	1	420	420 €

Ettevõtte B hinnapakumist kujutab tabel 2.2, kus esialgses hinnapakumises ei pakutud hübriidinverterit. Mõlemad hinnapakumised on tegelikkuses algsed kalkulatsioonid, et neid korrigeeritakse kliendi soovidele vastavaks, kuid sellegipoolest võrreldakse mõlema ettevõtte algseid pakutavaid tooteid, mis sobiks talupere visiooni. Talupere on valmis investeerima 10 000 - 20 000 € päikesepargi jaoks, seega võetakse kaalutlusse mõlemad pakkumised.

Tabel 2.2 Ettevõtte B päikesepargi hinnapakumine

Toode/teenus	Kogus	Hind, €	Summa, €
Projekteerimine, projekti juhtimine	1	185	185
Päikesepaneel Q-CELLS Q.PEAK DUO ML-G11S 505W	36	148	5 328
Paneelikinnitused	1	51	1 200,24
Inverter Fronius SYMO 15.0-3M	1	2 892,02	2 892,02
Fronious Smartmeter TS65A	1	350,00	350,00
Kaablid, elektritarvikud	komplekt	134,8	134,8
Paigaldus, häälestus, transport	komplekt	2 476	2 476
Dokumentatsioon, mõõdistamine, seadistamise protokoll, elektripaigaldise nõuetekohasuse deklaratsioon, audit	komplekt	155	155

Ettevõtte B hinnapakumisest tuli päikesepargi investeering kokku 12 721,06 €, mis moodustab käibemaksuga 15 519,69 €. Päikeseparki soetades on üheks tähtsaks teguriks süsteemi maksumus, mida üldjuhul hinnatakse ühikuhinna €/W järgi. Ettevõtte A ühikuhinnaks tuli 0,5 €/W ja ettevõttel B tuli 0,7 €/W. Kuid tähtsad komponendid on ka pakutavad inverterid ja päikesepaneelid.

Tabel 2.3 Ettevõtete A ja B inverterite võrdlus [11,12]

Ettevõtte	A	B
Inverterid	SolaX X3-HYBRID-15.0-D G4, wifi 3.0	Fronius SYMO 15.0-3M
Hind	1 880 €	2 892,02 €
Maksimaalne efektiivsus	97,5%	97,9%
Hübriid	Jah	Ei
Tootmise ja tarbimise jälgimine	Jah	Ei, lisatasu eest võimalik
Tuntum	Vähem	Rohkem
Garantii	10 aastat	10 aastat

Tabel 2.3 kujutab kummagi pakutava inverteri võrdlusandmeid, millest talupere on rohkem huvitatud ettevõtte A inverterist, tänu selle hübriid funktsioonile. Hübriidinverteriga saab pere võimalusel hakata oma toodetud elektrit salvestama, mis võib olla tulevikus süsteemi tingimuste muutmisel kasulik. Ettevõtte B pakutav inverter on küll rohkem tuntud, mis võib peegeldada selle üleüldist suuremat usaldusväarsust, kuid sellegipoolest on ta ligikaudu 35% kallim. Forniuse inverteriga tuleb kaasa osta lisaks nutikas mõõtmisseade, millega saab kuvada elektritootmise ja -tarbimise andmeid, mis veel suurendaks inverteri tasu, kuid SolaX inverteril on see juba sisseehitatud.

Lisaks inverteritele on võrreldud ka mõlema ettevõtte pakutavaid päikesepaneele, mida kajastab tabel 2.4.

Tabel 2.4 Ettevõtete A ja B päikesepaneelide võrdlus [13,14]

Ettevõtte	A	B
Päikesepaneel	Longi Solar LR5-72HPH	Q-CELLS Q.PEAK DUO ML-G11S
Maksimaalne võimsus	550 W	505 W
Tüki hind	92 €	148 €
Paneeli materjal	Monokristall	Monokristall
Paneeli klaasmaterjal	Karastatud	Peegeldusvastane
Võimsuse languse garantii 25. aastal	84,8%	86%
Garantii	12 aastat	25 aastat
Paneeli efektiivsus	21,3%	21,5%
Paneeli nominaalne töötemperatuur	45 °C	43 °C
Temperatuuri koefitsient	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C

Mõlema ettevõtte hinnapakumises sisaldavad paneelid on oma andmete poolest üsnagi sarnased. Ettevõtte B pakutav päikesepaneel on 25 aastase garantiiga, milleks kujuneb ka päikesepargi keskmine eluiga, mis võib anda tarbijatele rohkem kindlust. Q-CELLS päikesepaneel põhineb peegeldusvastasest klaasmaterjalist, mis on rohkem tuntud oma efektiivsuse poolest, kuid klaasmaterjalist päikesepaneelidest võib tihedamini esineda

mikropragusid. Karastatud klaasist päikesepaneelid on tuntud oma vastupidavuse poolest, mis on disainitud taluma ekstreemseid ilmastiku tingimusi, Eesti puhul oleks selleks rahe. Kuigi karastatud päikesepaneelide garantii antud võrdluses on 12 aastat lühem peegeldusvastase kattega päikesepaneelidest, peetakse neid siiski turvalisemaks ja kindlamaks valikuks.

Mõlemaid valikuid võrreldes, on talupere algselt otsustanud investeerida ettevõtte A pakutavasse süsteemi.

Päikesepargi rajamise maksumusse lisanduvad ka ehitus- ja kasutusloa tasud, mille peab hankima kohalikust omavalitsusest, need tagavad, et paigaldus ja kasutus vastaks viimastele ehitusnormidele ja -standarditele. Mitteeluhoone puhul, olgu see uus või renoveeritav, võib ehitusloa tasu ulatuda 250 euronit ning tuleb ka arvestada kasutusloaga, mis ulatub 60 euronit. Lisaks võib kohalik omavalitsus lasta teha katusekonstruktsiooni tugevuse hinnangut. Taotlemisprotsessid üldjuhul võtavad kaua aega ning nõuavad detailset ehitusprojekti selleks ja ehitise registreerimist ehitusregistrisse. Antud töö simulatsiooni mudelisse on arvestatud ehitusloa tasuks 250 € ja kasutusloa tasuks 60 €. [15]

Antud hinnapakkumine sisaldab katusele paigaldatava päikesepargi hinda, mis üldjuhul tuleb oluliselt odavam kui maapealne päikeseпарк. Maapealse päikesepargi hind kujuneb suuremaks maapinna paneelikinnituste tõttu, mis üldjuhul kahekordistub katuse kinnituste hinnast. Lisaks tuleb maapealse pargi jaoks kaevata kraav liitumiskilbini. Maapealse päikesepargi hinda on lisatud 2000 €, mis teeb alternatiivseks alginvesteeringuks 14070,68 € koos käibemaksuga.

2.2.2 Paneelide paiknevus

Baasstsenaariumina käsitletakse kõrvalhoone katust, kuhu võiks uus päikeseпарк rajada, mida on näha joonisel 2.2. Katuse asimuut on ligikaudu 32,15 kraadi, et potentsiaalselt hommikupoolikul saavad paneelid rohkem päikesekiirgust, kui ideaalsetes tingimustes lõuna ilmakaarde paigaldatuna, kuid arvestama peab siiski 1-5% madalama toodanguga, sest Eestis on päikesepaneelide elektritoodang kõige kõrgem keskpäeval.

2.2.3 Väljavahetatava inverteri investeering

25 aasta pikkune projekti kestus tähendab ka potentsiaalset inverteri riknemist selle perioodi vahemikus. Inverterite eluead varieeruvad keskmiselt 10-20 aasta vahel.

Väljavahetatava inverteri maksumuseks on võetud antud töös 2000 €, mida rakendatakse 15. aastal.



Joonis 2.2 Hoone asukoht koos asimuudiga [10]

Hoone katuse kaldenurga saab leida jooniselt 2.3, kasutades koosinuse pöördfunktsiooni valemit nurga kohta, sest meil on teada külgede pikkused:

$$\theta = \arccos\left(\frac{a}{b}\right) \quad (2.1)$$

kus a – vastaskülg,

b – hüpotenuus,

\arccos – koosinuse pöördfunktsioon,

θ – otsitav nurk radiaanides.

Radiaanides nurga teisendamiseks kraadidesse kasutame järgmist valemit:

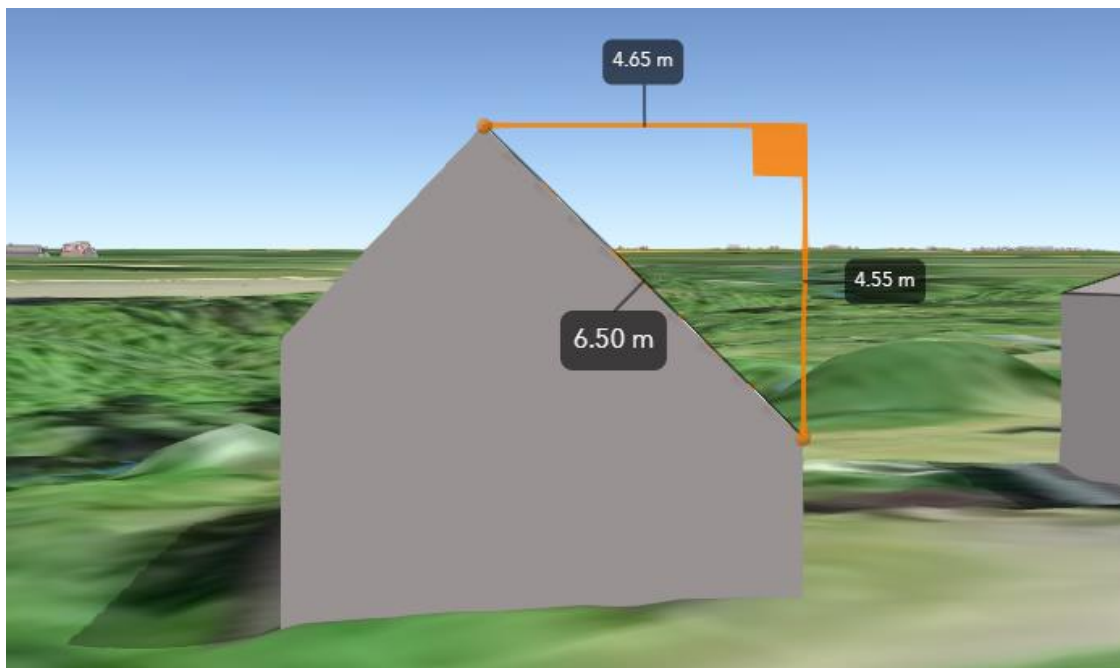
$$\theta_{kraad} = \theta_{rad} \cdot \frac{180}{\pi}, \quad (2.2)$$

kus θ_{kraad} – nurk kraadides,

θ_{rad} – nurk radiaanides.

Kasutades ülaltoodud valemeid, saame katuse kaldenurgaks ligikaudu 44,33 kraadi, mis nagu ka katuse asimuut, ei soosi kõige efektiivsemateks kaldenurgaks ja asimuudiks Eesti laiuskraadil, et saavutada kõige tõhusam elektritoodang.

Katuse 3D mudelist paistab, et katus ei ole sümmeetriline, reaalsuses on tegu sümmeetrilise katusega.



Joonis 2.3 Hoone 3D mudel [10]

Alternatiivina simuleeritakse tulemusi läbi ka maa peale paigaldatud päikesepargina. Hoovis on palju vaba maad, mis on 20-30 meetri kaugusel nii peakaitse kilbist, kui ka alajaamast. Joonisel 2.4 on näiteks kujutatud 2 võimalikku uue päikesepargi paiknemise kohta, joonisel üleval asub olemasolev päikesepark ning sinise ja punase ristküliku ümberjoonega on tehtud 2 uut võimalikku kohta. Olemasolev päikesepark on suunatud lõuna ilmakaarde ning päikesepaneelide kaldenurk on 35°. Maapealne vaba ruum võimaldaks ka uuel päikesepargil olla samades tingimustes ja täielikult päikse käes varjudeta. Maapealne päikesepark kindlustab päikesepaneelide kõige efektiivsema paiknevuse, mistõttu kaalutakse ka seda varianti ning tehakse elektritootmise simulatsioon läbi ka 35° kaldenurga ja 0° asimuudi andmetega.



Joonis 2.4 Maapealse päikesepargi võimalikud kohad [10]

2.2.4 Paneeli tehnilised andmed

Antus bakalaureusetöös on elektritootmise simuleerimisel valitud päikesepaneeli andmed monokristallilise Longi Solar LR5-72HPH-550M päikesepaneeli näitel. Selle paneeli efektiivsus on 21,3%, mis on maailmavaates päris märkimisväärne. Päikesepaneeli efektiivsus defineerib selle võimet päikesekiirgusest elektrienergiat toota. Kõige kõrgema efektiivsusega päikesepaneel turul on viimaste andmete kohaselt reklaamitud kui 24%, aga arvesse tuleb võtta ka kättesaadavust ja maksumust. [16]

Tarkvaras energyPRO sisestatakse päikesepaneeli tehnilistesse andmetesse kolm erinevat suurust, mida kuvab tabel 2.5. Päikesepaneeli temperatuuri koefitsient näitab ära, kui palju võib reaalne paneeli võimsus erineda iga kraadi temperatuuri kohta. Nominaalne paneeli töötemperatuur näitab paneeli keskmist töötemperatuuri, see suurus aitab hinnata, kuidas päikesepaneel reaalsetes tingimustes võib toime tulla ning kui efektiivne see on.

