

Energiatehnoloogia instituut

**PÄIKESEENERGIA KASUTAMISE VÕIMALUSED
TALLINNA KAUGKÜTTES**

**THE POTENTIAL OF SOLAR DISTRICT HEATING IN
TALLINN**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Grete-Marie Kajandi

Üliõpilaskood: 204275MASM

Juhendajad: Anna Volkova, PhD
Eduard Latõšov, PhD

Tallinn 2023

(Tiitellehe pöördel)

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.

"....." 202.....

Autor:

/ allkirjastatud digitaalselt /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

"....." 202.....

Juhendaja:

/ allkirjastatud digitaalselt /

Kaitsmisele lubatud

".....".....202... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ allkirjastatud digitaalselt /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Grete-Marie Kajandi (sünnikuupäev: 25.12.1995)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose Päikeseenergia kasutamise võimalused Tallinna kaugküttes, mille juhendajad on Anna Volkova,

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.

¹*Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil.*

/ allkirjastatud digitaalselt /

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Grete-Marie Kajandi, 204275MASM
Õppekava, peaariala: MASM, Energiatehnoloogia ja soojusenergeetika
Juhendaja(d): Kaasprofessor tenuuris Anna Volkova, 6203905
Dotsent Eduard Latõšov, +37257570487

Lõputöö teema:

Päikeseenergia kasutamise võimalused Tallinna kaugküttes
The Potential of Solar District Heating in Tallinn

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Koostada kirjanduslik ülevaade päikeseenergia kasutamisest kaugküttevõrkudes.
2. Selgitada välja, kui suure osa Tallinna aastaringsest soojusenergia vajadusest on võimalik katta päikeseenergiaga.
3. Uurida päikeseenergiast toodetava soojusenergia kasumlikkust Tallinna kaugküttevõrgus.

Lõputöö etapid ja ajakava:

| Nr | Ülesande kirjeldus | Tähtaeg |
|----|--|----------|
| 1. | Kirjanduse ülevaate koostamine | 30.04.23 |
| 2. | Päikesepargi mudeli koostamine | 14.05.23 |
| 3. | Tallinna kaugküttevõrgu tootmise analüüs | 21.05.23 |
| 4. | Mustandi valmimine | 28.05.23 |

Töö keel: eesti keel

Lõputöö esitamise tähtaeg: "30" mai 2023 a

Üliõpilane: ".....".....202....a

/ allkirjastatud digitaalselt /

Juhendaja: ".....".....202....a

/ allkirjastatud digitaalselt /

Konsultant: ".....".....202....a

/ allkirjastatud digitaalselt /

Programmijuht: ".....".....202....a

/ allkirjastatud digitaalselt /

SISUKORD

| | |
|---|----|
| EESSÕNA | 6 |
| SISSEJUHATUS | 7 |
| 1 PÄIKESEENERGIA KASUTAMINE KAUGKÜTTES..... | 9 |
| 1.1 Tehnoloogia | 10 |
| 1.1.1 Päikesekollektorid | 11 |
| 1.1.2 Päikesekollektorite pargid..... | 17 |
| 1.1.3 Soojussalvestid | 22 |
| 1.2 Süsteemid maailmas | 27 |
| 1.2.1 Salaspils, Läti..... | 27 |
| 1.2.2 Drake Landing, Kanada..... | 29 |
| 1.2.3 Taars, Taani..... | 32 |
| 2 METOODIKA..... | 34 |
| 2.1 Päikesepark | 34 |
| 2.2 Soojustootmise analüüs | 38 |
| 2.3 Primaarenergia ja heitmed | 41 |
| 2.4 Investeeringud | 43 |
| 2.5 Stsenaariumid..... | 45 |
| 3 JUHTUMI ANALÜÜS..... | 47 |
| 3.1 Kaugküte Tallinnas..... | 47 |
| 3.1.1 Aastaringne tarbimine | 48 |
| 3.1.2 Soojuse tootmine..... | 49 |
| 3.2 Päikeseenergia potentsiaal Tallinnas..... | 51 |
| 3.2.1 Päikesepaiste Tallinnas | 51 |
| 3.2.2 Potentsiaalne päikesepark | 52 |
| 3.2.3 Stsenaarium 1 – maagaasi vähendamine | 55 |
| 3.2.4 Stsenaarium 2 – maagaasi ja segaolmeprügi vähendamine | 56 |
| 3.2.5 Stsenaarium 3 – maagaasi vähendamine soojussalvesti toel..... | 57 |
| 3.2.6 Stsenaariumite võrdlus | 60 |
| KOKKUVÕTE | 63 |
| SUMMARY | 65 |
| KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU | 67 |
| LISAD..... | 71 |

EESSÕNA

Päikeseenergia kasutamise võimaluste uurimise algidee pärineb Utilitaselt. Lõputöö teema sai sõnastatud juhendaja, Tallinna Tehnikaülikooli tenuuri kaasprofessori ja uurimisgrupi juhi Anna Volkovaga. Tallinna ja Maardu linna tarbijate ning soojustootmisel põhinevad algandmed pärinevad Utilitasest. Algandmed päikesekiirguse taseme kohta Eestis pärinevad Keskkonnaagentuurist ja Euroopa Komisjoni andmebaasist.

Soovin tänada oma juhendajaid Anna Volkovat, kes aitas lõputöö struktuuri ja stsenaariumitega ning Eduard Latõšovi, kes aitas primaarenergia analüüsi ja lõputöö korrektsusega. Samuti sooviksin tänada lähedasi ning töökaaslasi, kes olid nõu ja jõuga toeks.

Lõputöö peamiseks eesmärgiks oli uurida päikeseenergia rakendamise potentsiaali Tallinna kaugkütte põhivõrgus arvestades kohaliku päikesekiirgustingimuste, olemasoleva tehnoloogia ja kaugküttevõrgus kasutuses olevate tootmisüksustega.

Märksõnad: päikesekollektorid, kaugküte, taastuenergia, soojustootmine, magistritöö.

SISSEJUHATUS

Kaugküte on oma olemuselt energiateenus, milles soojusenergia suunatakse saadavalolevast allikast otse tarbimisse. Kaugküte võimaldab soojuse tootmisel rakendada kohalikku kütust ning soojusallikaid, millest eralduv soojus lastakse muul juhul atmosfääri selle potentsiaali kasutamata. [1]

Tallinna kaugküttevõrgus tehakse tööd jõudmaks kaugkütte neljanda generatsiooni tasemeni. Oluline tingimus neljanda generatsiooni kaugkütte saavutamiseks, on võimalikult madalad temperatuurid kaugküttetorustikus [2]. See eeldab endast efektiivselt isoleeritud torustikku ja võimalikult energiatõhusaid tarbijaid, viimaks soojuskaod ja nõutava kaugküttevõrgus oleva soojuskandja pealevoolu temperatuuri võimalikult madalale.

Madal temperatuur kaugküttevõrgus võimaldab kaugküttesüsteemi rakendada soojusallikaid, millest saadav soojusenergia on vanema generatsiooni kaugküttesüsteemide jaoks olnud liiga madal. Kõrge võrgutemperatuuri tõttu pole olnud võimalik kasutada jääksoojusallikatest eralduvat madalatemperatuurilist soojusenergiat. Soojustarbimise lähedusse jäävad jääksoojusallikatena reoveepuhastusjaamad, andmekeskused ning tööstussektori, teenussektori ja põllumajandusega seotud hooned, millest eralduv soojus rakenduseta õhku lastakse [3]. Kõrgete võrgutemperatuuridega on raskendatud ka taastuvate energiaallikate nagu geotermaalsoojuse ja päikese kiirguse rakendamine kaugküttesüsteemides.

2022. aastal suurenes ülemaailmne energiatootmisel ja tootmisprotsessides tekkiv süsihappegaasi (CO₂) emissioonide hulk 0,9% jõudes läbi aegade kõrgeima tasemeni, milleks oli 36,8 gigatonni (Gt). Euroopas vähenesid emissioonid seevastu 2,5%, muuseas tänu efektiivsetele energiasäästu meetmetele ja kasutatavate energiaallikate muutmisele. Energiaallikate muutmise suureks ajendiks oli maagaasiturul turbulentsus, mis sundis energiatootmisel leidma alternatiivseid, eelistatult taastuvaid soojusallikaid. [4]

2021. aasta lõpu seisuga on rajatud ülemaailmselt teadaolevalt 299 suuremahulist, päikese parke soojusvõimsusega vähemalt 350 kilovatti (kW) ja pindalalt vähemalt 500 ruutmeetrit (m²), rakendavat kaugküttesüsteemi. [5] Eestile lähim suuremahuline pindalalt 21,672 m² suurune päikese kollektorite park asub Lätis, Salaspilsis [6].

Eestis on energeetika sektoris peamiselt rõhku pandud päikeseenergia abil elektrienergia tootmisele. Päikeseenergiast elektrienergia tootmine on kasutuses nii väikelahendustena üksikhoonetel kui ka suurettevõtete päikese parkides. 2021. aastal

toodeti Eestis päikeseenergiast päikesepaneelide abil 30,4 tonni õliekvivalendi väärtuses (ktoe) [7] ehk 353,6 gigavatt-tundi (GWh) elektrienergiat [8]. Päikese-soojusenergia küttesüsteemis kasutamise kohta väikehoonetel täpne statistika puudub, küll aga on ajakirjanduslike artiklite kohaselt teadaolevad mahukamad süsteemid rajatud Valga Haiglas ning Pühajärve SPAs.

Antud töö eesmärk on hinnata päikeseenergia kasutamise potentsiaali Tallinna kaugküttevõrgus. Selgitatakse välja, kui suur osa aastasest soojustarbimisest oleks võimalik katta kaugküttevõrku lisatud päikesekollektorite pargi abil. Hinnang tehakse 2022. aasta Tallinna kaugkütte põhivõrgu tootmiskoormuste ning päikeseenergia kättesaadavuse põhjal. Arvestus tehti lähtudes kolmest stsenaariumist.

Esimese stsenaariumina uuritakse päikesepargi tootlikkuse potentsiaali katmaks soojustootmiseks kasutatava maagaasi osa tootmises. Vaadeldakse, kui suurt osa 2022. aasta maagaasist oleks olnud võimalik säästa.

Teise stsenaariumina kasutatakse esimeses stsenaariumis kasutusest jäänud päikese-soojust soojustootmises kasutatud segaolmejäätmete hulga vähendamiseks. Vaadeldakse päikese-soojuse rakendamise mõistlikkust ning kasumlikkust.

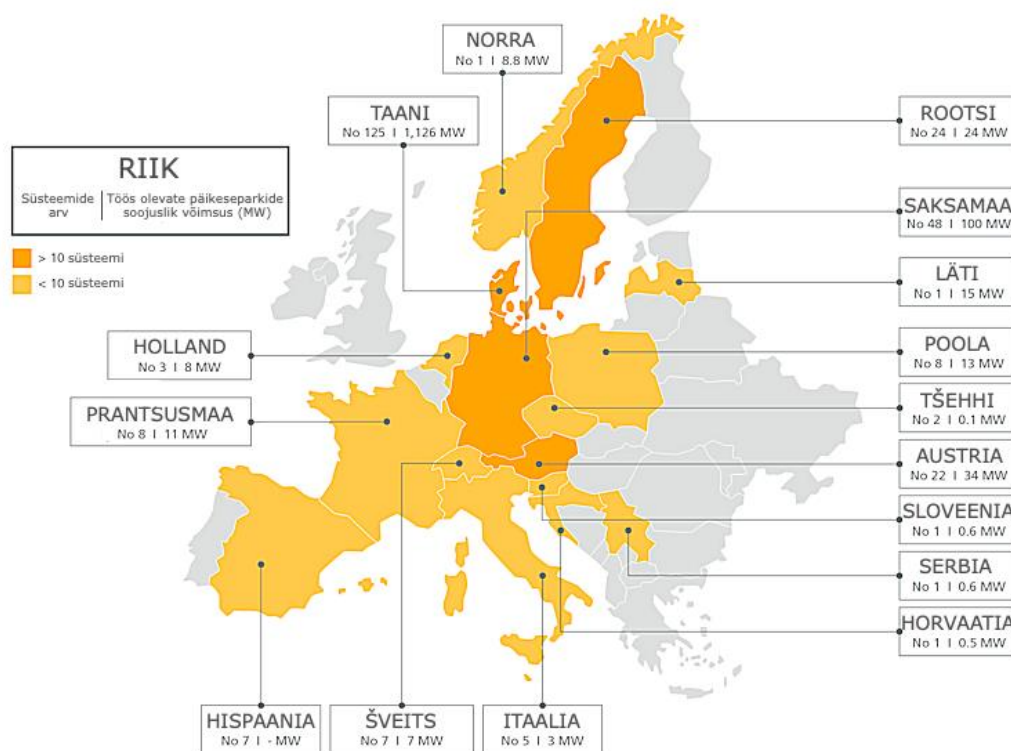
Kolmanda stsenaariumina uuritakse päikesepargi lisamist Tallinna kaugküttevõrku koos hooajalise soojussalvestiga. Eesmärgiks on näha, kui suur osa aastasest maagaasi kasutusest on võimalik katta päikeseenergiaga.

Stsenaariumite arvestuste tegemiseks loodi mudel geoinfosüsteemi ArcGIS Pro abil päikesekollektorite pargist potentsiaalsesse asukohta ning leiti saadaoleva maapinna põhjal potentsiaalne päikesepargi suurus. Soojustoodangu hindamiseks ning stsenaariumite mudelite läbi viimiseks koostati tabelitarkvara Microsoft Excelit.

Tallinna Tehnikaülikoolis varasemalt koostatud inseneriteaduskonna magistriõppe lõputööd, mis on seotud päikesekollektoritega, on uurinud päikesekollektorite rakendamise potentsiaali Eesti kaugküttesüsteemides kolme erineva tarbimismahuga näidis-küttevõrkudes [9] ning päikesekollektorite kasutust kui suvise soojustootmise arendusvõimalust hakkepuidul ja põlevkiviõlil põhinevas Võru kaugküttevõrgus [10].

1 PÄIKESEENERGIA KASUTAMINE KAUGKÜTTES

2021. aasta lõpuks on dokumenteeritud 530 töös olevat suuremahulist päikesesoojussüsteemi ehk päikesekollektoritel põhinevat soojustootmise süsteemi, mille soojusvõimsus on vähemalt 350 MW (megavatti) ning päikesekollektorite pindala ületab 500 m². Nimetatud 530 süsteemist 299 puhul on tegemist suuremahuliste päikesesoojuse toel toimivate kaugküttesüsteemidega. [5]



Joonis 1.1 Euroopa riikidesse paigaldatud päikesesoojussüsteemid [11]

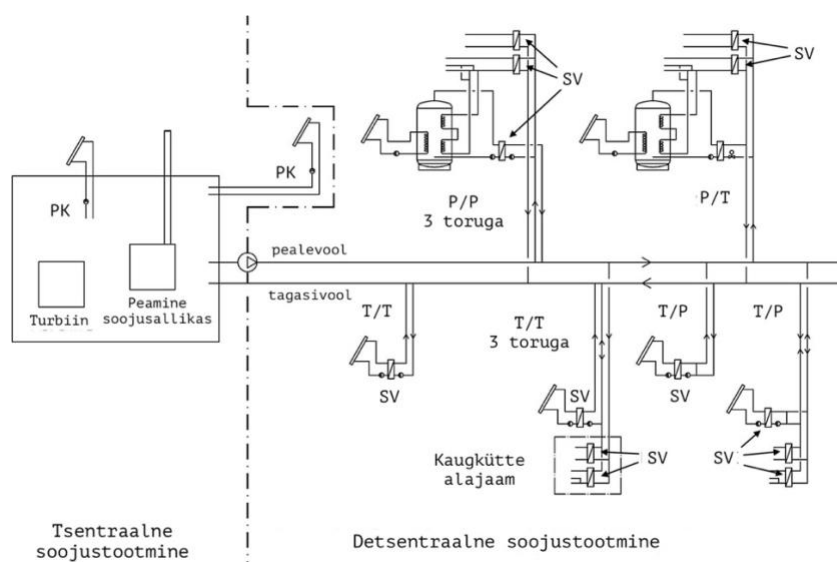
Joonisel 1.1 on toodud Euroopasse paigaldatud päikesesoojust rakendavate kaugküttesüsteemide arvud ning mahud riikide kaupa. Jooniselt on näha, et päikeseenergia kaugküttesse rakendamise potentsiaal ei piirdu ekvaatorile lähemal asuvate, soojemate kliimadega riikidega. Päikesesoojust rakendatakse kaugküttes nii Eesti lõunapoolses naaberriigis Lätis kui põhjapoolsemates riikides Rootsis ja Norras.

Vaieldamatuks turuliidriks on Euroopa päikesesüsteemide arvult ja kogumahult Taani, mida on näha süsteemide arvult ning töös olevate päikeseparkide soojuslikust võimsusest joonisel 1.1. Taanile kuulub maailma suurimate päikesesoojust rakendavate süsteemide nimistu suurima 20 süsteemi seast 15 süsteemi [5]. Euroopa arvestuses järgnevad Taanile päikeseparkide paigaldatud mahult Saksamaa, Austria, Rootsi ning viiendale kohale jääb 2019. aastal rajatud päikesekollektorite pargiga Läti.

1.1 Tehnoloogia

Kaugküttevõrgu kolmeks peamiseks osaks on tootmisüksus või tootmisüksused, tarbijate soojussõlmed ja neid omavahel ühendav kaugküttevõrk [1]. Tootmisüksuses toodetakse vajaminev soojusenergia, mis suunatakse soojuskandjaga soojustorustiku abil tarbijani. Kaugküttesüsteemi soojustorustik koosneb kahest paralleelselt jooksvast torust. Esimeses ehk pealevoolu soojustorus suunatakse soojuskandja tootmisüksusest tarbijani, teises ehk tagastuvas soojustorus suunatakse tarbijapoolse soojusvaheti läbinud soojuskandja tagasi soojustootmisüksusesse.

Päikeseenergiat rakendava kaugküttesüsteemi puhul on kaugküttevõrku ühendatud tootmisüksusena päikesekollektorid või päikesekollektoritest moodustatud päikesepargid.



Joonis 1.2 Soojustootmise soojusvõrku ühendamise tüübid [12], [13]

Joonisel 1.2 on toodud tootmisüksuste kaugküttevõrku ühendamise konfiguratsioonid, seejuures on punktiirjoonega eraldatud tsentraliseeritud ja detsentraliseeritud soojustootmine. Kaugküttesüsteemi tootmisüksust liidetakse kaugküttevõrku tsentraliseeritult või detsentraliseeritult. Tsentraliseeritud kaugküttesüsteemis on tootmisüksused koondunud ning soojusallikad on omavahel otseses ühenduses. Tsentraliseeritud toodangu levinumaks eesmärgiks on vähendada peamises soojustootmise üksuses primaarenergia kasutust. [13] Tsentraliseeritud päikeseenergia soojustootmise kasutamine võimaldab kaugküttevõrku ühendada suuremahulisi

päikeseeparke, mille investeeringud on tootmisüksuse kohta väiksemad, kui väiksemate süsteemide puhul [14].

Detsentraliseeritud soojustootmisega kaugküttesüsteemis on päikese soojusenergia allikad (joonisel 1.2: PK) seotud otse soojusvõrku. Eristatakse nelja tüüpi võrguühendust. Kõige levinumad on tagasivoolu/pealevoolu (T/P; *return/supply, R/S*) ja tagasivoolu/tagasivoolu (T/T; *return/return, R/R*) tüüpi võrguühendused. [12]

T/P tüüpi puhul läbib osa küttevõrgu tagasivoolust soojusallika soojusvahetit (joonisel 1.2: SV) ning suunatakse tagasi küttevõrgu pealevoolu ehk tarbijatelt tagastuva soojuskandja temperatuuri tõstetakse soojusallika abil ning suunatakse tagasi tarbijani. T/P tüüp on eelistatuim ühendusviis, sest T/P võrguühenduse puhul välditakse tsükliliselt temperatuuri tõstmisest tulenevat torustiku kulumist eeldusel, et toites arvestatakse võrgus oleva pealevoolu temperatuuriga [12], [15].

T/T tüüpi ühenduse puhul läbib soojusvahetit küttevõrgus tagastuv soojuskandja ehk soojusallika abil tõstetakse tagasivoolu temperatuuri. Seeläbi väheneb peale- ja tagasivoolu temperatuuride vahe, mis osades kaugküttesüsteemides võib vähendada peamise soojusallika tõhusust, kui vajaminev koormus langeb alla tootmisüksuse soovitatava koormuse alampiiri [13].

T/P ja T/T ühendustüüpide puhul on toodud välja ka variandid, milles detsentraliseeritud soojusallikas on ühendatud lisaks kaugküttevõrgule ka tarbija süsteemi. Sellised süsteemid võimaldavad väiksemate soojusallikate toodangut suunata nii koos kaugküttevõrgu soojuskandjaga tarbijale kui ka eelnevalt selgitatud põhimõtte läbi vastavalt ühendustüübile kaugküttevõrgu peale- või tagasivoolu.

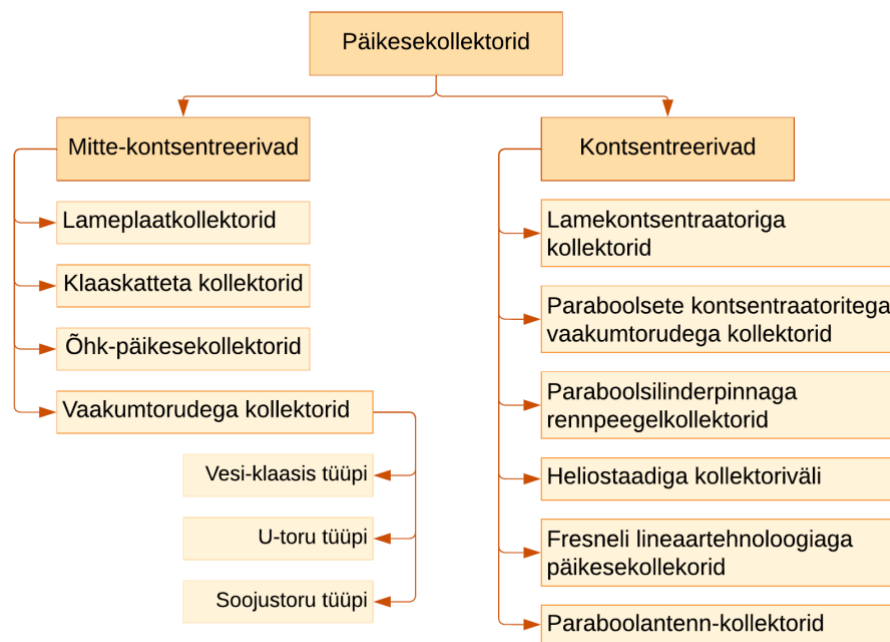
Pealevoolu/pealevoolu (P/P; *supply/supply, S/S*) ja pealevoolu/tagasivoolu (P/T; *supply/return, S/R*) ühendused on kasutuses harva ning peamiselt vajadusest peatada päikeseenergia soojustootmisüksuse ülekuumenemist. Neljast tüübist P/T puhul on võrgu temperatuuri tõstmise määr kõige suurem. [14]

1.1.1 Päikesekollektorid

Päikesekollektorites suunatakse päikese kiirgus kiirgust absorbeerivale pinnale ning absorbeeriva pinna abil suunatakse soojusenergia kollektoris olevale soojuskandjale. Päikesekollektorite ülesandeks on päikesest erituvat kiirgust muundada soojusenergiaks ning vastavalt kollektoris jõudva kiirguse kontsentreeritusest jaotatakse päikesekollektoreit kontsentreerivateks ja mitte-kontsentreerivateks. [16]

Mittekontsentreeriva päikesekollektori valgust läbilaskev pind ja valgust absorbeeriv pind on sarnase pindalaga. Seetõttu on kollektori pinnal ühtlane kiirgustihedus ning kollektori kiirguse netovoog ehk imenduv kiirgus püsib pinna ulatuses kiirgusmuundusprotsessis konstantsena. Kontsentreerivate päikesekollektorite puhul suunatakse päikesekiirgus peegeldust või refraktsiooni kasutades kiirgust absorbeeriva pinna või toru suunas, suurendades sellele langevat kiirgustihedust. [17] Mittekontsentreerivad päikesekollektorid paigaldatakse statsionaarselt. Kontsentreerivate päikesekollektoritest väljuva soojuse temperatuuri tõstmiseks kasutatakse tihtipeale liikuvaid aluseid ning sensoreid optimaalseima asetuse määramiseks.