Tabel 2.5 Longi Solar LR5-72HPH-550M päikesepaneeli tehnilised andmed [13]

Võimsus	550W
Temperatuuri koefitsient	-0,34%/°C
Nominaalne paneeli töötemperatuur (NOCT)	45°C

2.2.5 Päikesepargi süsteemi kaod

Päikesepaneeli paigaldus määrab ära efektiivsuse kaod, mis on tingitud päikesepaneeli kaldenurgast ja asimuudist, mida tarkvara võtab juba arvesse nende sisestamisel. Tarkvaras energyPRO on olemas ka süsteemi kadude valik, mille all mõeldakse rohkem tahaplaanile jäävaid kadusid. Tarkvara arvestab ka nominaalse paneeli töötemperatuuri ja koefitsiendi kadudega, mis tõttu neid ei loeta süsteemi kadude lünga alla.

Kõige suurem mõju süsteemi kadudele tuleneb päikesepaneelide saastumisest, kus mõndades piirkondades võib isegi lugeda kaoks kuni 25%, kuid seda ainult väga ekstreemselt määratud päikesepaneelide puhul. Kui päikesepaneelid on paigaldatud sellisesse kohta, kus mingil ajahetkel võib see täiesti varju alla jääda, siis võib juba arvestada ligikaudu 7%-lise kaoga. Päikesepaneelid tihti peegeldavad päikest tagasi, kui peaksid sellest elektrienergiat tootma, need kaod moodustavad ligikaudu 2,5%. Esimestel päevadel peale päikesepargi paigaldamist, esineb valgusega kaasnev degradatsioon, mis mõjutab kristallilisi päikesepaneele, see kadu moodustab ligikaudu 1,5% kogu süsteemi kaost. Päikesepaneelide tootmisprotsess võib erineda iga paneeli puhul, mistõttu ükski paneel ei pruugi olla identne eelmisega. Paneele toodetakse 1,5-5%-lise erinevuse täpsusega, seega praktilistes tingimustes ei tooda need sama kogust elektrienergiat, mis toob kaasa mõne protsendilise kao. Päikesepargi toodetud elektrit juhitavad alalisvoolu ja vahelduvvoolu kaablitest tulenevad paratamatused põhjustavad samuti 3-4% vahemikus kadusid. Viimaseks on ka inverteri kaod, mida loetakse ligikaudu 2-5% vahemikku. Antud töös inverter Solax X3-HYBRID-15.0-D G4 on ligikaudu 97,5%-lise efektiivsusega, mis tähendab 2,5%-list kadu. Kuigi süsteemi kaod on vältimatud, teevad päikesepaneeli tehnoloogia arendajad pidevalt edusamme, liikudes järk-järgult kadudeta lahenduste suunas. [17]

Antud projektis planeeritavatele paigalduskohtadel ei esine varje ega erilist määrdumist. Kõiki teisi üleval nimetatud tingimusi arvesse võttes, on süsteemi kaoks võetud 10%.

2.2.6 Päikesepargi võimsuse vähenemine

Päikesepargi koguvõimsus võib aja jooksul väheneda mitmel põhjusel, näiteks teatud materjalidest tehtud paneelide elektritootmise võime langemisele, mis on põhjustatud füüsikalistest ja keemilistest muutustest ajapikku. Pargi võimsuse vähenemist mõjutavad ka ilmastikutingimused ja ka erinevad päikesepaneeli defektid, näiteks mikropraod. Üldjuhul räägitakse, mida ka paljud päikesepaneelide tootjad garanteerivad, et 25 aasta pärast on pargi koguvõimsus 80-85% vahemikus. Käesolevas

töös on valitud päikesepargi tootmisvõimsuse langemise 0,75% aastas, mis moodustab 25 aasta pärast 81,25% algsest võimsusest.

2.2.7 Päikesepargi püsikulud

Kodumajapidamistes olevates päikeseparkides üldised püsikulud puuduvad. Erinevad teenusepakkujad pakuvad päikesepargi hoolduse järeleteenuseid, kuid üldjuhul puhastab vihm paneele ning vajadusel on võimalik ka ise spetsiaalse pesuvahendiga pesta neid. Antud töös ei ole arvestatud hoolduskuludega.

2.3 Päikesekiirguse ja temperatuuri andmed

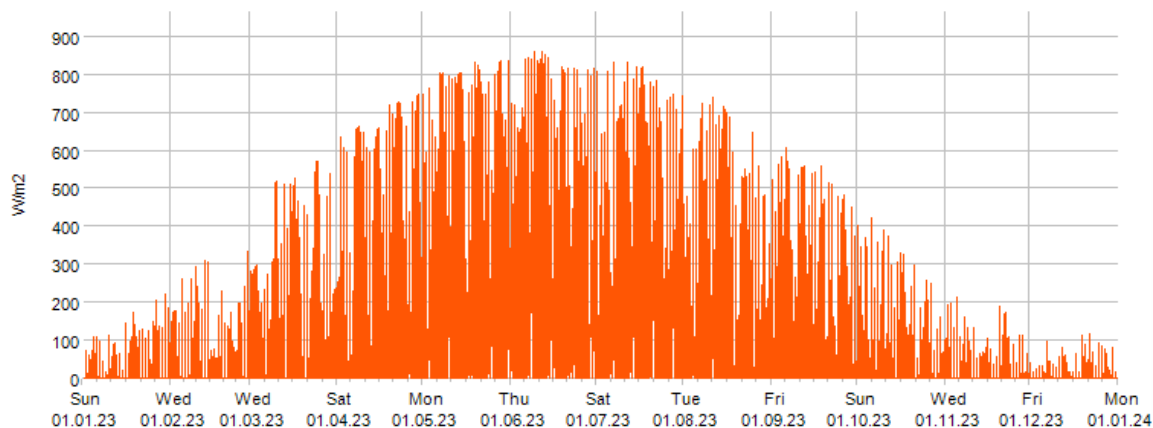
Temperatuuri ja päikesekiirguse andmed pärinevad tarkvara energyPRO andmebaasidest. Joonisel 2.5 on tähistatud sinise ruuduga SARAH 3.0 mõõtejaam ning punasega on tähistatud päikesepaneelide planeeritav paigalduskoht, seega nende mõlema punkti vahemaa on ligikaudu 1 kilomeeter, mis teeb sellest mõõtejaamast kõige lähedama mõõtejaama päikesepargi planeeritavale asukohale, mis annab potentsiaalselt kõige täpsemad päikesekiirguse ja temperatuuri andmed elektrienergia tootmise simuleerimiseks.



Joonis 2.5 Planeeritava päikesepargi ja mõõtejaama asukoht

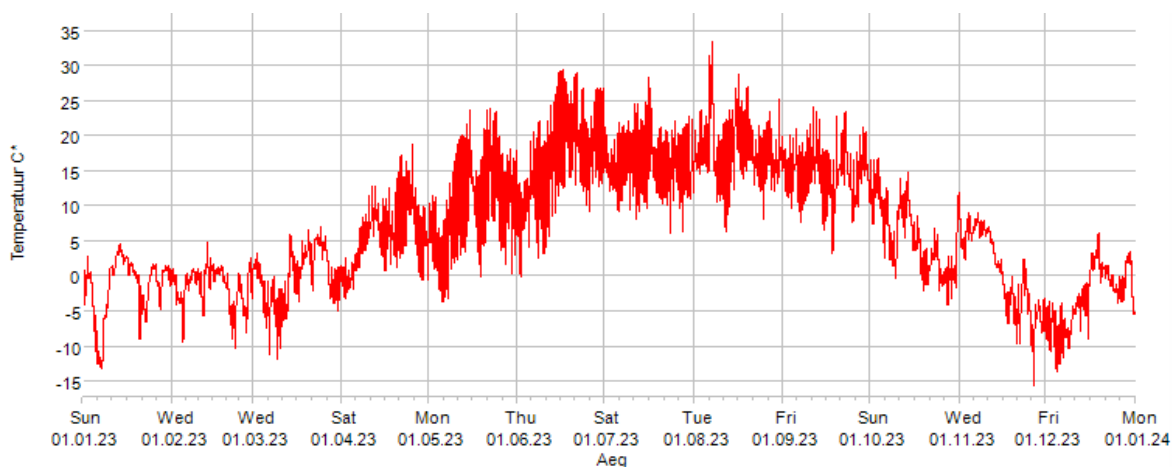
Antud töö päikesepargi elektritootmise simuleerimise tulemusteks on kasutatud 2023. aasta päikesekiirguse andmeid, mida demonstreerib joonis 2.6. Päikesekiirguse intensiivsus varieerub aasta jooksul oluliselt. Madalamat päikekiirgust kujutavad

talvekuud, mis on tingitud päikese madalamast nurgast ja lühemast valgust ajast. Kevadeti hakkab päikesekiirguse intensiivsus järk-järgult tõusma, kus tippsuurusteks osutuvad suvekuud, mis tähendab pikemaid päevi, kui ka pikemat valguse aega. Alates jaanuarist on näha sarnase tõusu kaldega langust, mis teeb Eesti päikesekiirguse aastalise tõusu ja languse graafiku justkui sümmeetriliseks. Joonisel kujuneb ka päevade päikesekiirguse üles-alla hüpped, mis viitab päeva ja öö vahetumisele.



Joonis 2.6 SARAH 3.0 mõõtejaama päikesekiirguse andmed 2023 kuude lõikes

Elektritootmise tulemuste simuleerimiseks on valitud 2023. aasta temperatuuri andmed Pärnu Mai tänaval asuva CFSR2 mõõtejaamast, mida kajastab joonis 2.7. Joonis kujutab Eestile iseloomulikku temperatuuri kulgemist – talved külmad ja suved soojad. Talvekuudel langes temperatuur sageli alla nullkraadi, millest madalaimad temperatuurid olid novembri lõpus -16 kraadi juures. Suvekuudel püsis temperatuur üldiselt 20 kraadi juures või sellest kõrgemal, millest kõige kõrgem temperatuur mõõdeti augusti kuus, milleks oli 33,6 kraadi.



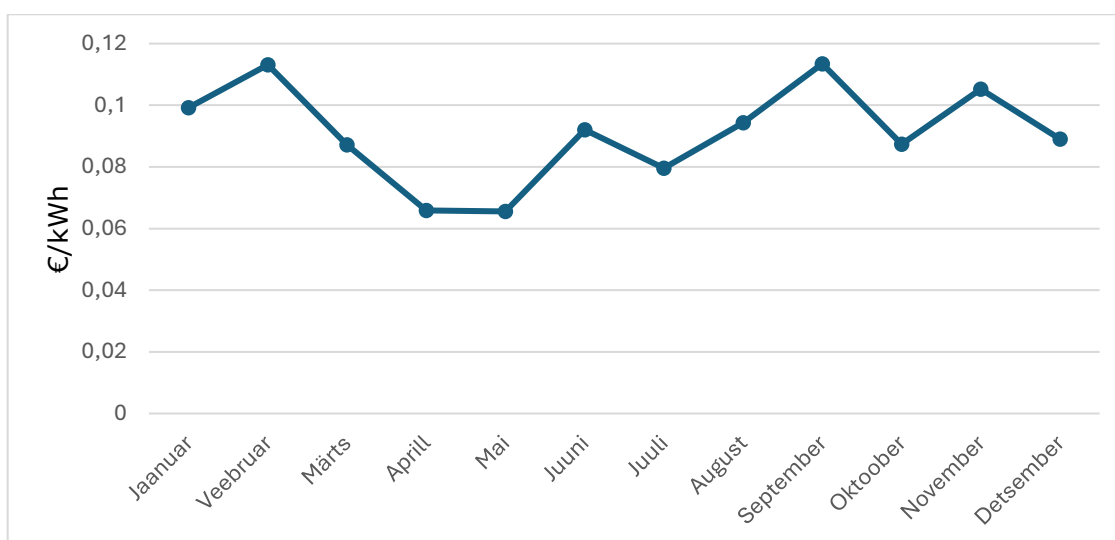
Joonis 2.7 Temperatuuri SARAH 3.0 mõõtejaama andmed 2023 kuude lõikes

2.4 Elektriarve kujunemine

Selles alapeatükis seletatakse lahti kõik maksed, millest kujuneb välja tüüpiline elektriarve.

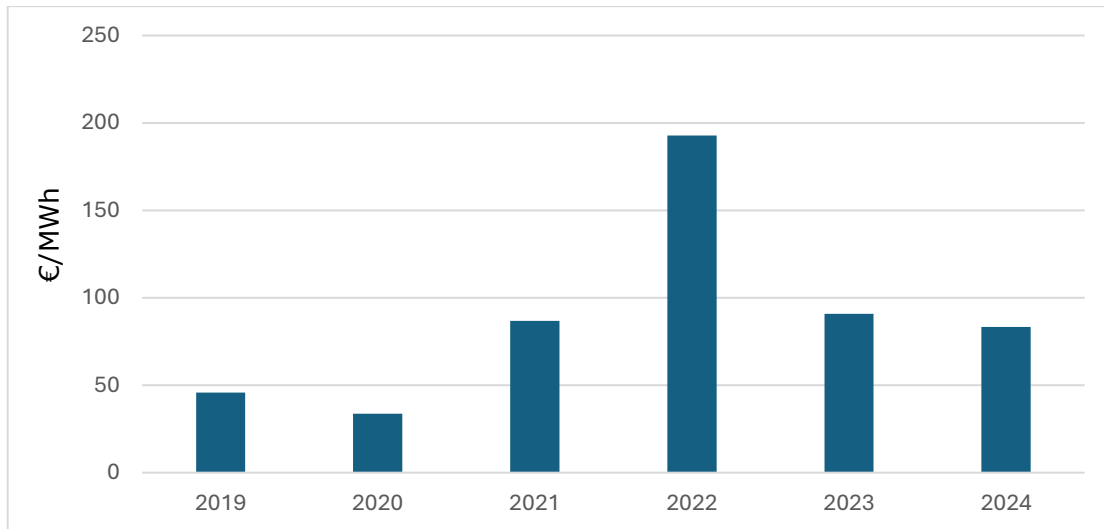
2.4.1 Elektri hind

Elektrimüügi simuleerimiseks on valitud elektri hind 2023. aasta börsihinna järgi, mida kuvab joonis 2.8 [18]. Elektri hind kujuneb üheks peamiseks teguriks päikesepargi tasuvuses, sest sellest moodustub ainukene päikesepargi tulu.



Joonis 2.8 Elektri börsihind 2023 kuude lõikes

Elektrihinna valimisel lähtuti viimase 6 aasta börsihindadest, mida kuvab joonis 2.9 [18]. 2023. aastal nägime 2 €/MWh kallimat hinda, kui moodustas viimase 6 aasta keskmine börsihind. Simuleeritud tulemused oleksid väga ettenägelikud, kui kasutatakse 2020. või 2022. aasta elektri hinda, seega on tehtud konservatiivsem valik.



Joonis 2.9 Elektri börsihind 2019-2024 aastate lõikes

2.4.2 Ostumarginaal

Elektri ostmisel kujuneb elektri hind börsihinnast ja ostumarginaalidest. Börsihind ei liigu stabiilsel teljel, vaid sõltub sellest, kui palju elektrienergiat turul pakutakse ja kui suur nõudlus on. Seetõttu kasutatakse börsipakettidel ostumarginaali, millega on võimalik mõjutada elektri lõpphinda. Antud töö tarbitava elektrienergia ostumarginaaliks on valitud Enefit AS börsihinna paketi põhjal, milleks on 0,45 euro senti/kWh. [19]

2.4.3 Müügemarginaal

EnergyPRO mudelis on arvestatud müüja marginaaliga, mis sõlmitakse elektrienergia ostulepingu teel, mida peavad maksma kõik elektritootjad, kes müüvad oma toodetud elektrienergia võrguettevõttele. Elektrienergia müümisel kujuneb hind börsihinna järgi, millest lahutatakse marginaal maha. Kui varasemalt on olnud müügemarginaalid 2-6 €/MWh vahemikus, siis Enefit AS on kavatsenud oma müügemarginaali lähitulevikus tõsta, millega võib suurendada ka teiste energiaettevõtete elektri tagasiostu hind. Tuleviku muudatusi arvesse võttes, on antud töös valitud müügemarginaaliks 7,5 €/MWh.

2.4.4 Võrguteenuse tasu

Elektritarbijatel tuleb maksta võrguettevõtjale võrguteenuse tasu, mis kujuneb edastatud elektri kWh põhjal. Elektri edastamise tasu erineb ööpäeva ringselt, kui pole lepingus fikseeritud hinda määratud. Päevahinnaks kujunevad argipäevad, väljaarvatud riiklikud pühad, kell 7.00-22.00 vahemikus ning ööhinnaks kujunevad argipäevad kell

22.00-7.00 vahemik kui ka laupäevad, pühapäevad ja ööpäevaringsed riiklikud pühad. Talupere elektriarvel kujuneb hind võrk nr 2 kuutasuga elektri edastamise hindade põhjal, kus päevahinnaks on 5,67 eurosent/kWh ning ööhinnaks on 3,28 eurosent/kWh. [20]

2.4.5 Taastuenergia toetus

Alates 2017. aastast on Eestis taastuenergia toetuste süsteemis toimunud olulised muudatused. Varasemad toetused, mis olid suunatud taastuenergia tootmise soodustamisele, on asendunud uue riigi toetuskeemi tingimustega. 2017. aasta detsembris sai Eesti Euroopa Komisjonilt uue riigiabi loa, mis võimaldab maksta toetust enne 2020. aasta lõppu tootmist alustanud taastuenergia seadmetega toodetud elektri eest. Uue süsteemi kohaselt toimub taastuenergia tootmise toetamine peamiselt vähempakkumiste kaudu. Vähempakkumistel on piiratud toetuse ülemmäär megavatt-tunni kohta ja see sõltub ka järgmise päeva turu elektrienergia börsihinnast [21]. Vähempakkumiste toetuskeem on suunatud rohkem elektritootmisele spetsialiseerunud tööstusettevõtetele ning eraisikutele üldiselt igakuist taastuenergia toetust enam ei maksta.

Alates tänava aastal 23. aprillil on võimalik taotlema päikesepargi rajamisel toetust, eesmärgil, et see tõstaks hoone energiaklassi. 18 kW päikesepaneelide ja 15 kW inverteri näitel on võimalus saada toetust 5 130 €. Kuid toetuse jaoks tuleb teostada ka kas fassaadi, vundamendi või katuse soojustamine ja sellega kaasnevad tööd, pealegi lisanduv päikesepark antud talu hoovis ei parandaks hoone energiaklassi, mistõttu antud töös paigaldavale päikesepargile rahalist toetust ei ole arvestatud. [22]

2.4.6 Taastuenergia tasu

Kõikidel lõpptarbijatel tuleb maksta taastuenergia tasu, mis on taastuvast või tõhusast koostootmisest toodetud elektrienergia toetuste rahastamise kulu. Taastuenergia tasu on riikliku maks elektriarvel, mis on alates 2024. aastast 1,05 eurosent/kWh. Antud töös on arvestatud taastuenergia tasuga elektri ostmisel võrgust juhul, kui on vajalik katta majapidamise või päikesepargi elektri tarbimist. [20]

2.4.7 Elektriaktsiis

Elektriaktsiis on järjekordne riiklik maks, mis esineb elektriarvetel ja millega rahastatakse keskkonnahoidu. Elektriaktsiisi maksukohustuslikud on tarbijad, kes tarbivad otseliini kaudu edastatud elektrienergiat oma majapidamistes või tarbivad

omatoodetud elektrienergiat. Maksukohustuslane on ka võrguettevõtja, kes edastab või tarbib elektrienergiat. Elektrienergia aktsiisimäär on alates 2024. aasta esimesest maist 0,145 eurosent/kWh, mida on arvestatud antud töös majapidamise või päikesepargi elektri tarbimise katmiseks. [20,23]

2.4.8 Tulu- ja käibemaks

Tulumaksu kohustus võrku müüdud elektri eest kadus ära aastal 2022 nendel elektritootjatel, kes toodavad elektrit kuni 15 kW seadmega. Antud töös tegutseval taluperel on juba üks 15kW tootmisseade, kuid olemasolev päikesepark on ostetud ärikliendina. Uus päikesepark on planeeritud rajada erakliendi liitumisena, mis jääb mikrotootja piiridesse, seega ei ole antud töös arvestatud võrku müüdavale elektrile rakendava tulumaksuga. [24]

Käibemaks on riiklik maks, millega toetatakse riigi üleüldist keskkonnahoidu ja ülalpidamist. Käibemaksu määr on 2024. aasta esimesest jaanuarist 22%, mida on arvestatud energyPRO lähteandmetes, kuid jäetakse arvestamata elektrimüügist saadud tulus.

2.4.9 Kuutasud

Nii elektrienergia, kui ka võrguteenuse ettevõtte elektriarve kujunemisel lisanduvad lõpetuseks ka kuutasud kuutasuga lepingutel, mida tuleb maksta neid teenuseid kasutades. Kuutasu ei sõltu ei toodetud ega tarbitud elektrienergiast, vaid on stabiilsed kuni lepingu lõpetamiseni. Antud töös on võetud Enefit AS börsipaketi näitel kuutasu, milleks on koos käibemaksuga 2,02 €/kuu. [19]

Võrguteenuse kuutasu kujuneb võrguühenduse läbilaskevõime amprite alusel. Kui arvestada liitumispunkti asukohta alajaama 0,4 kV jaotusseadmes, siis võib samuti arvestada 40 A kaitsme tasu. Majapidamiste ühefaasiliste 230 V voluvõrkude puhul tuleks 40 A kaitsmega korrutades võimsuseks 9,2 kW ning kolmefaasilise süsteemi puhul korrutades tulemuse läbi $\sqrt{3}$ -ga, saame tulemuseks 15,9 kW. Taluperel on hetkel 40 A kuutasu 10,12 €, mida kasutatakse ka energyPRO mudelis. [20]

2.5 Võrgu liitumis- ja elektritööde tasu

Pärast päikesepargi süsteemi maksumuse leidmist on vajalik alginvesteeringusse arvestada ka liitumis- ja menetlustasuga, millega võivad kaasneda ka vajalikud võrgu

ümberehitustööd elektrisüsteemi takistuse ja lühisvoolude standarditele saamiseks. Võrgu töödega kaasnevad tasud saadi tehes taotluse võrguettevõttele Elektrilevi OÜ, mida kujutab tabel 2.6.

Tabel 2.6 Liitumistasu algne kalkulatsioon

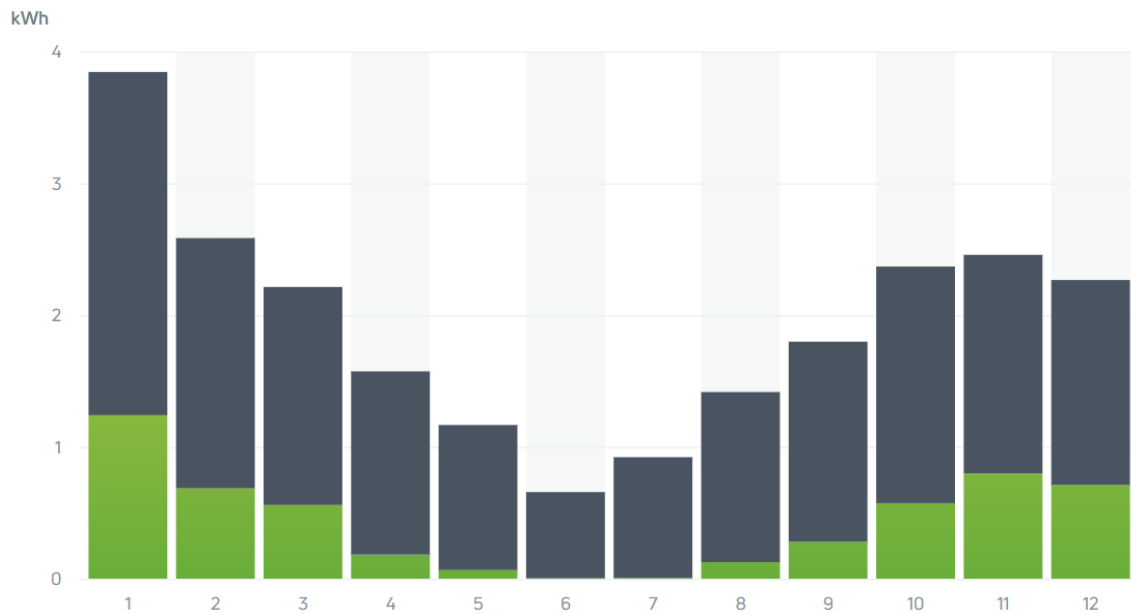
Töö kirjeldus	Maksumus
Projekt	575 €
Alajaamas seadmete paigaldamine või asendamine	7 150 €
Möötesüsteemi vastavusse viimine tootmistingimustega madalpingel ja ohumärgistuste paigaldamine	510 €
Demonotaažitööd ja materjali käitlemine	245 €
Projekti juhtimise tasu	284,08 €

Kalkulatsioon tuleb kokku 8 764,08 €, millest võrguettevõtte peab kinni 20% ulatuses ning käibemaksu arvestamisega jääb lõplik summa 8 553,74 €.

Olemasoleva päikesepargi liitumistasu jäi 1 000 € piiresse, kuid enam olemasolev alajaam seda ei võimalda. Alajaam on pärit eelmisest sajandist, mis ei võimalda võrku ühendada järgmist 15 kW võimsust, mis tõttu tuleb alajaamas teostada ümberehitamist.