Joonisel 1.3 on toodud päikesekollektorite tüübid grupeerituna mittekontsentreerivateks ja kontsentreerivateks.



Joonis 1.3. Päikesekollektorite tüübid [16]

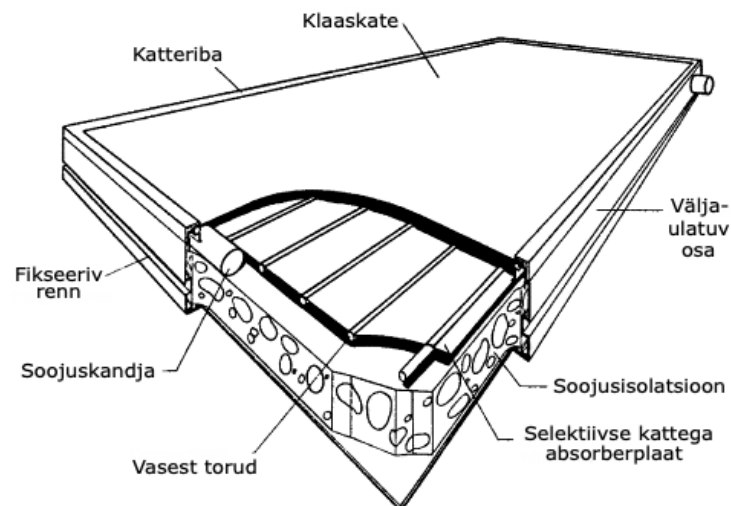
Joonisel 1.3 on toodud välja siiani väljatöötatud päikesekollektorite tehnoloogiad. Nende seas on nii kollektorid, mis on kasutusel üksikhoonete puhul kui ka suuremahulistest päikeseparkides kasutatavad päikesekollektorid. Hoonete puhul paigutatakse päikesekollektoreid peamiselt hoone katusele aga ka hoone välisseinale, rõdudele ning akendele [16]. Suuremad süsteemid on rajatud maapinnale.

2020. aasta lõpuks oli ülemaailmselt enimkasutatavaks päikesekollektori tüübiks lameplaatkollektorid, moodustades turust 60%. Teisel kohal seisid vaakumtorudega

päikesekollektorid, moodustades turust 34%. Euroopas oli tasapinnaliste lameplaatkollektorite osakaal 2020. aasta lõpuks 71% ja vaakumtorudega päikesekollektorite osakaal 28%. [5]

Päikesesoojust rakendavatest kaugküttesüsteemides on sobilikeks päikesekollektoriteks lisaks lameplaat- ja vaakumtorudega päikesekollektoritele kontsentreerivad päikesekollektorid nagu paraboolsilinderpinnaga rennpeegel päikesekollektorid, Fresneli lineaartehnoloogia tasapeeglitega kollektorid ning paraboolsete kontsentraatoritega vaakumtorudega päikesekollektor. [18]

Lameplaatkollektorid on enimlevinum, primitiivsem ja pikima ajalooga päikesekollektorite tüüp. Tegemist on tasapinnalise kollektoriga, milles päikesekiirgus neeldub tumedasse absorberplaati. Absorberplaadil kantakse soojus edasi plaadile kinnitatud või plaati integreeritud metallist (vasest) torustikus voolavale soojuskandjale. Soojuskadude minimeerimiseks kasutatakse kollektori korpuse siseküljel ehk absorberikihi tagaküljel ja äärtes soojusisolatsiooni. Lameplaatkollektori pealispind on kaetud klaasiga, mille eesmärgiks on vähendada soojuskadusid konvektsioonist tänu klaasi ja absorbeeri vahelisele õhukihile ning radiatsioonist võimaldades läbida lühilainelisel päikesest tuleneval radiatsioonil aga mitte absorberihilt peegelduval pikalainelisel radiatsioonil. Katteklaas kaitseb kollektorit ka ilmastikutingimuste eest. Lameplaatkollektorite väljund jääb alla 100°C (kraadi Celsiuse skaalal). [19] Lameplaatkollektori ehitus on toodud joonisel 1.4.



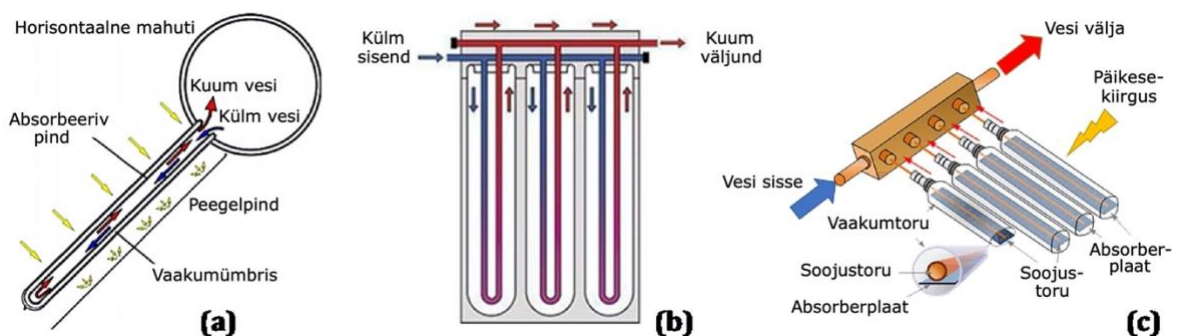
Joonis 1.4 Lameplaatkollektori ehitus [19]

Lameplaatkollektorite efektiivsust mõjutavad kollektoris olev soojuskandja, kollektori kalle ja kollektorit läbiv soojuskandja mahtkulu. Lameplaatkollektori efektiivsust

tõstavad võimalikult vähene glükooli kasutus kollektori soojuskandjas, kollektori kaldenurga tõstmine ja soojuskandja vooluhulga tõstmine. [20]

Mittekontsentreerivates päikesekollektorites kasutatakse soojuskandjana kollektorites eelistatult vett, kuna tegemist on odava, mitte-toksilise ja ohtralt saadaoleva ressursiga. Vee kasutust piiravad aga kõrge tahkumispunkt ja madal keemispunkt ning korrosiooni ja sademete akumulereerumist soodustav mineraalne koostis. Suletud päikesekollektori ahelas kasutatakse madalama välistemperatuuriga kliimades ja madala kuni keskmise temperatuuriga kollektorites soojuskandjana glükooli ja vee segu, millel on madalam tahkumistemperatuur, kui veel. Glükooli-vee segu kõrge temperatuuri juures kasutada ei saa, kuna glükool hakkab üle 120°C -lise temperatuuri juures lagunema. [16]

Vaakumtorudega päikesekollektoritele on iseloomulik päikesekiirgust läbilaskvaks pinnaks olevate kahekordsete klaasist torude kasutamine, kus kahe klaasist toru vahel on soojuskao vähendamiseks vaakumkeskkond. Tänu vaakumile saavad vaakumtorudega päikesekollektorid toota kõrge temperatuuriga soojust [19]. Vaakumtorudega päikesekollektorite puhul kasutatakse erinevaid soojusülekanne süsteeme, mis on toodud joonisel 1.5. Kolmeks tüüpiliseks variandiks on (a) vesi-klaasis, (b) U-toru ja (c) soojustoru tüüpi vaakumtorudega päikesekollektorid.



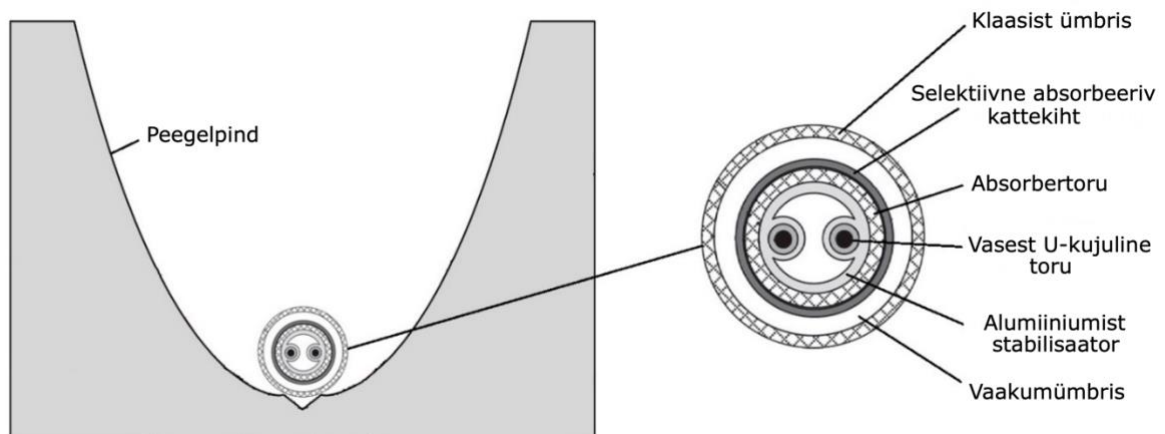
Joonis 1.5 Vaakumtorudega päikesekollektorite tüübid [16]

Vesi-klaasis tüüpi kollektori puhul on tegu kahekordsete klaastorudega, mis on ühest otsast kinnitatud ning teisest otsast ühendatud horisontaalse mahutiga. Kahe klaastoru vahel on vaakumkeskkond. Mahutist siseneb jahe vesi sisemisse klaastorusse, kus kiirguse abil tõstetakse selle temperatuur aurumiseni ning tekkinud veeaur liigub klaastorust mahutisse, milles kantakse soojus üle päikesekollektori soojuskandjale, mis suunatakse kollektorist välja. [16] Madala hinna tõttu on vesi-klaasis tüüpi kollektor vaakumtorudega päikesekollektorite soojemate kliimadega riikide seas populaarseim. [21]

U-toru tüüpi kollektori puhul on ülesehitus sarnane vesi-klaasis tüüpi kollektorile aga sisemise klaastoru sees on omakorda U-kujuline toru, mida läbib päikesekollektori soojuskandja. U-kujuline toru on valmistatud metallist ning kaetud tumeda värvikihiga, et toru pind absorbeeriks päikesekiirgust. Metallist toru läbides tõstetakse seeläbi päikesekiirguse abil soojuskandja temperatuuri. [16] U-toru tüüpi päikesekollektoris läbib soojuskandja järjest mitut kiirgust absorbeerivat toru, tänu millele on võimalik tõsta väljundtemperatuuri soovitud tasemele [21].