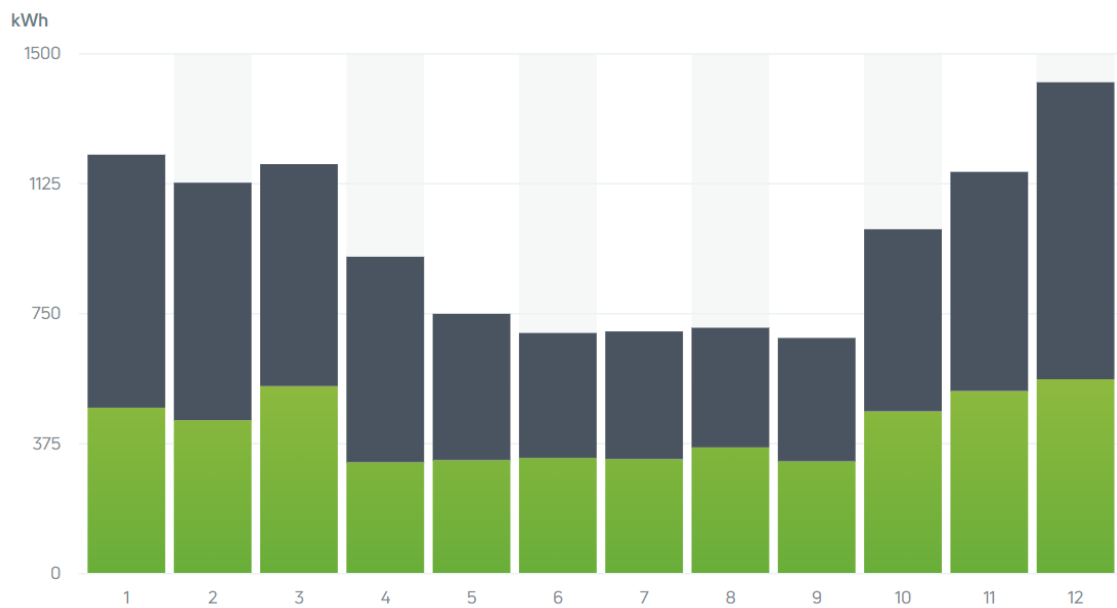
2.6 Tarbimine

Päikesepargi modelleerimisel tuleb arvestada iga väikseima teguriga, mis võib mõjutada süsteemi tulemuste erinevust. Päikesepargi omatarbeks loetakse elektrienergiat, mida süsteem ise tarbib oma tööprotsessi jaoks. Süsteemi kavandamisel on võimalik kujundada omatarvet minimaalseks, valides energiatõhusad seadmed. Olemasoleva päikesepargi 2023. aasta tarbimise andmeid on näha joonisel 2.10, kus roheline värviga on kujutatud päevase tariifiga ja halli värviga öise tariifiga tarbimist. Garanteeritud ei ole, et omatarbimine uuel päikesepargil oleks samaväärne, kuid päikesepargi omatarve moodustub kogu elektritoodangust 0.1-1%, mis ei mõjuta tulemusi oluliselt, seega on energyPRO mudelis arvestatud olemasoleva päikesepargi omatarbe andmetega uue päikesepargi tulemuste simuleerimisel.



Joonis 2.10 Enefit AS iseteenindusest pärinenenud päikesepargi omatarbimise andmed

Kui talupere on olemasoleva päikesepargi tulu saanud ainult elektrimüügist, siis on nad tänapäevaks kuulnud ka palju positiivsust oma toodetud elektri tarbimisest majapidamises ja seejärel alles võrku müügist, seega on alternatiivlahendusena tasuvuse analüüsis simuleeritud tulemusi läbi ka majapidamise tarbimise andmetega. Kodumajapidamise 2023. aasta tarbimise andmeid kujutab joonis 2.11.



Joonis 2.11 Enefit iseteenindusest pärinenenud majapidamise tarbimise andmed

2.7 Lähteandmete kokkuvõte

See alapeatükk võtab kokku kõik energyPRO mudelisse sisestatavad andmed. Tabel 2.7 ja 2.8 kajastavad vastavalt katusele paigaldatava süsteemi ja maapeale süsteemi lähteandmeid ning tabel 2.9 kajastab võrguettevõtte ja elektrienergia kulusid ning tulusid.

Tabel 2.7 Mudelisse sisestatavad andmed katusele paigaldatava süsteemi korral

Päikesepargi koguvõimsus	15 kW
Päikesepargi kaldenurk	44,42°
Päikesepargi asimuut	32,17°
Päikesepaneeli nimivõimsus	550 W
Päikesepaneeli temperatuuri koefitsient	-0,34%/°C
Nominaalne paneeli töötemperatuur (NOCT)	45°C
Päikesepargi kuni elektrivõrguni tekkinud kaod	10%
Päikesepargi koguvõimsuse vähenemine	-0,75% aastas
Alginvesteering (päikeseпарк, liitumine, ehitusluba, kasutusluba)	20 935 €
Väljavahetatava inverteri investeering	2 000 €

Tabel 2.8 Mudelisse sisestatavad andmed maapealse süsteemi korral

Päikesepargi koguvõimsus	15 kW
Päikesepargi kaldenurk	35°
Päikesepargi asimuut	0°
Päikesepaneeli nimivõimsus	550 W
Päikesepaneeli temperatuuri koefitsient	-0,34%/°C
Nominaalne paneeli töötemperatuur (NOCT)	45°C
Päikesepargi kuni elektrivõrguni tekkinud kaod	10%
Päikesepargi koguvõimsuse vähenemine	-0,75% aastas
Alginvesteering (päikeseпарк+liitumine+elektritööd+ehitusluba+kasutusluba)	22 935 €
Väljavahetatava inverteri investeering	2 000 €

Tabel 2.9 Mudelisse sisestatavad elektrienergia ja võrguettevõtte majanduslikud andmed

Tulu/kulu	Hind
Müügmarginaal	7,5 €/MWh
Ostumarginaal	4,5 €/MWh
Taastuenergia tasu	10,5 €/MWh
Elektriaktsiis	1,45 €/MWh
Summaarne kuutasu	11,69 €
Võrguteenuse ööhind	32,8 €/MWh
Võrguteenuse päevahind	56,7 €/MWh
Elektrimüük	Börsihind
Elektri ost	Börsihind

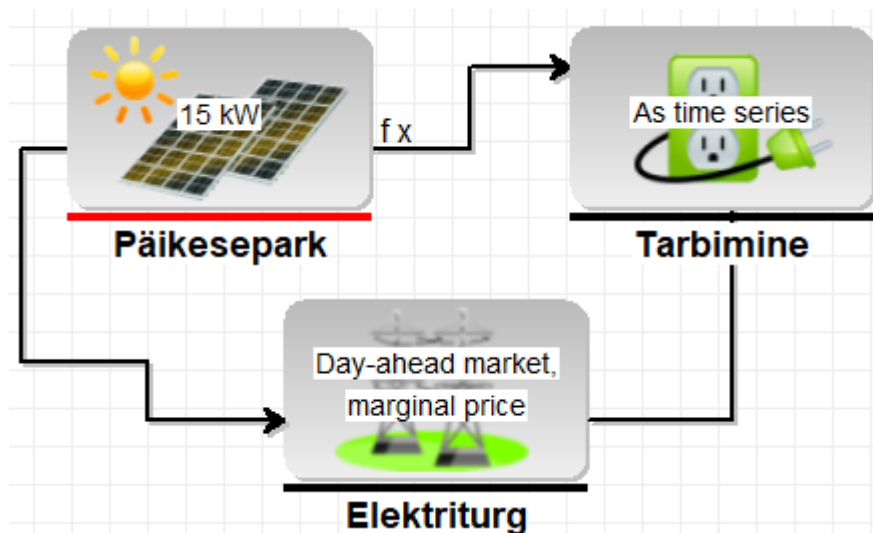
3. ENERGYPRO TARKVARA

Käesolevas bakalaureusetöös on kasutatud energyPRO tarkvara planeeritava päikesepargi projekti elektritoodangu ja -müügi simuleerimiseks ning analüüsimiseks. Tarkvara võimaldab modelleerida elektrienergia kui ka soojusenergia projekte, hinnata nende majanduslikku tasuvust, et kasutajad leiaksid mõistlikke lahendusi oma planeeritavatele või olemasolevatele süsteemidele. Arvutitarkvarale antakse ette sisendid ja tegevuse käsud ning tarkvara simuleerib väljundid.

3.1 Süsteemi mudel

Käesoleva töö energyPRO mudel koosneb kolmest komponendist, mida kujutab joonis 3.1, päikesepargist, elektriturust ja ka tarbimise andmetest. Algselt simuleeritakse nii maapealse kui katusepealse päikesepargi elektri tootmise andmed ning tasuvuse analüüsis käsitletakse katusepealset varianti, mille alternatiiviks lisatakse majapidamise tarbimise andmed.

Mudelisse sisestatud andmed kujunevad tabelite 2.7, 2.8 ja 2.9 põhjal, millele veel lisandub 2023. aasta börsihind, päikesepargi, kui ka majapidamise tarbimise andmed. Elektritootmise ja -müügi tulemustes on arvestatud päikesepargi omatarbimisega, mille võrra on tulemused vastavalt madalamad.

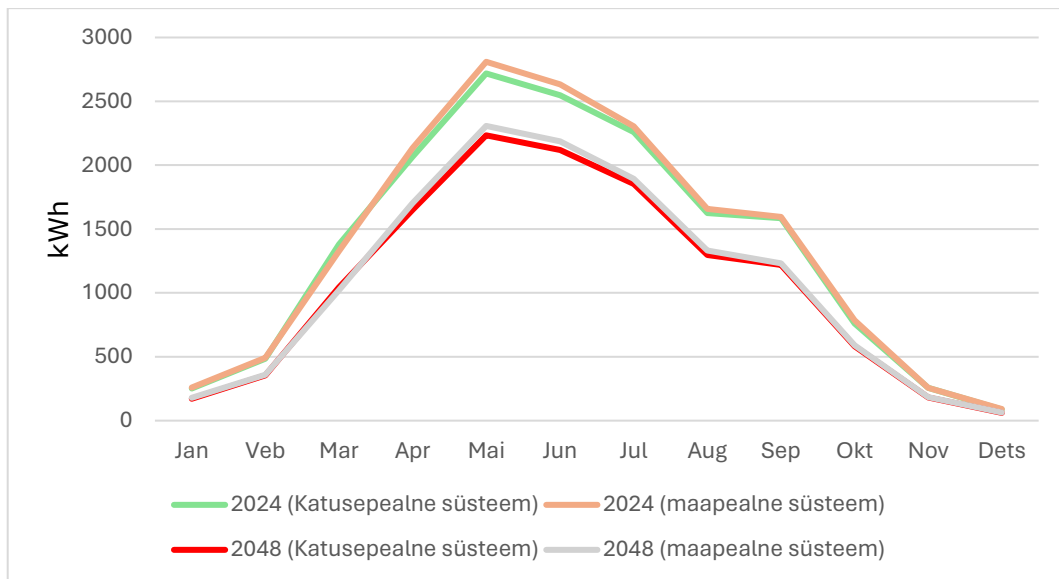


Joonis 3.1 Tarkvara energyPRO mudel

3.2 Simuleeritud elektritootmise tulemused

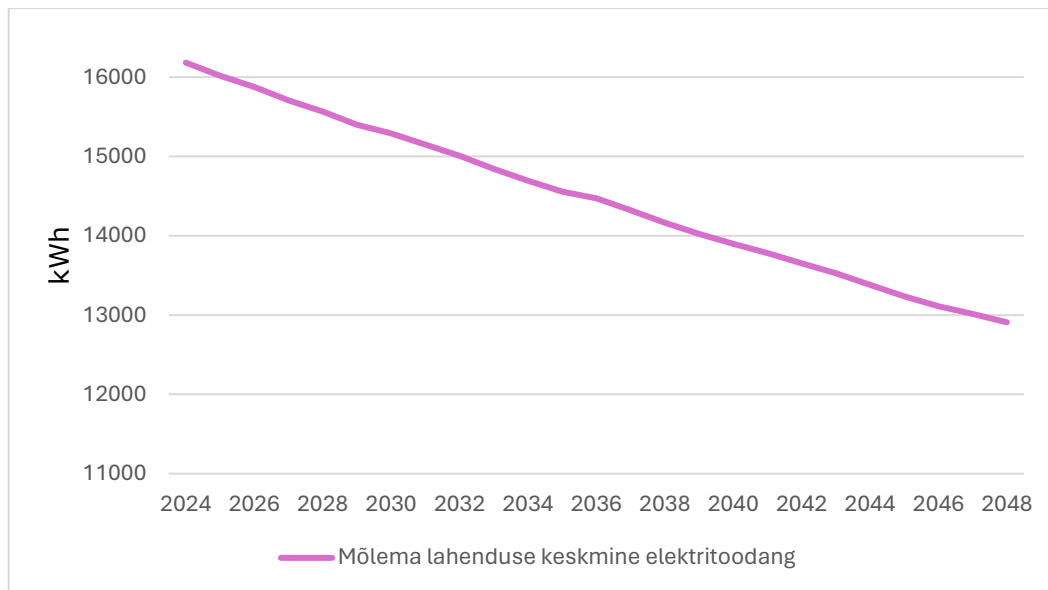
Antud töös käsitleva päikesepargi simuleeritud tootmisprofiil kajastab selgelt nelja erinevat aastaega ja päikesekiirguse varieerumist nendel aastaegadel. Suvekuudel, isegi juba märtsi kuust, kui päike hakkab kauem ja kõrgemalt paistma, on päikeseenergia tootmise tase märgatavalt kõrgem. Just kevade lõpp ja suve algus paistavad silma kõige intensiivsema tootmisajana, mis on ka ootuspärane ja väga tüüpiline Eestile. Septembris on veel näha üle keskmist toodangut, kuid oktoobri kuus langeb see drastiliselt ning enamik aastatel detsembri kuuks oli elektritoodang juba alla 100 kWh.

Joonis 3.2 toob esile katusel paikneva, kui ka maapealse päikesepargi 2024. ja 2048. aasta simuleeritud elektritoodangu. 2024. aasta osutus kõige suurema simuleeritud elektritoodanguga aastaks, mis on ka ootuspärane päikesepargil toota elektrit kõige suuremas koguses esimestel aastatel. Päikeseenergia toodang hakkab hüppeliselt kasvama veebruari lõpust kuni mai kuuni, mis teeb mai kuu kõige suurema simuleeritud toodanguga kuuks antud päikesekiirguse andmetel. Alates mai kuust algab elektritoodang langema, kuid septembris on toodang veel üle 1000 kWh ning septembrist alates jätkab elektritoodang langemist ning detsembri kuuks on see langenud alla 100 kWh. Päikesepaneelide toodang talvekuudel on väga madal Eesti geograafilise asukoha tõttu, päevad on väga lühikesed ning päike on madalamal taevas, mille tõttu paneelid saavad vähem otsest päikesevalgust. Lisaks lumi kohati matab paneelid enda alla, mille tõttu on mõnel detsembri kuu päeval tootmine täiesti nulli lähedane. Külmem temperatuur kusjuures võib justkui parandada paneelide efektiivsust, sest siis päikeseelemendid toimivad tõhusamalt, kuid lühemad päevad ja päikese madalam nurk vähendab paneelide võimalust väiksematki hulka elektrienergiat toota.



Joonis 3.2 2024. ja 2048. aasta elektritoodang kuude lõikes

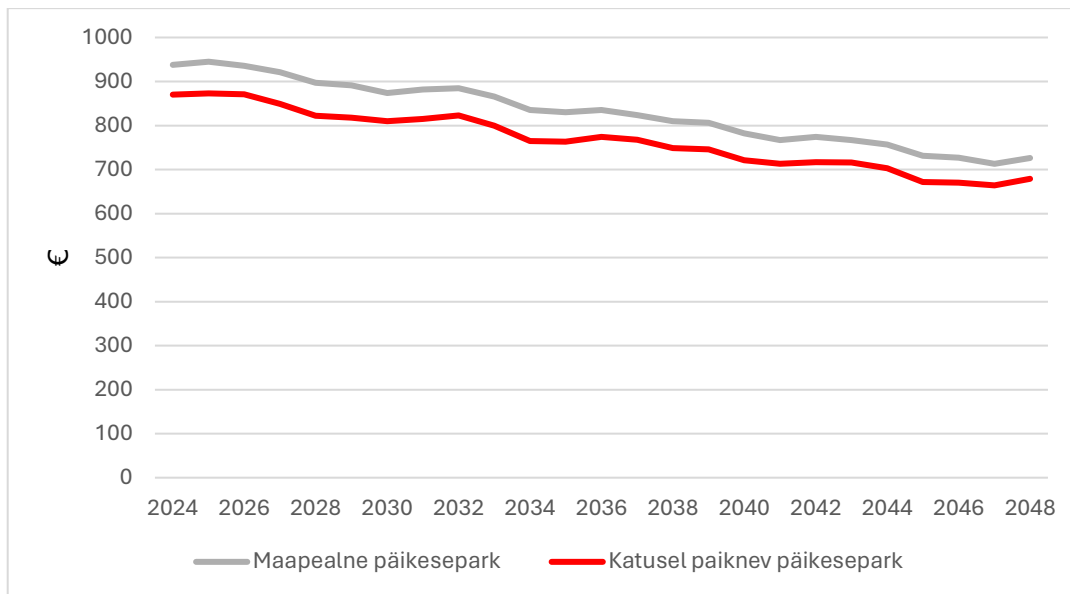
Kõige suurema simuleeritud toodanguga aasta, mis esineb käesoleva projekti alguses ning kõige madalama toodanguga aasta, mis on projektilõpus - nende erinevus on väga tüüpiline ning selle põhjuseks on päikesepargi võimsuse vähenemine läbi aastate. Antud töös sai simulatsiooni arvestatud 0,75% võimsuse vähenemine iga aasta. Paneelide võimsuse languse määr varieerub sõltuvalt paneeli tüübist, kuid keskmiselt arvestatakse 0,5% kuni 1% efektiivsuse kaotust iga aasta. 2024. aasta mõlema paigaldusviisi lahendusel oli keskmine simuleeritud toodang 16 182,55 kWh, mis oli 2048. aasta keskmisest toodangust 20,23% madalam, mis on väga tavapärane nähtus peale 25 aastat tootmist. Kasutatud oli 2023 aasta päikesekiirguse andmeid ning iga aasta sama protsendi võrra võimsuse vähenemist, mis tulemusena annabki ligikaudu lineaarse päikesepargi võimsuse languse projekti algusest kuni lõpuni, mida kujutab silmapaistvalt joonis 3.3.



Joonis 3.3 Elektritoodang aastate lõikes

3.3 Simuleeritud elektrimüügi tulemused

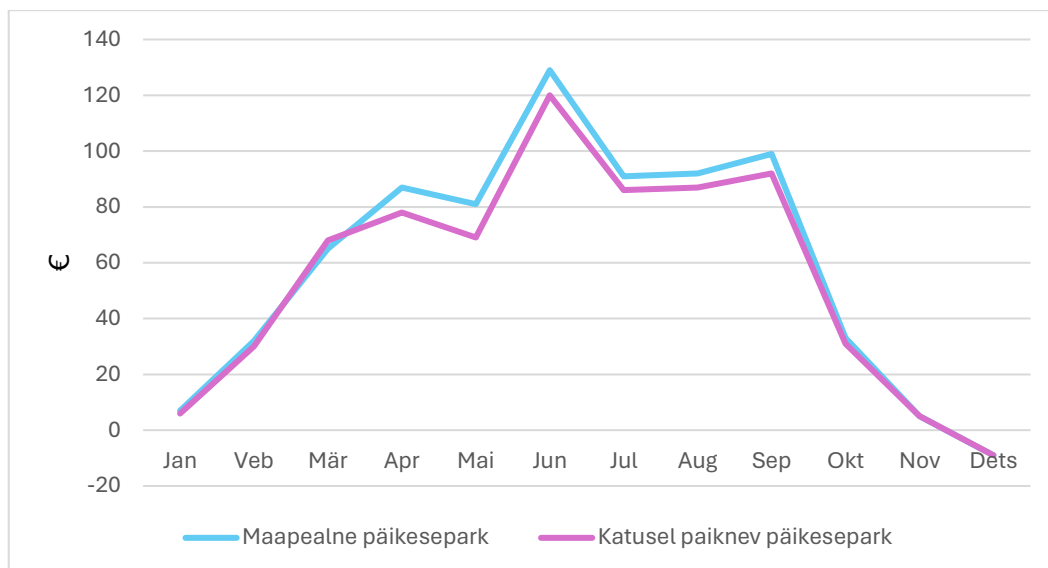
Tarkvara energyPRO mudelisse sai sisestatud aasta 2023 elektri börsihind, mis küllaltki seisis stabiilsena 0 kuni 250 €/MWh vahemikus, küll oli ka kõikumisi 250 kuni 500 €/MWh vahemikus ning üheks tunniks 21. novembril registreeriti ka hüpe 777 €/MWh kõrgusteni, kuid enamjaolt oli börsihind stabiilsetes vahemikes [18]. Elektrimüügi tulemustest on arvestatud müüja marginaal maha ehk joonistel kujutatakse puhast kasumit. Müüjamarginaaliks valiti 7,5 €/MWh, millega ei hinnata üle päikesepargist saadud tulu ning aitab jääda realistlikusse stsenaariumi, sest viimasel kümnendikul on see kulu püsinud 2-5 €/MWh vahemikus. Joonis 3.4 kuvab kogu projekti kestusel simuleeritud elektrimüüki.



Joonis 3.4 Elektritoodangust saadud kasum aastate lõikes

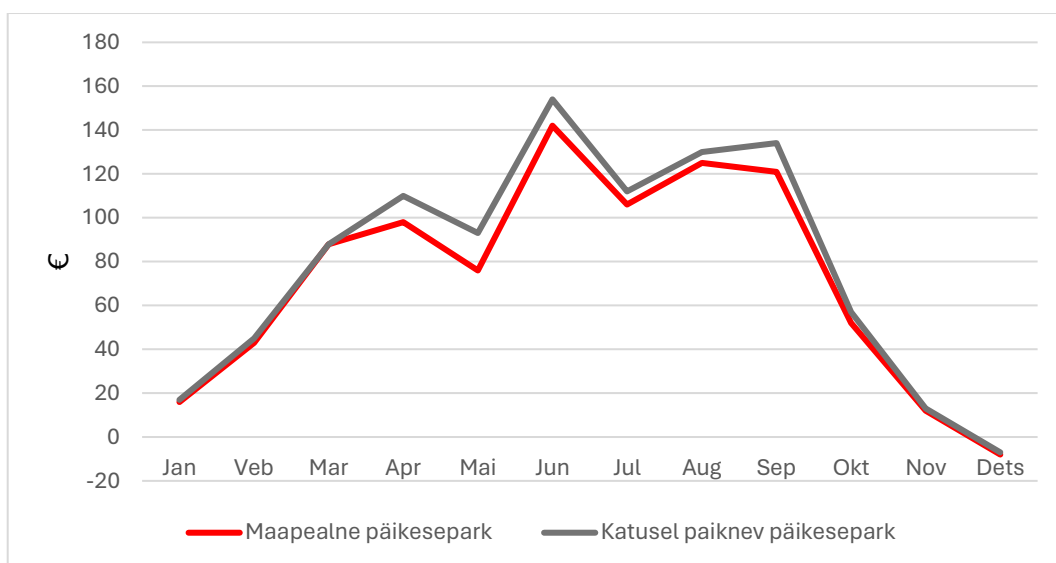
Elektrimüügi simuleeritud tulemused kulgesid sarnaselt elektri tootmisele, sest päikesepargi ainukene tulu tuli elektrimüügist. Kuid täielikult samasugust lineaarsust ei kujunenud, sest elektrimüüki mõjutab märkimisväärselt börsihinna kõikumine. Esimese kolme aasta tulemused erinesid üksteisest 3-9 € võrra, kuid 2028. aastast langes müügitulu juba 25 €. Kui elektritoodang oli kõige kõrgem projekti esimesel aastal, siis elektrimüügi kasum oli kõrgeim teisel aastal – samasugune olukord kujunes ka projekti lõpus, kus 2048. aastal oli kasum suurem kui 2047. aastal. Mõlema süsteemi lahendusel trendi erinevusi ei esinenud, sest börsihind ja müüjamarginaal oli kogu projekti kestusel identne. Süsteemi ja inverteri investeeringuid mitte arvesse võttes, tootis maapealne päikesepark 20 719 € ning katusel paiknev 19 171 €. Maapealne lahendus võimaldas efektiivsemat päikesepargi paigaldust, mis tõi kaasa ligikaudu 7,5% suurema elektrimüügi iga aasta, kui katusel paiknev süsteem.

2047. aasta kujunes kõige väiksema sissetulekuga aastaks, mida kujutab joonis 3.5. Kui mai kuul oli elektri toodang kõige kõrgem, siis hoopis juunis oli elektrimüügist saadud kasum kõige kõrgem. 2023. aasta juuni kuu elektri hind oli ligikaudu 30% kõrgem mai kuu elektri hinnast, mis tõttu kujunes juuni kuu kõige edulisema elektrimüügi kuuks. Veebruari ja märtsi kuude vahemikus on näha katusel paikneva süsteemi kõrgemat kasumit, mis tuleneb katuse järsemast kaldenurgast, mis sai peaaegu 10 kraadi järsem, kui maapealsel. Varakevadel ja sügisel paistab päike madalama nurga alt, mis tõttu suurem kaldenurk potentsiaalselt toodab nendel aastaegadel rohkem elektrienergiat ja seega -müüki. Detsembri kuus on näha negatiivset elektrimüüki, mis tuleneb minimaalsest elektritootmisest sellel kuul, kui ka päikesepargi omatarbimisest, võrgu ja elektrienergia teenuse kuutasudest.