Soojustoru tüüpi vaakumtorudega päikesekollektori puhul asetseb metallist toru päikesekollektori kahekihilise klaastoru sees absorberplaadil. Metallist toru sees on soojuskandjaks madala keemistemperatuuriga vedelik, milleks on tihtipeale alkoholilahus. Aurustudes liigub alkoholilahus kondensaatorisse, milles antakse soojus üle päikesekollektorisse sisenevale soojuskandjale. Soojusülekanne järgselt alkoholilahus kondenseerub ning protsess algab otsast peale. [22]

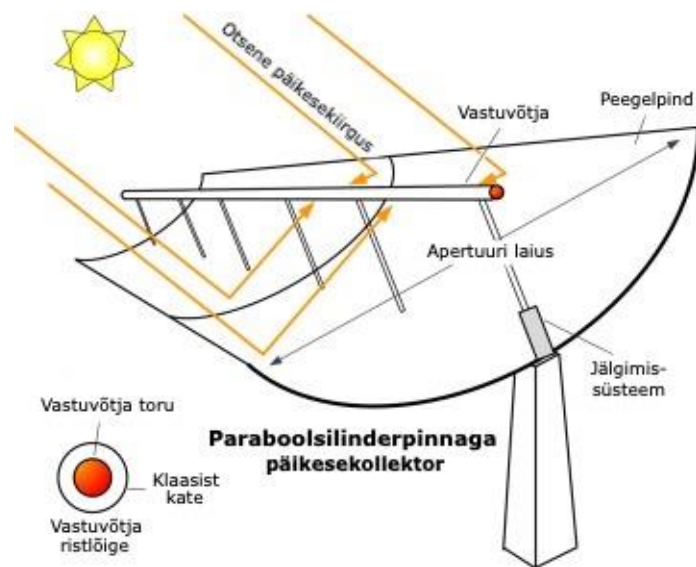
Vaakumtorudega päikesekollektori kontsentreeriva erivormi puhul on kasutatud paraboolseid kontsentraatoreid. Paraboolse kontsentraatoriga vaakumtorudega päikesekollektori puhul asetseb toru all parabooli kujuline peegelpind, mis võimaldab tõsta absorberpinnani ning soojuskandjani jõudvat kiirgustihedust. [16] U-tüüpi vaakumtorudega paraboolse kontsentraatoriga päikesekollektori põhimõte on toodud joonisel 1.6.



Joonis 1.6 U-tüüpi vaakumtorudega paraboolse kontsentraatoriga päikesekollektori põhimõte [23]

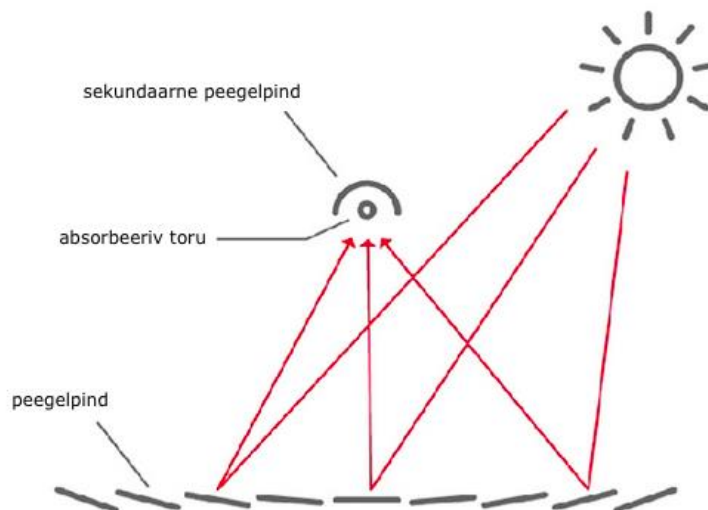
Paraboolsed peegelpinnad on kasutusel ka paraboolsilinderpinnaga rennpeegel-päikesekollektorid puhul. Paraboolsilinderpinnaga rennpeegli puhul suunab paraboolne peegelpind otsese päikesekiirguse kollektori teljega paralleelselt olevale fookusjoonele, millel asub klaaskattega toru (joonisel 1.7: vastuvõtja), milles voolab soojuskandja.

Soojuskandja omandab soojust läbi toru seinna. Paraboolsilinderpinnaga rennpeeglid on varustatud sensoritega (joonisel 1.7: jälgimissüsteem), mis aitavad välja selgitada päikesekollektori optimaalseima asendi. Kollektor liigub üldiselt ühte telge mööda üles ja alla, vahel on päikesekollektor varustatud ka mootorikaga liikumaks kahte telge pidi – nii üles-alla kui ka vasakult-paremale. Elektritootmises on saavutatud paraboolsilinderpinnaga rennpeeglite abil soojuskandja temperatuure kuni 400°C, tööstuses vajaliku soojuse ning jahutuse tootmises aga kuni 180°C. [24] Paraboolsilinderpinnaga rennpeegel-päikesekollektori tööpõhimõtte on toodud joonisel 1.7.



Joonis 1.7 Paraboolsilinderpinnaga rennpeegel-päikesekollektori tööpõhimõtte [24]

Kontsentreerivaid päikesekollektoreid on ka tasapinnalisi. Fresneli lineaartehnoloogia tasapeeglitega päikesekollektori puhul rakendatakse tasapinnalisi ning fikseeritud peegelpindu, mis suunavad päikesekiirguse peegelpindade kohal asetsevale absorbeeriva pinnaga, soojuskandja läbivooluga absorbeerivale torule. Kiirgustiheduse suurendamiseks absorbeerival pinnal, on soojuskandja toru kohale asetatud sekundaarne peegelpind. Fresneli lineaartehnoloogia nõrgaks pooleks on peeglite kõrvuti asetsemisest tulenev varjude tekkimine. [22] Fresneli lineaartehnoloogiaga päikesekollektori tööpõhimõtte on toodud joonisel 1.8.



Joonis 1.8 Fresneli lineaartehnoloogia tasapeeglitega päikesekollektori tööpõhimõte [22]

Kui kaugküttevõrgus nõutav temperatuur on üle 80°C, siis kasutatakse peamiselt vaakumtorudega päikesekollektoreid ja kõrgemate temperatuuride saavutamiseks koos parapoolsete kontsentraatoritega, saavutamaks temperatuure kuni 150°C. [6]

Kontsentreerivates päikesekollektorites, mille soojuskandja temperatuur võib potentsiaalselt ületada temperatuuri 120°C, kasutatakse soojuskandjana kaaliumit või naatriumi vedelas faasis. Sulasoolad on kättesaadavad, odavad ja keskkonnasõbralikud materjalid, mida on võimalik kasutada kõrge temperatuuriga, üle 500°C-listes, keskkondades. Kõrge töötemperatuuriga kaasneb aga kõrge tahkumistemperatuur ja materjal on korrodeeruv, mistõttu nõuab sulasoola kasutus tugisüsteemi kõrgeid investeeringuid, saavutamaks efektiivne tööprotsess. [16]

1.1.2 Päikesekollektorite pargid

Päikeseenergiat rakendava kaugküttesüsteemi tootmisüksuseks on päikesepargid, mis moodustatakse eelnevas peatükis nimetatud päikesekollektoritest.

Päikesekollektorite pargid luuakse maapinnale või hoonete külge. Hoonetele paigaldades võivad kollektorid olla kinnitatud hoone konstruktsioonidele, kasutades ära hoone katuse kallet ja asimuuti. Kaldega katus raskendab ligipääsu kollektoritele ning piirab hoone asetusest olenevalt ligipääsetavat päikesekiirgust. [13]

Eestis on Ehitisregistri andmetel 75 hoonet, milles kasutatakse soojusallikana päikesekollektoreid. Põhjalik statistika Eestis kasutuses olevate päikesekollektorite kohta puudub. Ehitusregistris vaadeldud hoonete puhul on peamiselt tegu katusele

kinnitatud päikesekollektoritega. Ettevõtte Anrebell on viinud läbi kolm projekti, mille käigus on rajatud kortermajade katustele vaakumtorudega päikesekollektorid. 2009. aastal rajati 1920 vaakumtoruga kollektorisüsteem Mustamäe tee 181 kortermajale, 2013. aastal rajati vaakumtorudega kollektoripark aastatoodanguga 25 MWh (megavatt-tundi) Koskla tn 7 kortermajale ning aastal 2014 480 vaakumtoruga süsteemi Koskla tn 2 kortermajale [25].

Hoonetele paigaldatud kollektorid võivad olla ka osa detsentraliseeritud kaugküttevõrgust, näiteks Vallda Hebergis, Rootsisasuv päikesesoojust rakendav kaugküttevõrk. Tegemist on kaugküttesüsteemiga, mille soojusvajadus on kalkuleeritud 620 MWh aastas. Soojusvajadus kaetakse biomassil töötava katlamaja, eluhoonetele paigaldatud lameplaatkollektorite ja katlamaja katusele paigaldatud vaakumtorudega päikesekollektoritega. Tipukoormuste katmiseks kasutatakse kütteõli. Eluhoonetele paigaldatud lameplaatkollektorite pindala on kokku 570 m² ning on ühendatud kaugküttevõrguga puhvrina toimivate soojussalvestite kaudu. Katlajaam on kaetud 108 m² ulatuses vaakumtorudega kollektoritega. [26] Kollektoritega kaetud eluhooned ja katlajaam on toodud joonisel 1.9.



Joonis 1.9 Vallda Hebergi lameplaatkollektoritega eluhooned ja vaakumtorudega päikesekollektoritega katlamaja [27]

Vallda Hebergi päikesepargi esimese töös oldud aasta, aprillist 2013 kuni märtsini 2014, olid töös kaks soojussalvestit ning katlajaama kollektorid. Esimese soojussalvestiga on ühendatud 142 m² ja teise soojussalvestiga 48 m² lameplaatkollektoreid. Esimese aasta mõõdetud soojustoodanguks soojussalvestitest oli vastavalt 372 kWh/m² (kilovatt-tundi ruutmeetri kohta) ja 322 kWh/m². Katlamaja külge paigaldatud vaakumtorudega

kollektorite aastatoodanguks oli 384 kWh/m². Piirkonna aastakeskmise välistemperatuur on 8°C ja lõuna ilmakaare suunas pööratud kalde all pinna aastane päikeseradiatsioon on 1100 kWh/m². [27]

Lamekatuste puhul sarnaneb päikesekollektorite asetuspõhimõtte maapinnale loodud päikesepargiga – metallist elementide abil pannakse kollektorid kaldeasendisse. Näide hoone lamekatusele loodud päikesekollektorite pargist on Berlinerringi elamukompleksis Grazi linnas, Austrias. Elamukompleks koosneb 25 majast, millest 6-le on installeeritud lameplaatkollektorid, mille kogupindala on 2417 m². Päikesesoojusahel on paralleelselt ühendatud kahe soojusvahetiga – üks soojusvaheti on hoone soojusega varustamiseks tagasivoolu/tagasivoolu ühendusega ning teine soojusvaheti on soojusenergia kohalikku kaugküttevõrku suunamiseks tagasivoolu/pealevoolu ühendusega. Soojustoodangu suunamiseks on paigaldatud kolmesuunaline ventiil. Suvisel perioodil katab päikesepark peaaegu kogu soojusvajaduse kohalikus võrgus, aastane toodang on 1000 MWh. [28]

Päikesekollektoritega hoone Berlinerringi kompleksist on toodud joonisel 1.10.