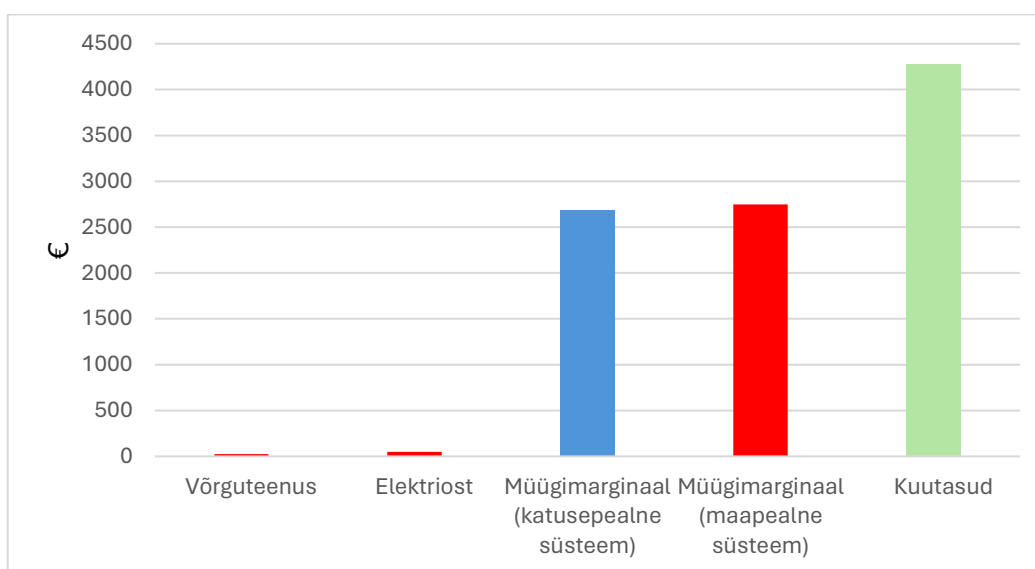
Joonis 3.5 2047. aasta simuleeritud elektrimüük

Joonis 3.6 kujutab kõige kõrgema elektrimüügiga aastat, mis kujunes projekti teiseks aastaks. Üldjuhul toodavad päikesepargid kõige rohkem elektrienergiat esimestel aastatel, sest siis ei ole erilist võimsuse langust veel kujunenud. Mõlemal elektrimüügi joonisel on näha septembri kuul märkimisväärset elektrimüüki, mis tuleneb 2023. aasta septembri kõrgest elektrihinnast, kusjuures septembris oli kõige kõrgem elektrihind sellel aastal. Sarnaselt 2047. aasta simuleeritud elektrimüügiga, on näha 2025. aastal negatiivset müüki detsembri kuus – esimeste aastate päikesepargi suurem võimsus endiselt ei suutnud ära katta detsembri kuu pargi omatarbimise ja kuutasusid. Elektrimüügi joonised on suures sõltuvuses elektrihinna andmetest, mis on peamised elektrimüügi mõjutajad.



Joonis 3.6 2025. aasta elektrimüük

Joonis 3.7 annab ülevaate elektrimüügist tulenevatest kuludest, kus võrgu- ja energiaettevõtte kuutasu moodustub kõige suurema summa elektrimüügi kuludest. Võrguteenusu kuuhinnaks on 40 A korral 10,12 € ja Enefit AS börsihinna paketil 2,02€, mis moodustub 25 aastase projekti peale 4275 €. Mõlema lahendusega päikesepargid ei tootnud ühelgi aastal üle 1000 €, kuid kuutasusid maha arvatades, oleks 2030. aastani elektrimüük olnud igal aasta üle 1000 €. Märkimisväärsed kulutused määras ära ka müüгимarginaal, mida maksavad kõik elektrimüüjad, kes on võrguettevõttega sõlminud müügilepingu. Praegustes arvutustes oli arvestatud ainult päikesepargi omatarbimisega, mistõttu moodustas elektriarve peamiselt kuutasudest ning ülejäänud elektriarve komponendid arveldatakse €/kWh kohta, mistõttu ülejäänud kulutused olid nulli lähedased.



Joonis 3.7 Elektrimüügist tulenevad kulud projekti kestusel

3.4 Maapealse ja katusepealse süsteemi elektritootmise tulemuste vahekokkuvõte

Maapealse päikesepargi arvutustesse sisestati Eesti mõistes kõige efektiivsem kaldenurk ja asimuut päikesest elektrienergia tootmiseks, kuid erinevus katusel paikneva päikesepargiga ei olnud väga märkimisväärne. 2024. aasta simuleeritud toodangu mõlema lahenduse erinevus oli 320 kWh suurem katusepealsel süsteemil, mis 2023. aasta keskmisest börsihinnast teeb 29,06 €. Maapealne päikesepark ei tasu enda lisa maksumust ära. Projekti planeeritaval viimasel aastal oli maapealse elektrimüük 453 € võrra eespool, seega maapealne päikesepark ei tasu enda lisa maksumust ära. Edaspidistes arvutustes pole enam kaalutud maapealse päikesepargi lahendust.

4. TASUVUSE UURIMISE MEETODID

Projekti tasuvuse analüüs määrab ära, kas projekt oleks majanduslikult otstarbekas või mitte, mistõttu on seda mõistlik teha enne päikesepargi rajamist. Päikesepargi tasuvuse peamised määrajad on päikesepargi süsteemi maksumus, elektri hind ning ka geograafiline asukoht. Taastuenergia projektide, sealhulgas päikeseparkide, tasuvuse analüüsimisel võetakse arvesse igat kui väiksemat kulu ja tulemustele mõjuvaid asjaolusid, et saada põhjalik arvestus. Väiksematel päikeseparkidel enamasti puuduvad püsikulud, mis tähendab, et kõige suurem investeering toimub projekti alguses. Taastuenergia projekti tasuvusajad varieeruvad küllalt, kuid päikeseparkide puhul loetakse veel keskmiseks tasuvusajaks 10 aastat.

Elektrihinna mõju tasuvusele ei saa alahinnata, sest kõrged elektrihinnad suurenevad päikesepargi tulusid, kuid madalad just pikendavad tasuvusaega. Antud töö simulatsiooni mudelisse on elektrihinnaks sisestatud 2023 aasta börsihind, mis muudab kogu projekti reaalsemaks. Antud projekti tasuvuse analüüsiks kasutatakse algselt tasuvusaja ja nüüdispuhasväärtuse arvutamist, need 2 meetodit on sageli piisavad, et välja selgitada koduhoovi mikrotootja võimsuse piiridesse jääva päikesepargi tasuvus. Lõpetuseks teostatakse ka tundlikkuse analüüs, kus võrreldakse baasalternatiiviga erineva elektrihinna mõju päikesepargi tasuvusele.

4.1 Tasuvusaeg

Tasuvusaja arvutamist kasutatakse erinevate investeeringute korral, mis määrab ära projekti tasuvusaja. Tasuvusaja arvutamise peamiseks eeliseks on selle lihtsus ja arusaadavus, mis teeb selle populaarseks kiirete otsuste puhul. Siiski, tasuvusaja meetod ei arvesta tulevasi rahavoogusid peale investeeringu tasuvusaja lõppu ega rahavoogude ajalist väärtust. Sellegipoolest, toob ta välja esialgse tasuvuse tulemuse, mida saab võrrelda sarnaste projektide standard tasuvusaegadega. Tasuvusaega saab leida alginvesteeringule liites tulevasi rahavoogusid, kuniks kogutulu ületab alginvesteeringut. Tasuvusajaks loetakse aega, millal kogutulu esmakordselt ületab alginvesteeringu summat.

4.2 Diskontomäär

Diskontomäär on intressimäär, millega arvutatakse tulevaste rahavoogude hetkeline väärtus ja sarnaselt ka raha ajaväärtus, mis on oluline investeerimisotsuste tegemisel. Diskontomäära rakendamine investeeringu tasuvuse analüüsis aitab mõõta nii investeeringu riske, kui ka tulevaste rahavoogude potentsiaalset väärtust.

Diskontomäära rakendamine tasuvuse analüüsimisel on tähtis, sest see omakorda mõjutab otseselt projektide nüüdispuhasväärtust. Kui investorid hindavad investeeringu riskitaset diskontomääraga, hinnates seda hulka raha, mis nad investeeringust potentsiaalselt tagasi saavad, siis samal kombel kasutatakse ka seda vastupidiselt nüüdisväärtuse arvutamisel. Investeeringut planeerides tuleb arvestada, et diskontomäära tõttu väheneb tulevaste rahavoogude väärtus aja jooksul.

Antud töö kavandatav päikesepargi investeering finantseeritakse täielikult omakapitalist, seega diskontomäärana kasutatakse omakapitali määra, mis leitakse CAPM (capital asset pricing model) mudeli valemiga:

$$E(r_e) = r_f + \beta_e \cdot [E(r_m) - r_f] \quad (4.1)$$

kus $E(r_e)$ – omakapitali oodatav tulusus,

r_f – riskivaba intressimäär,

β_e – riskikoeffitsient,

$E(r_m)$ – turuportfelli oodatav tulusus. [25]

Riskivaba intressimäärana on võetud Eesti riigi võlakirja indeks S&P (Standard and poor) andmete alusel. S&P andmeid peetakse üldiselt usaldusväärseks, nende andmeid kasutatakse laialdaselt erinevaid investeeringuid tehes. Riskivabaks intressimääraks on valitud 4,33%. [26]

Riskikoeffitsiendiks võib valida taastuenergia projektide puhul 0,5-1 vahemikus, sest need on suhteliselt madala volatiilsusega – üldjuhul toodetakse tulu pikema aja jooksul suhteliselt stabiilsete tingimuste alustel, näiteks kui koostatakse elektrimüüja leping, siis müüja marginaal enne lepingu lõppemist ei muutu ning ainukesena võib elektri hind olla kohati kõikuv, mis üldjuhul liigub stabiilselt mitte tehes suuremaid kui parkümmend protsenti hüppeid. Antud töös käsitlev 15 kW päikesepark on suhteliselt riskivaba, mille riskitaset saab üldjuhul ainult mõjutada elektri hinna suured kõikumised. Antud töös on riskikoeffitsiendiks valitud 0,7.

Turuportfelli oodatavat tulusust valitakse fookuses oleva valdkonna investeeringu tulususe andmetel. Antud töös hinnatakse päikesepargi tasuvust, seega turuportfelli valdkonnaks jäävad sarnaste projektide oodatav tulusus. Kui suuremahuliste päikeseelektrijaamade oodatav tulusus jääb 10-20% vahemikku, siis mikrotootja

tootmisvõimsuse piiridesse jääv päikesepargi tulusus on võimaline jääma 5-10% vahemikku. [27]

Eelnimetatud andmete rakendamine CAPM mudelisse, saame omakapitali oodatavaks tulususeks ligikaudu 6,2%, mida on arvestatud projekti nüüdisväärtuste arvutamisel.

4.3 Nüüdispuhasväärtus

Lisaks tasuvusaja hindamisele, on ka nüüdispuhasväärtus kriitiline näit, mida on mõistlik teha enne investeerimisotsuseid. Nüüdisväärtuse leidmine aitab leida ka investeeringu ajalise väärtuse, mida ainult tasuvusajast ei selgu. Nüüdisväärtus arvutatakse valemiga:

$$NPV = \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} - I, \quad (4.2)$$

kus F – tulevane rahavoog,

i – diskontomäär,

I – algne investeering,

n – projekti kestuse aastate arv. [28]

Projekti loetakse majanduslikult tasuvaks sellisel juhul, kui tulemuseks on positiivne NPV. Kui $NPV = 0$, siis investeering on tootnud piisavalt tulu, et katta alginvesteering. $NPV > 0$ korral, on iga väärtus juba lisatulu.

4.4 Tundlikkuse analüüs

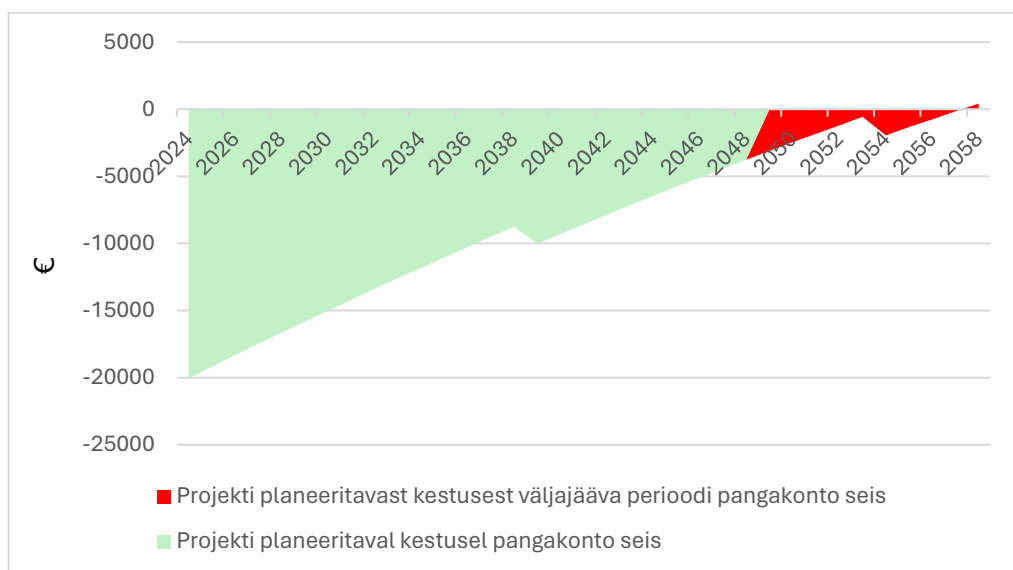
Tundlikkuse analüüsi meetod hindab, kuidas erinevad sõltumatud muutujad võivad mõjutada kogu projekti investeeringu tasuvust. Selline tasuvuse hindamise meetod on märkimisväärselt kasulik taastuvenergia projektide puhul, sest see aitab tuvastada potentsiaalseid riske ja määrata erinevate parameetrite tundlikkust kogu projekti investeeringule. Tundlikkuse analüüsi teostamiseks võetakse teostatava investeeringu baasstsenaarium, mille investeeringu tasuvust edaspidi võrreldakse erinevate parameetrite muutmisel. [28]

5. TASUVUSE ANALÜÜS

Antud peatükk kajastab energyPRO tarkvaraga modelleeritud päikesepargi tasuvuse analüüsi, mis hõlmab tasuvusaja ja nüüdispuhasväärtuse leidmist. Tasuvuse analüüs on teostatud ainult katusepealsele süsteemile ja alternatiiviks on võetud samade lähteandmetega päikesepark, kuid juurde lisatakse majapidamise omatarbimine.