Joonis 1.10 Lameplaatkollektoritega hoone Berlinerringi elamukompleksis [28]

Kui kollektorite poolt nõutav pindala on suur ning maa soetamine ei nõua suuri investeeringuid, rajatakse päikesekollektoreid maapinnale. Maapinna päikesepargid rajatakse võimalusel kaugküttevõrgu peamise soojusallika lähedusse, muutes rajamise lihtsamaks ja ökonoomsemaks. Maapinnale paigaldatud päikesekollektorid rajatakse üldiselt 10-25 kollektorilistesse ridadesse, mis on paralleelselt ühendatud. [13]

Mida suurem on päikesepark, seda olulisem on hüdrauliline profiil kogu päikesepargi ulatuses. Päikeseparki iseloomustavad võtmetegurid on stagnatsiooni kaugus, maksimaalne voolukiirus torustikus, absorbertorustiku Reynoldsi väärtused, kollektorivälise torustiku metalli erikaal, torustiku pikkus, päikesekollektoris sisalduva absorbertoru metalli erikaal, kollektori soojusmahtuvus, kollektoris olev rõhulang,

hüdraulilise ja soojusliku võimsuse suhe, vooluhulga jaotus ja kollektori tühjendusvõime. [29]

Stagnatsiooni on häiring päikesekollektori töös, mis on tingitud soojuskandja ülekuumenemisest põhjustatud aurustumisest, mis omakorda põhjustab aurustumisest tulenevat soojusülekannet päikesekollektori elementidele, põhjustades nende ülekuumenemist lameplaatkollektorite puhul kuni 200°C-ni ja vaakumtorudega kollektorite puhul kuni 300°C-ni. [30]

Stagnatsiooni kaugus on temperatuuriline väärtus – minimaalne stagnatsiooni kaugus on lokaalse keemistemperatuuri ja süsteemi kõrgeima temperatuuriga absorbertorustiku voolu temperatuuride vahe ning keskmine stagnatsiooni kaugus on kogu kollektoripargi keskmine voolutemperatuur. Minimaalse ja keskmise stagnatsioonikauguse võrdlemine võimaldab hinnata stagnatsiooni tekkimist üheski päikesepargi punktis – mida madalam on stagnatsiooni pikkus, seda suurem risk on stagnatsiooniks. Kollektoripargi ülesehituse osas vähendavad stagnatsiooni pikkust suur päikesekollektorite hulk, ebaühtlane voolujaotus, madal tööõhk ja soojuskandja kõrge temperatuur. [29]

Päikeseparkides kasutatakse erinevaid meetodeid stagnatsiooni vältimiseks. Saudi Araabias oleva Printsess Noura ülikooli kämpuses oleva 36 305 m² risti-rästi tüüpi lameplaatkollektorite pindalaga päikesepargis kasutatakse stagnatsiooni vältimiseks vesijahutust. Juhtudel, kui jahutusest ei piisa avaneb ülevooluklapp, mille kaudu suunatakse soojuskandja paaki läbi auruseparaatori ning kui rõhk langeb süsteemis alla ülevooluklapi tööerakendamise rõhu, klapp sulgub ning süsteemi saab läbi tagastuva toru uuesti soojuskandjaga täita. [30]

Kollektorite paigutuse planeerimine on oluline saavutamaks hüdrauliline profiil, mis võimaldab võimalikult madalaid investeeringuid torustikku ning võimalikult homogeenset voolujaotust. Saavutamaks kollektorite konfiguratsiooni kõrgeimat võimalikku efektiivsust, tuleks kollektorid asetada nõnda, et ridade väljundtemperatuurid on võrdsed. Ühtlane väljundtemperatuur saavutatakse, kui iga rea soojuskandja vooluhulk on proportsionaalne rea kollektorite kogupindalaga. [13]

Päikesekollektorite pargi vooluhulka on võimalik reguleerida aktiivselt, kasutades ventiile ning proaktiivselt läbi kollektorite pealevoolu ja tagasivoolu torustike dimensioneerimise. Samuti on oluline kollektorite asetus ning kollektorite sees olevate absorbertorustike konfiguratsioon. [30] Kolme tüüpi absorbertorustike konfiguratsioonid on toodud joonisel 1.11.



Joonis 1.11 Erinevate absorbertorustike konfiguratsioonidega kollektorite tüübid [30]

Harfi tüüpi kollektorite puhul läbib soojuskandja iga kollektorit järjest, mille tagajärjel tõuseb soojuskandja iga kollektorit läbides ning kollektorite temperatuurid erinevad. Risti-rästi tüüpi kollektorites on 4 ühenduspunkti ning kollektorid on ühendatud paralleelselt, tänu millele on kollektorite väljundtemperatuur ühtlasem. Samaselt harfi tüüpi kollektoritele on vaakumtorudega kollektoritel samuti temperatuurijaotus ebaühtlane. [30]

Kollektorite ühendamise kaudu tõstetakse torustiku hüdraulilist pikkust ehk termiliselt aktiivse torulõigu pikkust, mida soojuskandja peab kollektoreia sisendist väljundini läbima. Mida pikem on absorbertorustiku termiliselt aktiivne osa, seda kõrgem temperatuuri tõus kollektoreias ning ühtlasem võimalik vooluhulga jaotus, eriti suurte kollektoriparkide puhul. [30]

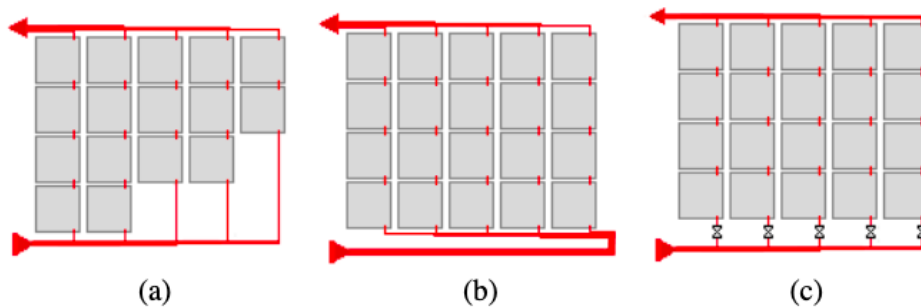
Paralleelselt ühendatud elementide puhul on kollektorites enim kasutuses hüdraulilised profiivid, mida tuntakse kui Tichelmanni ehk Z-paigutus ning mitte-Tichelmanni ehk U-paigutus. [30] Tichelmanni ja mitte-Tichelmanni (*Nicht-Tichelmann*) paigutuste põhimõtte on toodud joonisel 1.12.



Joonis 1.12 Tichelmanni ja mitte-Tichelmanni tüüpi päikesekollektori paigutus [30]

Joonisel 1.12 on toodud Tichelmanni ja mitte-Tichelmanni paigutused risti-rästi tüüpi paigutused risti-rästi tüüpi absorbertorustikuga kollektorite puhul. Tichelmanni tüüpi ühenduse eeliseks on ühtlasem vooluhulga jaotus, kuid nõuab pikemaid torustikke. Mitte-Tichelmanni tüüpi ühendusel on vooluhulk suurem esimeses kollektoris, mis väheneb igas järgnevas kollektoris. [30]

Vooluhulga kontrollimine võimaldab ühtlast kollektoriridade väljundtemperatuuri. Seda on võimalik saavutada erinevate meetodite kaudu. Joonisel 1.13 on toodud kollektorite asetused pargis vooluhulga ühtlustamiseks, kus torustiku läbimõõdud vastavad kujutatud joonelaiusele. Esimeseks meetodiks kollektorite arvu vähendamine kaugemates ridades, kus hüdrauline takistus on suurem (a). Esimene meetod nõuab planeerimist ning täpseid kalkulatsioone, sest hilisemad muudatused on kulukad. Teine meetod on Tichelmanni asetuse kasutamine (b). Kolmas meetod on mehaaniliste tasakaaluventiilide kasutamine kollektorite ridades (c). Kolmas meetod on efektiivne, kuid kõrgema investeeingu ja pikema paigaldusajaga. [13]



Joonis 1.13 Päikesekollektorite paigutuse meetodid [13]

Kollektorite vooluhulga kontrollimine võimaldab mõjutada toodetava soojusenergia hulka, mõjutades kollektorite efektiivsust. Mida kõrgem on soojuskandja vooluhulk, seda madalam on kollektoripargist väljuv soojusenergia. Kui süsteemis kasutatakse soojussalvestit, on võimalik voolu suuna muutmise abil talvisel perioodil vältida päikesekollektorites jäätumist ning soojussalvesti ülekuumenemise vältimiseks suunata osa soojusest tagasi päikeseparki. [31]

1.1.3 Soojussalvestid

Päikesekollektorites toodetav soojus ja kaugküttesüsteemis olev soojusnõudluse sünkroonsus on limiteeritud, mistõttu on paljudes päikesesoojusel töötavates kaugküttesüsteemides kasutuses soojussalvestid. Soojussalvestite eesmärgiks on viia toodetav soojuskoormus ning küttevõrgu tarbimiskoormus vastavusse. [13] Euroopas on soojusnõudlus talvisel perioodil umbes 10 korda suurem, kui suvisel perioodil, mil päikesekiirguse tase jõuab aasta kõrgeimale tasemele. [18]

Peamiseks kaugküttes kasutatavaks soojusenergia salvestamise tüübiks on faasimuutusteta soojussalvestus. Soojussalvesteid jaotatakse salvestusperioodi põhjal kaheks: lühiajalised soojussalvestid ja hooajalised soojussalvestid. [32]

Lühiajalise soojussalvestina kasutatakse üldiselt roostevabast terasest, betoonist või klaaskiuga julgestatud plastikust mahuteid ehk akumulatsioonipaake. Mahuti täidetakse materjaliga, millesse soojus salvestatakse. Enim kasutatakse soojusmahutites vett, sest vesi on odav, mittetoksiline ja vee erisoojus on kõrgem võrreldes teiste madala hinnaklassiga lahendustega nagu liiv, raud ja betoon. Akupaagi soojusmahtuvus sõltub suuresti mahuti ülaosas oleva veekihi ja alumise veekihi temperatuuride vahest ehk mahuti oluline näitaja on termiline kihistumine. Mahuti veekihtidest on võimalik vastavalt vajadusele väljastada erineva temperatuuriga vett. [33] Lühiajalise soojussalvesti näide Lätis, SIA Salaspils Siltumsile kuuluva akumulatsioonipaagi näol on toodud joonisel 1.14.



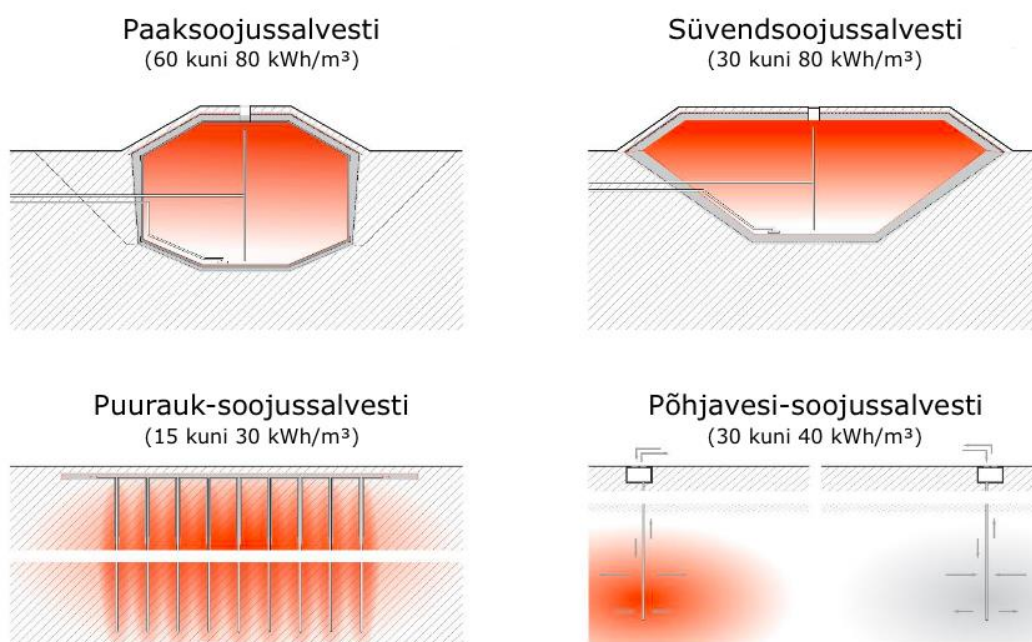
Joonis 1.14 SIA Salaspils Siltums lühiajaline soojussalvesti, katlamaja ja päikesepark [34]

Lühiajalise salvestamise salvestustsükli pikkus jääb vahemikku ühest päevast kuni ühe nädalani. Salvestis oleva soojuskandja maksimaalne temperatuur on atmosfäärirõhul salvestamise puhul 98°C, kõrgrõhulise salvestamise puhul ulatub maksimaalne temperatuur 140-180°C-ni. Hooajalise soojussalvestuse tsükli pikkus võib ulatuda kuni 2 aastani ning temperatuur ulatub kuni 98°C-ni. [32]

Eestis on kasutusel lühiajaline soojussalvestus näiteks Saaremaal, Kuressaares. 400 m³ (kuupmeetri) suuruse akumulatsioonipaagi eesmärk on kütteperioodi jahedamal ajal hommikuse ja õhtuse ning nädalavahetuse soojustarbimise tipukoormuse katmine. Akupaagi töötsükkel on üks ööpäev aga vajadusel võib ulatuda paari päevani. Balti riikide seas on suurim soojussalvesti Lätis. Tegemist on samuti akumulatsioonipaagiga ning selle maht on 18000 m³. [32] Tulevikus on plaanis lisada soojussalvesteid ka teistesse kaugküttevõrkudesse, näiteks Tallinnasse ja Tartusse.

Hooajalised soojussalvestid võimaldavad tasakaalustada soojustoodangut ja soojusnõudlust aastaegade vahel. Päikeseenergia puhul võimaldab hooajaline soojussalvestus kasutada talvisel ajal suvel toodetud soojusenergiat. Hooajalist soojussalvestust tuleb planeerida vastavalt eeldatud koormusele, sest süsteemide disain ei võimalda järkjärgulist süsteemi laiendamist vastavalt vajadusele. [33]

Hooajalise soojussalvestuse neljaks peamiseks põhimõtteks on paaksalvestus, süvendsalvestus, puurauksalvestus ja põhjavesisalvestus. Hooajaliste soojussalvestite põhimõtted ning salvestusmaht on toodud joonisel 1.15.



Joonis 1.15 Hooajalised soojussalvestid ja nende salvestusvõimed [1]

Paaksalvestuse puhul on põhimõte sama, kui lühiajalise soojussalvestuse puhul kasutatavates akumulatsioonipaakides, erinevus tuleb sisse mahutite suuruses ja maksimaalses salvestusmaterjali temperatuuris. [35] Paaksalvestuse eelisteks on kiire täitumis- ja tühjenemisvõime ning kõrge soojusmahtuvus, puuduseks kõrged paigalduskulud. [36]

Süvendsalvesti sarnaneb akumulatsioonipaagiga aga üldiselt puuduvad süvendsalvestite puhul staatilised konstruktsioonid. Salvestusaine hoiustatakse üldiselt maasse kaevatud reservuaari, mis on kaetud veekindla materjaliga, vahel kasutatakse reservuaarina ka pinnasesse paigaldatud raudbetoonist või roostevabast terasest mahuteid. Salvestusainena kasutatakse vett või vee ja kruusa segu. [36] Süvendsalvesti konstruktsioon ja töös oleva salvesti pealtvaade on toodud joonisel 1.16.



Joonis 1.16 Dronninglundi hooajaline süvendsoojussalvesti konstruktsioon ja töös oleva salvesti pealtvaade [37]

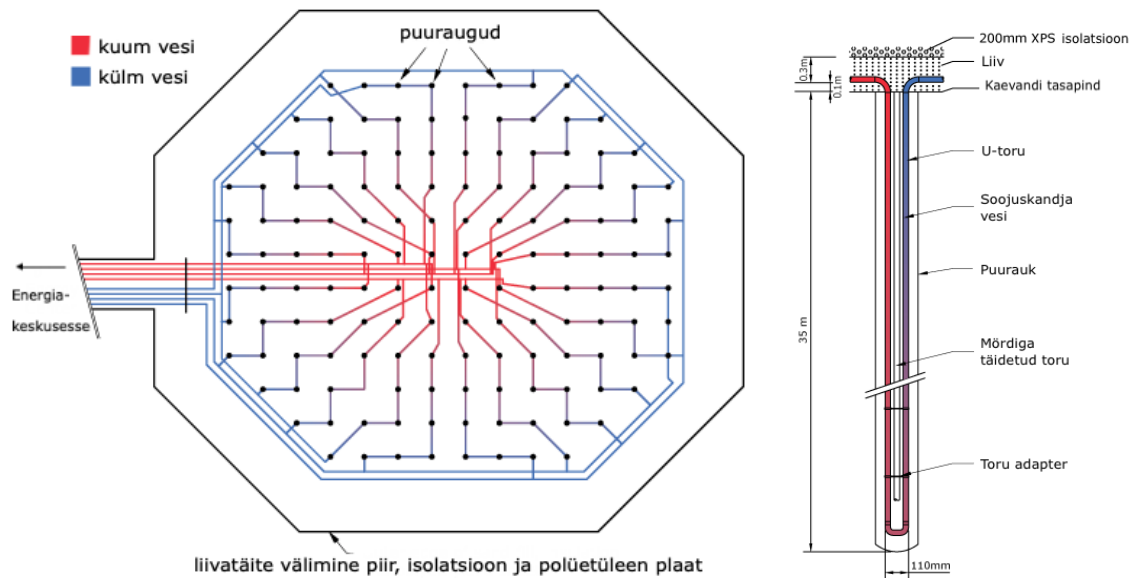
Joonise 16 vasakpoolselt pildilt on näha kolme süvendisse sisenevat torustikku – esimene asub maapinna tasemel, teised kaks ulatuvad erinevate kõrgusteni süvendi põhjast kõrgemal. Kolme erineva kõrgusega sisendtorustiku eesmärk on tagada võimalus termilisest kihistumisest tekkiva erineva temperatuuriga veekihtide vajaduspõhiseks kasutamiseks. Parempoolsel pildil on näha süvendsoojussalvesti katet, mille eesmärgiks on vähendada soojuskadu salvestist. [37]

Puurauksalvestuse puhul kasutatakse salvestusmaterjalina maa-alust pinnast. Sobivad geoloogilised moodustised on kivimid või niiske pinnas. Soojuse laadimine ja eraldamine toimib läbi süvendi ühekordsete või kahekordsete U-toruliste või kontsentriliste torudega soojusvahetite, mis ulatuvad 30 kuni 100 meetri sügavusele maapinna sisse. [35] Puurkaevsalvestuse eeliseks teiste hooajaliste soojussalvestite ees on lihtne süsteemi laiendamine – salvestusmahu suurendamiseks piisab uute puuraukude lisamisest [38].

Puurakusalvesti rajamine nõuab kindlaid maa aluspinna tingimusi. Rajatava puurauksalvesti asukoha pinnas peab olema puuritav, omama kõrget soojusmahtuvust, kõrget soojusjuhtivust, madalat veejuhtivust ning loomulikku veevoolu pinnases, mis jääb alla 1 meetri aastas. [39] Pinnases olev kõrge veevool võib puurauksalvesti efektiivsust oluliselt mõjutada, põhjustades soojuskadu konvektsiooni teel. Ühelt poolt tuleb kasuks pinnase hea soojusjuhtivus soojussalvesti laadimisfaasis, kuid teisalt võib kõrge soojusjuhtivus suurendada soojuskadusid, sest tegemist on süsteemiga, millel puudub maa all soojust isoleeriv barjäär. Seega mängivad puurauksalvesti rajamisel olulist rolli asukoha geoloogiline ja hüdroloogiline profiil. [40]

Joonisel 1.17 on toodud Kanadasse, Okotoksi rajatud puurauksalvesti pealtvaade ning puurauku külgsuuna. Pealtvaates on näidatud soojuskandja puuraukude läbimise konfiguratsioon. Puuraukudesse on asetatud U-kujulised soojuskandja torustikud ning kogu konstruktsioon katab 35 meetrise läbimõõduga maa-ala. Puuraukudes olevaid U-

torustikke ühendavad toruosad on asetatud liiva. Kogu konstruktsioon on isoleeritud ning ümbritsetud polüetüleenplaadiga. Soojussalvesti on kaetud kaanega, mida katab haljastus. [41]



Joonis 1.17 Drake Landingu puurauksoojussalvesti pealtvaade ning puurauku külgsuuna [41]

Joonisel 1.17 toodud skeemidel on näidatud soojuskandja temperatuuri üleminek kõrgemast temperatuurist madalamaks toonimuutusega punasest siniseks. Soojussalvesti laadimisfaasis suunatakse päikese abil soojendatud vesi puurauksalvesti keskele ning seejärel läbi salvesti puuraukude U-torude salvesti tsentrist eemale. U-torusid läbides toimub soojusülekanne puurauke ümbritsevale pinnasele ja kivimitele. Soojusülekanne tagajärjel jaheneb soojuskandjaks olev vesi järk-järgult lähenedes salvesti välispiirile ning seejärel suunatakse salvestist välja. Tühjendamisfaasis suunatakse soojuskandja vastupidises suunas ehk puuraukvälja ulatuse välismise osasse ning seejärel läbi U-torude konfiguratsiooni puuraukvälja tsentrisse, tõstes kõrgema temperatuuriga pinnase ja kivimite abil soojuskandja temperatuuri. [41]

Põhjaveesalvestuses salvestatakse soojus puurauksalvestile sarnaselt pinnasesse. Põhjaveesalvestuse puhul kasutatakse ära maapinnas vett mitteläbilaskvate kihtide vahel olevaid hea veejuhtivusega kruusa-, liiva-, paekivi- või liivakivikihte. Kihtideni puuritakse vähemalt kaks kaevu, milles ühe kaevu või kaevugrupi eesmärk on laadimine ehk sooja vee sisestus ning teise poole eesmärk on mahalaadimine ehk sooja vee eraldamine. [35] Kuna põhjaveesalvestite puhul valgub soojuskandja pinnasesse, tuleb kasutada keskkonnale ohutuid soojuskandjaid – peamiselt on selleks vesi. Pinnase läbilaskvus põhjustab ka teiste soojussalvestitega võrreldes suuremaid soojuskadusid, kuna süsteemi maapõues olevas osas pole kasutatud soojusisoleerimist. Suuremate

süsteemide puhul on soojuskaod osakaal väiksem. Põhjaveesalvestuse eeliseks on maaluste soojussalvestite seas olev suurim salvesti soojusmahtuvus. [36]

Põhjaveesalvestite planeerimine nõuab sarnaselt puurauksalvestitega põhjalikke geoloogilisi ja hüdrooloogilisi uuringuid planeeritavas piirkonnas. Tegemist on avatud süsteemiga, mille soojuslikku sisendusfaas ning tühjendusfaas vahelduvad hooajaliselt. Süsteemi modelleerimisel tuleb arvesse võtta pinnase soojuslike omaduste varieeruvust, sooja ja külma kaevu vastastikust mõju, piirkhiitide soojusjuhtivust, kohalikku põhjaveevoolu ning ujuvusvoolu. [42]

1.2 Süsteemid maailmas

Ülemaailmselt on loodud mitmeid päikesesoojust rakendavaid kaugküttesüsteeme. Piirkondade võrdlemiseks kasutatakse kraadpäevade, aastakeskmise välistemperatuuri, radiatsiooni ning päikesepäevade väärtusi.