5.1 Päikesepargi tasuvusaeg

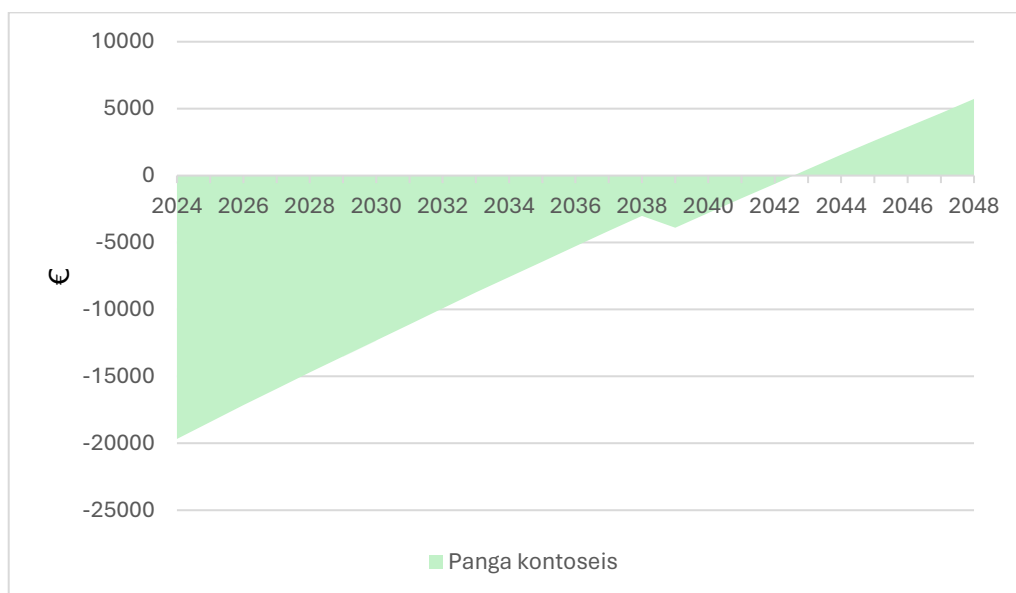
Päikesepargi tasuvusaeg puudub 25 aasta projekti kestusel, samadel lähteandmetel peaks päikesepark veel tootma ligikaudu 10 aastat, et oleksid tagasi teenitud alginvesteering ja inverterite maksumus, mida kujutab joonis 5.1. Päikesepargi tasuvusaja puudumine projekti planeeritud perioodil on tingitud suurest liitumistasust. Kui olemasoleva päikesepargi liitumistasuks, mis sisaldas väiksemahulisi elektritöid, jäi 2021. aastal kuni 1 000 € vahemikku, siis järgmise päikesepargiga rajamisega tuleb eelmisest sajandist pärit alajaamas vahetada erinevaid seadmeid, mis toovad liitumistasu hüppeliselt kõrgele, et projekt antud tingimustel ei tasu ära.



Joonis 5.1 Panga kontoseis projekti kestusel, kui ka projektist väljajääval perioodil

Alternatiivlahendusena on simuleeritud elektritootmisest ja -müügist päikesepargi tasuvusaeg, kus on arvestatud nüüd majapidamise elektri tarbimisega, kuid ülejäänud andmed jäävad samaks. Päikesepargist toodetud elekter kasutatakse ära vastavalt majapidamise elektri nõudlusele ja ülejäänud müüakse energiaettevõttele, vajadusel ostetakse börsilt elektrit juurde. Alternatiivlahendusel on modelleeritud tegelikud kulud resulteeriva rahavoona, mis tähendab juba olemasolevate kulude kokkuhoidu võrreldes praeguse olukorraga. Päikesepargiga elektrit tootes, samal ajal tarbides ja ülejäägi

võrku müües hoitakse kokku kõikidest €/kWh kuludest, mis kujunevad tüüpilisel elektriarvel. Alternatiivselt jäävad ainukesteks kuludeks võrgu- ja energiaettevõtte kuutasu ja müüгимarginaal.



Joonis 5.2 Panga kontoseis projekti kestusel ise toodetud elektri tarbimise korral

Joonis 5.2 kujutab alternatiivlahendusena päikesepargi tasuvusaega, mis on tänu elektriarve kulude kokkuhoiule saavutanud tasuvusajaks 19 aastat ja 6 kuud. Endiselt ei ole tasuvusaeg saavutatud normi piiridesse päikeseparkide puhul, kus keskmiseks tasuvusajaks jääb 10 aastat ja üle selle loetakse pikaks tasuvusajaks. Talupere on otsustanud ainsaks lahenduseks jätta päikesepargi, mis katab majapidamise elektri nõudlust.

5.2 Päikesepargi nüüdispuhasväärtus

Nüüdispuhasväärtuse leidmisel oli vaja kasutada diskontomäära, mis leiti CAPM mudeli põhjal. Diskontomäär valiti omakapitali määrana, milleks saadi 6,2%. Nüüdisväärtuse arvutamine käib alapeatüki 4.3 meetodikal.

Tabel 5.1 kujutab päikesepargi nüüdisväärtuse arvutamist, kus on kogu projekti kestuse jooksul saadud kulud ja tulud diskonteeritud praegusele ajahetkele. Tuluks loetakse elektrimüügist ja elektriarve kokkuhoiust saadud summat ning jooksvateks kuludeks müüгимarginaali, kui ka energia- ja võrguettevõtte kuutasu. Nüüdisväärtust arvutatakse jooksvate kulude lahutamisest projekti tuludest, mille tulemus liidetakse maha kogu investeeringust. Päikesepargi projekt ei tulnud majanduslikult tasuv, mis ei kata ära diskonteeritud tuludest koguinvesteeringut.

Tabel 5.1 Katusel paikneva päikesepargi nüüdisväärtuse arvutamine

Tulud	18 470 €
Jooksvad kulud	3 277 €
Jooksvad maksed	15 192 €
Investeering	-21 746 €
Kõik maksed kokku	-6 554 €

5.3 Tundlikkuse analüüs

Tundlikkuse analüüsis võrreldakse baasalternatiiviga elektrihinna mõju päikesepargi tasuvusajale ja nüüdisväärtusele. Baasalternatiiviks valitakse päikesepargi süsteem, mille tasuvusajaks tuli 19 aastat 6 kuud 2023. aasta elektrihinna andmetel. Aastal 2023 oli keskmine elektrihind 90,79 €/MWh ning sellest hinnast moodustatakse 6 erinevat alternatiivi, kus võetakse igal alternatiivil 10% kallim või odavam elektrihind. Tabel 5.2 kujutab elektrihinna tundlikkust baasalternatiivile.

Tabel 5.2 Elektrihinna tundlikkus päikesepargi tasuvusajale ja nüüdisväärtusele

Elektrihind €/MWh	Tasuvusaeg	Nüüdispuhasväärtus €
63,55 €/MWh	Puudub	-11 060
72,63 €/MWh	24 aastat ja 8 kuud	-9 520
81,711 €/MWh	21 aastat ja 8 kuud	-8 037
90,79 €/MWh	19 aastat ja 6 kuud	-6 554
99,87 €/MWh	17 aastat ja 7 kuud	-5 071
108,95 €/MWh	16 aastat ja 2 kuud	-3 588
118,03 €/MWh	13 aastat ja 5 kuud	-2 105

Elektrihinna tõus vähendab märkimisväärselt investeeringu tasuvusaega ja suurendab nüüdispuhasväärtust. 30% madalama elektrihinna puhul tasuvusaeg puudub, siis 30% kõrgema hinnaga tuli tasuvusajaks 13 aastat ja 5 kuud, mis juba läheneb päikesepargi tasuvusaja normi piiresse. 13 aastat ja 5 kuud võidakse lugeda rahuldavaks tasuvusajaks sellisel projektil arvestades, et projekti teostades säästaksid elektriarve kuludest, kuid isegi 30% kõrgema elektri hinnaga ei saavutatud majanduslikult tasuvat nüüdisväärtust.

5.4 Järeldus

Algselt kaaluti nii katusepealset, kui maapealset päikesepargi süsteemi, kuid simuleeritud tulemuste põhjal ei tasunud maapealne süsteem enda lisatasu ära. Katus oli ligikaudu kagu suunas ja järsema nurga all, sellegipoolest jäi katusel paiknev päikesepark projekti lõpuks oma pangakonto seisu suhtes majanduslikult paremasse olukorda. Maapealne päikesepargi süsteem on üldjuhul 10-30% kallim katusepealsest

süsteemist, arvestades eelnevalt korraliku katusega. Järgnevalt arvestati majapidamise tarbimise andmetega, et kas oleks võimalik teha kogu projekt tasuvaks. Ilma elektriarve kulude arve kokkuhoiuta, tasuvusaeg puudus antud projektil, kuid kulude kokkuhoiuga saavutati projekti tasuvusajaks 19 aastat ja 6 kuud 2023. aasta elektri hinnaga. Viimaseks uuriti elektri hinna tundlikkust projekti tasuvusele, kuid isegi 30% kõrgema elektri hinnaga tuli nüüdisväärtus negatiivne. Taastuvenergia projektide populaarsuse kogumisega toodetakse tunduvalt rohkem elektrit, kui kunagi varem, kuid see tekitab uusi takistusi nii jaotusvõrgu läbilaske võimalustel, kui ka elektri üleüldist vähenenud nõudlust, mis mõjutab börsihinda. Päikesepargi süsteemi hinnapakumuse oli tänapäeva mõistes alla keskmise, kuid liitumistasu tõttu, ei tasu uue päikesepargi rajamine end ära. Käesolevas töös ei leitud majanduslikult tasuvat uut päikesepargi lahendust, 2021. aasta projekt ei ole tänava aastatel enam teostatav ilma toetusteta ja suurenenud müüginimarginaali tõttu. Kuid taluperel on endiselt suur potentsiaal säästa olemasoleva päikesepargiga oma elektriarve kulutustest, kuid sellele järgnevad uued väljakutsed ja tingimuste muutmiste tasud.

KOKKUVÕTE

Käesolev töö koostati päikesepargi tasuvuse hindamiseks energyPRO tarkvara abil, 2021. aastal oli autori perel kulgenud päikesepargi projekt väga positiivselt ja antud töös teostati sarnase päikesepargi andmetega tulemuste simuleerimine, kuid kõrgemate tänapäevaste hindade põhjal.

Algselt anti ülevaade päikesepargi elektritootmise potentsiaalset erinevatel asukohtadel ümber maailma. Päikesepargi toodang on suures sõltuvuses päikesekiirgusest, seega võrreldi 3 erineva riigi päikesekiirguse andmeid. Hispaania ja Kongo Demokraatliku Vabariigi mõõteandmetega võrreldes, oli Eesti päikesekiirgus suvekuudel samavääriline, kuid suve lõppedes toimus drastiline langus, mistõttu on Eestis päikeseparkide tootmise võimalus märkimisväärne ainult suvekuudel. Anti ülevaade ka päikeseneergeetika arengust, mis hõlmas endas ainult positiivseid edusamme. Päikesest toodetud elektri osakaal kõikidest energiaallikatest on kiirel tõusuteel ja samuti ka päikesepaneeli tehnoloogia areng on teinud tublisid edusamme.

Järgnevalt hakati energyPRO tulemuste saavutamiseks leidma vajalikke lähteandmeid, kuid esmalt tutvustati olemasolevat päikeseparki ja erinevaid päikesepargi paigalduse lahendusi. Pere kaalus mõlemat paigalduse varianti, milleks oli katuse- ja maapealne süsteem. Katusepealse süsteemi korral tutvustati katuse ligikaudseid parameetreid, leides kaldenurga ja asimuudi Maa-ameti kaardirakenduse teel. Päikesepargi andmed tulenesid 2 erineva ettevõttele hinnapakumist tehases, millest ettevõtte B pakutavad tooteid tundusid küll usaldusväärsemad, kuid minimaalselt, seega otsustati ettevõtte A pakutavatele toodetele, kus päikesepargi maksumus tuli 0,5 €/W.