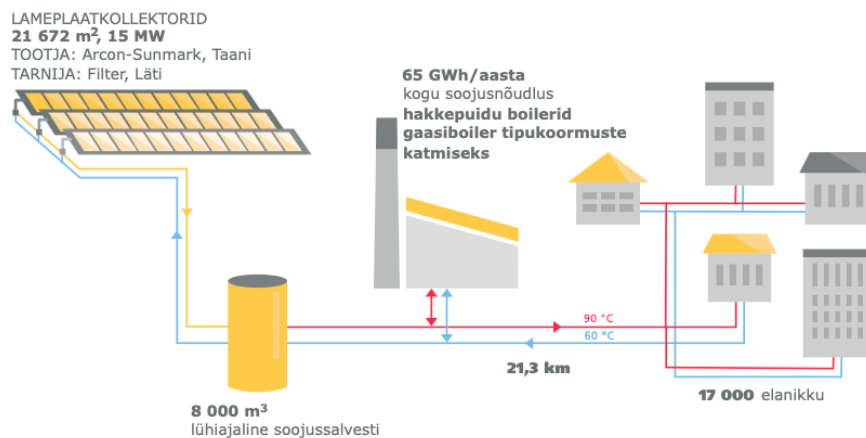
Soojustootmise planeerimise seisukohalt on oluline arvestada soojustarbimise hindamiseks kasutatavat väärtust, milleks on kraadpäevad. Kraadpäevad kirjeldavad 1°C erinevust hoone arvestusliku sisetemperatuuri ja välisõhu ööpäeva keskmise temperatuuri vahel [43]. Antud töös kasutatakse hoone arvestuslikku sisetemperatuuri 18°C.

1.2.1 Salaspils, Läti

Balti riikides on päikesesoojusenergia kaugküttevõrgus kasutamise eestvedajaks Läti. Läti välistemperatuuri aasta keskmine vahemikus 1991-2020 oli 6,8°C. Päikesepaiste kestuse summa Lätis on vahemikus 1700-2000 tundi. [44] Läti keskmine kraadpäevade arv perioodil 2013-2022 oli 3869 kraadpäeva [45]. Salaspils Siltumsile kuuluva päikesepargi asukohas on aastakeskmise otsese päikeseradiatsiooni väärtus 1016,8 kWh/m². [46]

Lätis, Salaspilsis linnas rajatud kaugküttevõrk kuulub sojusettevõttele SIA Salaspils Siltums. Aastal 2018 toodeti Salaspilsis kaugküttevõrku soojust maagaasiboilerites (44%), hakkepuiduboilerites (47%) ning hakkepuidu põletamisest tulenevate suitsugaaside kondensaatoris (9%) [34]. 2019. aastal rajati Salaspilsis kaugküttevõrku päikesekollektorite park eesmärgiga vähendada fossiilsete kütuste kasutamist kohalikus

kaugküttesüsteemis [18]. Baltikumi ainsa päikesesoojust rakendava kaugküttesüsteemi ülesehitus on toodud joonisel 1.18.



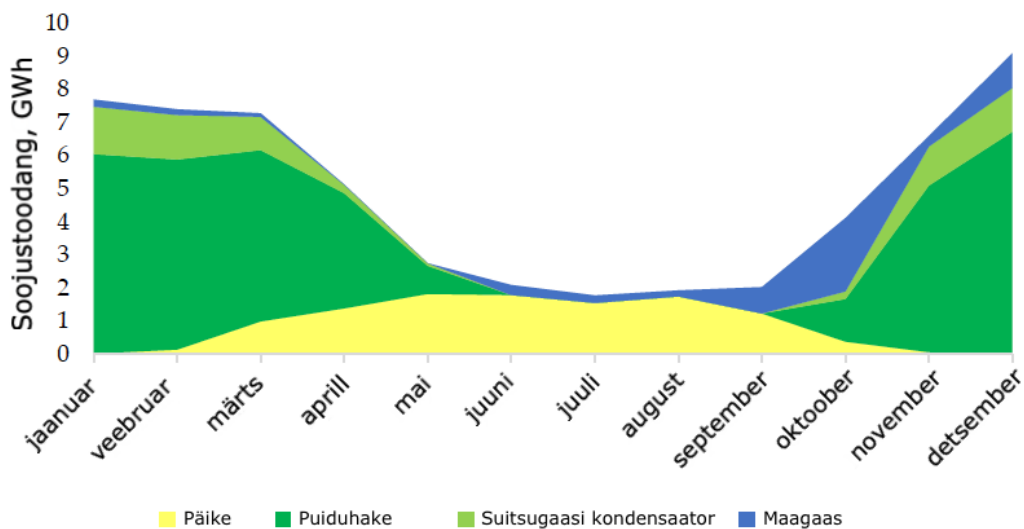
Joonis 1.18 Salaspils kaugküttesüsteem [18]

Sarnaselt Tallinna kaugküttesüsteemile, on Salaspils kaugküttesüsteemis peamiseks soojusallikaks hakkepuuit ning tipukoormuste katmiseks kasutatakse maagaasi [34]. Läti kaugküttevõrk peamise soojusallika ja päikesepargi asukohtadega on toodud joonisel 1.19.



Joonis 1.19 Salaspils kaugküttevõrk [Autor: Grete-Marie Kajandi] [34]

Päikesepark dimensioneeriti algselt nõnda, et päikesekollektoritest saadava soojustoodanguga saaks katta kaugküttevõrgu suvise soojusnõudluse. Joonisel 1.20 toodud 2020. aasta Salaspils kaugküttevõrgu soojustoodangu profiililt on näha, et suvisel perioodil täielikult päikesepargi toodangu abil soojusvajadust katta ei olnud võimalik. Päikesekollektorite abil suudeti 2020. aastal katta 90% soojusnõudlusest. [6]



Joonis 1.20 Salaspilsi kaugküttevõrku toodetud soojus 2020. aastal [6]

Ida-Euroopa suurim rajatud 21 672 m² suurune ning 15 MW (megavatti) suuruse võimsusega päikesepark koosneb 1720 glükooliga täidetud lameplaatkollektorist. Glükooli eelis vee ees on madal jäätumistemperatuur – glükooli saab soojuskandjana kasutada kuni -10°C juures. Päikesekollektorite suuruseks on 2 x 6,3 meetrit ning kollektori soojuskandja temperatuurirežiim on 45/63°C. Päikesepargi esimese töös oldud aasta soojustoodang oli 11,1 GWh, mis moodustas 20% soojuse kogutoodangust. Kuigi võrgus on 2 hakkepuidu boilerit, on suvisel perioodil päikeseenergia kõrval, tipukoormuste ajal töös gaasiboilerid, kuna nende käivitamine on hakkepuidu boileritest vähem aeganõudev. Seda arvesse võttes kattis maagaas siiski vaid 10% kogutoodangust. [31]

Kollektorite toodangu kõikumise ühtlustamiseks lisati süsteemi 8000 m³ suurune lühiajaline soojussalvesti. Soojussalvestiks olev akumulatsioonipaak kasutab energiasalvestuseks glükoolsoojusvahetit. Päikeseenergiast soojuse tootmise primaarpoolel ehk päikesekollektorites soojendatud soojuskandja glükool suunatakse soojusvahetisse, milles soojus kantakse üle sekundaarpoolele ehk soojussalvesti poolele, kuhu soojust akumuleeritakse kuni vajaduseni soojust kaugküttevõrku suunata. [47] Akumulatsioonipaagis salvestatakse soojust sooja vee abil.

1.2.2 Drake Landing, Kanada

Okotoksi linnas, Alberta provintsis, Kanadas asuvas Drake Landing päikesekogukonnas (*Drake Landing Solar Community*) on 2293 m² kogupindalaga lameplaatkollektorid

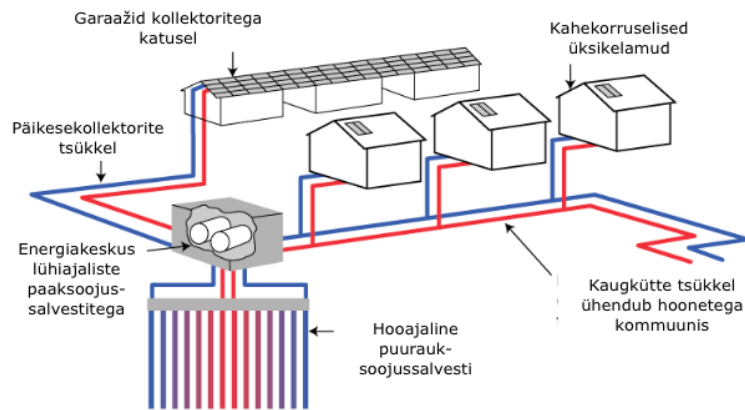
asetatud eluhoonetest eraldiseisvate garaažikomplekside peale. Päikesekollektoritega toodetakse soojust 52 üksikelamuga ühendatud kaugküttevõrku. Tegemist on esimese süsteemiga, mis toodab soojust enam kui 90% ulatuses päikeseenergiast ning seda saavutatakse 5200 kraadpäevaga kliimas (tasakaalutemperatuuri juures 18°C). [48] Drake Landingu kommuuni ülesehitus pealtvaates on toodud joonisel 1.21.



Joonis 1.21 Drake Landingu päikesekommuun pealtvaates [48]

Drake Landing päikesepargis kontrollitakse vooluhulka ning välditakse stagnatsiooni tekkimist iga garaažikompleksi peal asuva päikesemooduli grupi kohta paigaldatud kaitseventiili, reguleerimisventiili ja manuaalse õhutusventiiliga. Stagnatsiooni aitab vältida ka õhkjahutus ning kaks membraaniga paisupaaki süsteemi rõhu tasakaalustamiseks. [30] Energiasüsteemi pumbad, juhtimiskeskus ja varuks olevad gaasiboilerid (352 kW ja 469 kW) asuvad kommuuni energiakeskuses, mis asub joonisel 1.21 üleval paremas nurgas. Pumpasid kasutatakse voolukiiruse tõstmiseks nii primaarsel poolel glükoolilahuse ringluses kui ka sekundaarsel poolel veeringluses. [49]

Drake Landing kogukonna soojustootmiseahel algab lameplaatkollektoris, kus päikesekiirguse abil tõstetakse kollektoris soojuskandjaks oleva 50%-lise glükoolilahuse temperatuur. Primaarpoole ehk päikesekollektorite poolse tsükli kontrollisüsteem on seatud üles nõnda, et päikesekollektorite töö initsieeritakse ja hoitakse töös kogu päikesekiirguse kättesaadavuse aja. Esmase päikesekiirguse jõudmisel kollektorisse algab soojuskandja ringlus kollektorisüsteemis eesmärgiga kollektorid üles soojendada. Kui kollektoritesüsteem on saavutanud piisava temperatuuri, hakatakse soojuskandjat suunama plaatsoojusvahetisse, kus antakse glükooli soojus edasi veele, mis suunatakse süsteemi lühiajalisse soojussalvestisse. [49] Drake Landing päikesekogukonna süsteemi põhimõte on toodud joonisel 1.22.