Edasi mainiti elektritootmise simuleerimise jaoks vajalikke ilmastikuandmeid, mis leiti planeeritavast pargist kilomeeter eemal asuvast SARAH 3.0 mõõtejaamast. Suurima hulga lähteandmetest moodustas elektriarvel kujunenud tasud, mis leiti Elektrilevi OÜ toodete ja teenuste hinnakirja põhjal. Elektrihinnaks otsustati 2023. aasta kasuks, sest 2023. aasta börsihind kujutas viimase 6 aasta keskmist börsihinda. Müügitõusumarginaal võeti 7,5 €/MWh, seda põhjusel, sest müügitõusumarginaalid on olnud viimastel aastatel tõusuteel, olemasoleva päikesepargil kehtib veel 2 €/MWh müügileping, seega on mõned aastad hiljem hinnad tunduvalt tõusnud. Liitumistasu jaoks küsiti hinnapakumist võrguettevõttelt Elektrilevi OÜ, kus tuli liitumistasu algseks kalkulatsiooniks 8 553,74€, sest hoovis olev alajaam ei võimalda võrku lisada järgmist 15 kW päikeseparki. Lähteandmete lõpetuseks lisati nii majapidamise, kui ka päikesepargi tarbimise andmed, mis aitavad analüüsida projekti tasuvust täpsemalt.

15 kW päikesepargi alginvesteeringuks katusepealsel variandil tuli 20 935 €, ja maapealsele alternatiivi investeeringule lisati 2 000 € juurde, kallimate paneelikinnituste tõttu. Investeeringusse lisati juurde ka uue inverteri soetamine projekti 15. aastal.

Järgnevalt anti lühike ülevaade tarkvarast energyPRO, mis on kasutusel paljudes energiaprojektides eesmärgiga simuleerida elektri- või soojusenergiat, mis kuvab ka vajalikke majanduslikke andmeid. Mudeli sisenditega teostati 25. aastane modelleerimine, kuna see ajavahemik peegeldab keskmist päikesepargi eluiga. Algselt simuleeriti tulemusi võttes arvesse ainult päikesepargi omatarvet, mis tähendas börsilt elektri ostmist aegadel, millal päikesepark ise ei tootnud, kuid elektri nõudlus esines.

Mõlema lahenduse, maa- ja katusepealne süsteem, keskmiseks elektritoodanguks tuli projekti esimesel aastal 16 182,55 kWh ning viimasel aastal 12 865,74 kWh, mis on kaootuspärane, arvestades päikesepargi lineaarset võimsuse langust. Simuleeritud elektritootmise tulemused kajastasid tüüpilist Eesti päikesekiirguse kättesaadavust, kus aprillist algas märkimisväärne tootmine ning lõppes septembriga. Simuleeritud elektrimüük kulges projekti aastate lõikes sarnaselt tootmisega, kuid detsembri kuudes oli näha ka negatiivset müüki, mis tulenes peamiselt elektriarve kuutasudest. Simuleeritud elektrimüügi tulemuste põhjal ei tasunud maapealne katusepark võrreldes katusepealse süsteemiga end ära lisamaksumuse tõttu, sest maapealne süsteemil oli isegi projekti lõpus majanduslikult halvem seis. Seega maapealne variant jäeti edaspidistest arvutustest välja.

Katusepealse päikesepargi tasuvusaeg puudus 25 aasta perioodil, kuid siis tehti tulemused läbi ka majapidamise tarbimist arvestades, mis tänu elektriarve kulude kokkuhoiule saavutas tasuvusajaks 19 aastat ja 6 kuud, kuid nüüdisväärtus tuli endiselt negatiivne, -6 554 €. Järgnevalt võrreldi elektri hinna mõju päikesepargi tasuvusele, kuid isegi 30% kõrgema elektri hinnaga ei saavutatud positiivset nüüdisväärtust. Tänu elektriarve kulude kokkuhoiule saavutati 30% kõrgema 2023. börsihinnaga tasuvusajaks 13 aastat ja 5 kuud, kuid majanduslikult tasuvat uue päikesepargi lahendust ei leitud. 3 aasta tagust üllatavalt positiivset päikesepargi lahendust ei ole hetkeliste hindade ja kõrge liitumistasu tõttu võimalik enam teostada. Talupere ainsaks võimaluseks jääb olemasoleva päikesepargiga elektrikulude arvelt säästmine.

SUMMARY

The thesis involves profitability analysis of solar system on a residential building using energyPRO software, based on a positive experience with the solar park project of the author's family in 2021. The thesis simulated the results with similar solar park data but based on higher modern prices.

Initially, an overview was provided on the potential of solar park electricity production at various locations around the world. The output of a solar park largely depends on solar irradiation, hence the solar irradiation data from three different countries was compared. Comparing data from Spain and the Democratic Republic of the Congo, shows that Estonia's solar irradiation was equivalent during the summer months, but there was a drastic decline towards the end of summer, making solar park production in Estonia significantly feasible only during the summer months. The overview also included the developments in solar energy, which encompassed only positive advancements. The share of electricity produced from solar energy is rapidly increasing, and the development of solar panel technology has also made significant progress.

Subsequently, a brief overview was provided of the energyPRO software, which is used in many energy projects to simulate the production and economic data of electricity or heat energy.

Subsequently, the necessary data for achieving results with energyPRO were sought, but first, the existing solar park and various solar park installation solutions were introduced. The family considered both installation options, which were rooftop and ground-mounted systems. For the rooftop system, the approximate roof parameters were introduced, finding the slope angle and azimuth via the Maa-Amet' map application. The solar park data was derived from bidding for two different companies, where Company B's offered products seemed more reliable but only minimally, so it was decided to go with Company A's offerings where the solar park cost came to €0.5/W.

Further mentioned were the weather data necessary for simulating electricity production, which were obtained from the SARA 3.0 measuring station located a kilometer away from the planned park. The largest portion of baseline data consisted of the charges developed on the electricity bill, found based on the price list of products and services by Elektrilevi OÜ. The electricity price was set for the year 2023, as the 2023 exchange rate represented the average exchange price of the last six years. The sales margin was set at 7.5 €/MWh, since sales margins have been rising in recent years, and the existing solar park still has a sales contract at 2 €/MWh, so prices have considerably increased in the following years. For the connection fee, a price quote was requested from the grid company Elektrilevi OÜ, where the initial calculation for the

connection fee was 8553.74 €, as the substation in the yard does not allow adding another 15-kW solar park to the network. Finally, data on both household and solar park consumption were added to help analyze the project's profitability more accurately.

The initial investment for the 15-kW solar park on the rooftop option amounted to 20 935 €, and an additional 2 000 € was added for the ground-mounted alternative due to more expensive panel mounts. The investment also included the purchase of a new inverter in the 15th year of the project.

Subsequently, a brief overview was provided of the energyPRO software, which is used in many energy projects to simulate the production and economic data of electricity or heat energy. The modeling was carried out over a 25-year period, as this time frame reflects the average lifespan of a solar park. Initially, results were simulated considering only the self-consumption of the solar park, which meant buying electricity from the market when the solar park itself did not produce, but there was a demand for electricity.

For both solutions, the ground-mounted and rooftop systems, the average electricity production in the first year of the project was 16 182,55 kWh, and in the last year it was 12 865,74 kWh, which is expected considering the linear decline in the solar park's capacity. The simulated electricity production results reflected the typical availability of solar radiation in Estonia, where significant production began in April and ended in September. The simulated electricity sales proceeded similarly to production over the years of the project, but negative sales were observed in the December months, mainly due to the monthly charges on the electricity bill. Based on the results of the simulated electricity sales, the ground-mounted system did not pay off compared to the rooftop system due to the additional cost, as the ground-mounted system was economically worse off even at the end of the project. Therefore, the ground-mounted option was excluded from further calculations.

The rooftop solar park did not break even over a 25-year period, but the results were then recalculated considering household consumption, which, thanks to savings on electricity bill costs, achieved a payback period of 19 years and 6 months, though the net present value was still negative at -6,554 €. Subsequently, the impact of electricity price on the solar park's profitability was compared, but even with a 30% higher electricity price, a positive net present value was not achieved. Thanks to savings on electricity bill costs, a payback period of 13 years and 5 months was achieved with a 30% higher 2023 exchange rate, but no economically viable new solar park solution was found. The surprisingly positive solar park solution from three years ago is no longer feasible due to current prices and high connection fees. The family's only option remains saving on electricity costs with the existing solar park.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] European Commission (s.a). Renewable energy targets. Loetud 3. aprill 2024 aadressil https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en
- [2] Elering AS (s.a). Taastuenergia. Loetud 3. aprill 2024 aadressil <https://www.elering.ee/taastuenergia>
- [3] Solargis (s.a). Solar resource maps of Europe. Loetud 4. aprill 2024 aadressil <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>
- [4] Tera AS (2017, 18. juuli). Päikesekiirus Eestis. Loetud 4. aprill 2024 aadressil <https://www.tera.ee/paikesekiirus-eestis/>
- [5] Solargis (s.a). Solar resource maps of Estonia. Loetud 4. aprill 2024 aadressil <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/estonia>
- [6] International Energy Agency (s.a). Renewables 2023. Loetud 22. aprill 2024 aadressil <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/executive-summary>
- [7] The World Bank (2023, 26. veebruar). Solar Mini Grids Could Sustainably Power 380 million People in Africa by 2030 – if Action is Taken Now. Loetud 5. aprill 2024 aadressil <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/02/26/solar-mini-grids-could-sustainably-power-380-million-people-in-afe-africa-by-2030-if-action-is-taken-now>
- [8] Energysage (2022, 8. veebruar). How solar panel cost and efficiency have changed over time. Loetud 12. mai 2024 aadressil <https://www.energysage.com/solar/solar-panel-efficiency-cost-over-time/>
- [9] Taastuenergia OÜ (s.a). Hinnapäring. Loetud 13. aprill 2024 aadressil <https://taastuenergia.ee/#hinnaparing-algus>
- [10] Maa-amet (s.a). Kaardirakendused. Loetud 6. aprill 2024 aadressil <https://geoportaal.maaamet.ee/est/Kaardirakendused-p2.html>
- [11] SolaX Power (s.a). X3-Hybrid-G4-datasheet. Loetud 12. mai 2024 aadressil <https://www.solaxpower.com/uploads/file/x3-hybrid-g4-datasheet-en.pdf>
- [12] Fronius (s.a). Fronius Symo Advanced. Loetud 12. mai 2024 aadressil <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-symo-advanced/symo-advanced-15-0-3-m>

- [13] ENF Solar (s.a). LR5-72HPH 535-555M. Loetud 12. mai 2024 aadressil <https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/47666>
- [14] ENF Solar (s.a). Q.PEAK Duo ML-G11S.2+ Series 490-510 Wp. Loetud 12. mai 2024 aadressil <https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/58900>
- [15] Eesti PäikeseVägi OÜ (2023, 3. veebruar). Millal on vaja päikesepargile ehitusprojekti, ehitus- ja kasutusluba. Loetud 16. aprill 2024 aadressil <https://paikesevagi.ee/millal-on-vaja-paikesepargile-ehitusprojekti-ehitus-ja-kasutusluba/>
- [16] The Eco Experts (2024, 25. jaanuar). The 11 most efficient solar panels 2024. Loetud 13. aprill 2024 aadressil <https://www.theecoexperts.co.uk/solar-panels/most-efficient>
- [17] RatedPower (2022, 22. detsember) Ultimate guide to utility-scale PV system losses. Loetud 5. mai 2024 aadressil <https://ratedpower.com/blog/utility-scale-pv-losses/>
- [18] Nord Pool AS (2024, 26. märts). Elektri börsihind. Loetud 16. aprill 2024 aadressil <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices>
- [19] Enefit AS (s.a). Elektripaketid. Loetud 8. mai 2024 aadressil <https://www.energia.ee/era/elekter/elektrileping-ja-paketid/>
- [20] Elektrilevi OÜ (s.a). Elektrilevi toodete ja teenuste hinnakiri. Loetud 16. aprill 2024 aadressil <https://elektrilevi.ee/et/hinnakirjad/toodete-ja-teenuste-hinnakiri>
- [21] Elering AS (s.a). Toetused. Loetud 13. aprill 2024 aadressil <https://www.elering.ee/toetused-0>
- [22] Kredex (2024, 23. aprill). Väikeelamute rekonstrueerimistoetus 2024 RRF. Loetud 23. aprill 2024 aadressil <https://www.kredex.ee/et/majaduueks>
- [23] Riigiteataja (s.a). Alkoholi-, tubaka- ja elektriaktsiisi seadus. Loetud 11. aprill 2024 aadressil <https://www.riigiteataja.ee/akt/101072023008>
- [24] Maksu- ja Tolliamet (2023, 15. jaanuar). Oma tarbest ülejääva elektri müügil tulumaksu enam tasuda ei tule. Loetud 21. aprill 2024 aadressil <https://www.emta.ee/uudised/oma-tarbest-ulejaava-elektri-muugil-tulumaksu-enam-tasuda-ei-tule>
- [25] Rahandus (s.a). Omakapitali hind. Loetud 8. aprill 2024 aadressil <https://www.rahandus.ee/et/omakapitali-hind>

[26] S&P Dow Jones Indices (s.a). S&P Estonia Sovereign Bond Index. Loetud 8. aprill 2024 aadressil <https://www.spglobal.com/spdji/en/indices/fixed-income/sp-estonia-sovereign-bond-index/#overview>

[27] Solair World (s.a). Is a Solar Farm Profitable? Cost & ROI Explained. Loetud 8. aprill 2024 aadressil <https://solairworld.com/is-a-solar-farm-profitable/>

[28] Valtin, J. (2005). Energiasüsteemide ökonomia.