Joonis 1.22 Drake Landingu kaugküttesüsteemi põhimõte [49]

Soojussalvestitena on kasutuses 2 akumulatsioonipaaki kogumahuga 240 m³. Kui kaugküttevõrgus on soojusnõudlus, suunatakse akumulatsioonipaagis olev vesi teise plaatsoojusvahetisse, mis asub kaugküttevõrgu pool ning seeläbi suunatakse soojus kaugküttevõrgu soojuskandjale. Kui soojustoodang on soojusvajadusest suurem suunatakse soojusenergia lühiajalisest soojussalvestist pikaajalisse soojussalvestisse, seega toimib lühiajaline soojussalvesti süsteemis puhvrina, suunates soojusenergiat vajaduspõhiselt kaugküttevõrku või pikaajalisse soojussalvestisse. Kui päikesekollektoritest ja soojussalvestitest saadavast soojusenergiast jääb puudu, kasutatakse maagaasiboilereid. [48]

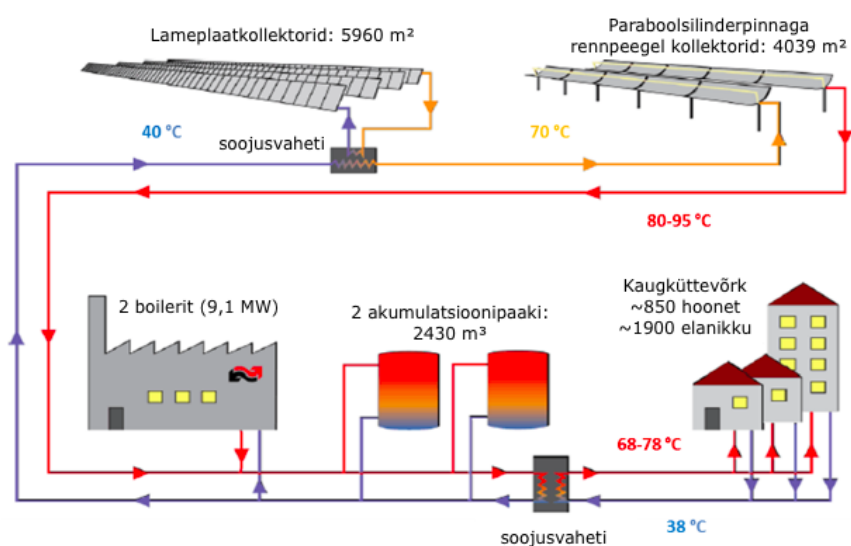
Hooajalise soojussalvestina on Drake Landingu kaugküttevõrgus kasutuses puurauksoojussalvesti. Soojussalvesti koosneb 144-st 150 millimeetrise läbimõõduga puuraugust, mis ulatuvad 37 meetri sügavusele. Soojussalvesti maksimaalne temperatuur on 80°C. Kõrgetemperatuurilise salvestuse puuduseks on laadimisperioodil päikesekollektorite tagastava soojuskandja kõrge temperatuur, mis vähendab kollektorite efektiivsust. Samuti suurendab kõrgem temperatuur soojussalvestis salvesti soojuskadu. [38] Drake Landingu puurauksoojussalvesti kohta on täpsem info alampeatükis 1.1.3.

Nii lühiajalises akumulatsioonipaagis kui ka hooajalises puurkaevsalvestis mängib olulist rolli soojuslik kihistumine võimaldamaks rakendada kõrgetemperatuurilist osa kütteks ning tagastamiseks madala temperatuuriga glükoolisegu päikesekollektoritesse. [49] Kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur jääb vahemikku 37-55°C ja tagasivoolu temperatuur vahemikku 28-32°C. Nii madal võrgutemperatuur on võimalik tänu asjaolule, et kaugküttesüsteemi abil ei toodeta sooja tarbevett. [18]

1.2.3 Taars, Taani

Suured päikesepargid ei ole piiratud kasutamaks vaid ühte tüüpi päikesekollektoreid. Eelpool toodud näidetes on rakendatud üksnes lameplaatkollektoreid, kuid Taarsi päikesepargis Taanis on lisaks lameplaatkollektoritele kasutus ka paraboolsilinderpinnaga rennpeegel päikesekollektorid. Päikesepargi soojuskandja sisend läbib esmalt lameplaatkollektorite read, saavutades temperatuuri kuni 70°C ning seejärel suunatakse paraboolsilinderpinnaga rennpeegel-päikesekollektoritesse, kus saavutatakse väljundtemperatuur 80-95°C. [50]

Joonisel 1.23 on toodud Taarsi kaugküttevõrgu põhimõtte tootmisüksuste, sojussalvestite, soojusvahetite ning tarbijatega. Taarsi päikesepargi kollektorite kogupindala on 9999 m², millest 5960 m² moodustavad lameplaatkollektorid ning 4039 m² paraboolsilinderpinnaga rennpeegel-päikesekollektorid. Kaugküttevõrgu tootmisahelas on päikesepark, kahe maagaasiboileriga katlamaja, mille koguvõimsus on 9,1 MW, ning kaks lühiajalist sojussalvestit akumulatsioonipaakide näol, mille kogumaht on 2430 m³. Gaasikatlamaja on kasutusel reserv-tootmisüksusena. [50]



Joonis 1.23. Taanis oleva Taarsi kaugküttevõrgu põhimõtte. [50]

Taarsis esmakordselt kasutusse võetud päikesekollektorite hübriidsüsteemi eeliseks on kollektorite erisuste ära kasutamine. Lameplaatkollektorid on efektiivsemad madalamate temperatuuride puhul, päikesekiirgust kontsentreerivad kollektorid töötavad efektiivselt ka kõrgemate temperatuuride juures. Paraboolsilinderpinnaga rennpeegel päikesekollektorite puhul on võimalik ülekuumenemist vältida, suunates peeglite abil päikesekiirgus absorberpinnalt eemale. [51] Lameplaatkollektorite väli

Taarsis jaguneb omakorda kaheks – esimeses osas on kasutatud madalamale töötemperatuurile optimeeritud lameplaatkollektoreid, teises osas on aga kasutuses uuenduslikumad lameplaatkollektorid, millega on saavutatud vähendatud soojuskadu kõrgete temperatuuride juures. [18]



Joonis 1.24. Taarsi päikesekollektorite park. [52]

Taarsi paraboolsilinderpinnaga päikesekollektorites on kasutuses soojuskandjana vesi, lameplaatkollektorites aga 35%-line glükooli lahus. Paraboolsilinderpinnaga rennpeegel päikesekollektorite paraboolse silinderpinna laius on 5,77 meetrit, mooduli pikkus 10 meetrit ning ühes päikesekollektori reas on 10 moodulit. Ühe lameplaatkollektori mooduli pikkus süsteemis on 5,96 meetrit, laius 2,27 meetrit, kiirgust neelav pindala 12,6 m², absorberipindadena kasutatakse vasest soojuskandja toru ja alumiiniumist plaati, isolatsioonmaterjalina kasutatakse mineraalvilla ning kollektorid on asetatud 50°-lise kalde alla. [50]

2 METOODIKA

Järgnevat esitatud peatükkides on kirjeldatud antud töös kasutatud meetodikat.

2.1 Päikesepark

Päikeseenergia potentsiaali hindamiseks valiti välja sobiv päikesepargi asukoht. Asukoha leidmiseks uuriti suuremaid hoonestuseta maa-alasid, mis asuvad Tallinna kaugküttetorustiku läheduses. Hinnang tehti kasutades Maa-ameti poolt koostatud fotokaarti. Kollektorite asetuse planeerimisel arvestati Kitsendusregistri kaardirakenduses toodud piirangutega.

Sobiva päikesekollektori kaldenurga ja asimuudi leidmiseks kasutati Euroopa Komisjoni Teadusuuringute Ühis keskuse poolt loodud päikesekiirguse ja fotogalvaaniliste elementide potentsiaali geograafilise informatsiooni andmebaasi. Väljavalitud asukoha päikesekiirguse tingimustele vastavalt on optimaalsemad päikesekollektori kaldenurk 42° ning asimuut 0° ehk asetusega kollektoripinnaga lõuna ilmkaare suunas.

Päikesekollektorite optimaalse positsiooni leidmiseks valiti esmalt välja sobiv päikesekollektori mudel. Kasutatavaks päikesekollektoriks valiti Austria tootja GREENoneTEC-i poolt toodetav lameplaatkollektori mudel GK HT 13.6, mida toodetakse spetsiifiliselt suuremõõtmeliste päikeseparkide jaoks ning kasutatakse kaugküttes. GREENoneTEC oli varem tuntud Arcon-Sunmark A/S-ina ning antud töös välja valitud mudel vastab varasemale HT-Heat Boost 35/10 kollektorile, mida kasutatakse SIA Salaspils Siltumsi päikesepargis.

Ettevõtte GREENoneTEC-i poolt toodetava päikesekollektori GK HT 13.6 parameetrid on toodud tabelis 2.1.

Tabel 2.1. Päikesekollektori GK HT 13.6 parameetrid.

| Tunnus | Väärtus | Ühik |
|---------------------|---------|----------------|
| Mooduli kogupikkus | 2,28 | m |
| Mooduli kogulaius | 5,97 | m |
| Kollektori kogupind | 13,61 | m ² |
| Absorberi pind | 12,54 | m ² |

Päikesekollektorite ridade vahele jäetava minimaalse vahe leidmiseks kasutati järgmist valemit:

$$l_{min} [m] = l * \cos(\gamma) \quad (2.1)$$

kus l – moodulirea vahe [m],

γ – kollektori asimuudi nurga parandus [°].

Minimaalse vahe leidmise valemis kasutatud moodulirea vahe leitakse järgmise valemiga:

$$l = \frac{\Delta h}{\tan(\theta)} \quad (2.2)$$

kus Δh - kollektori alumise ja ülemise serva kõrguste vahe [m],

θ – päikese kõrguse nurk [°]. [53]

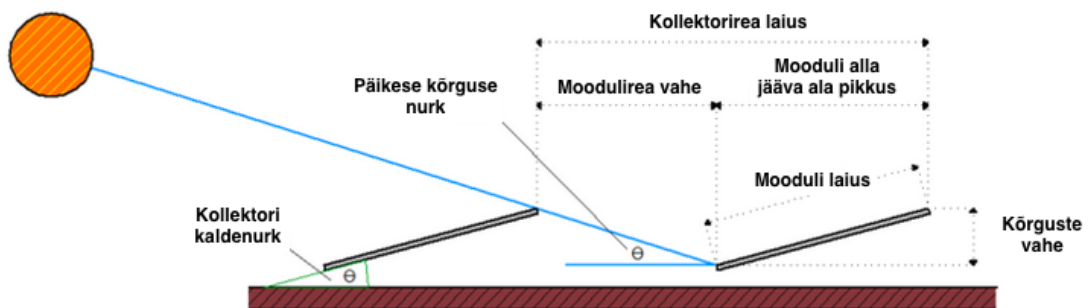
Kollektori alumise ja ülemise serva kõrguste vahe:

$$\Delta h = \sin(\alpha) * b \quad (2.3)$$

kus α – kollektori kaldenurk [°],

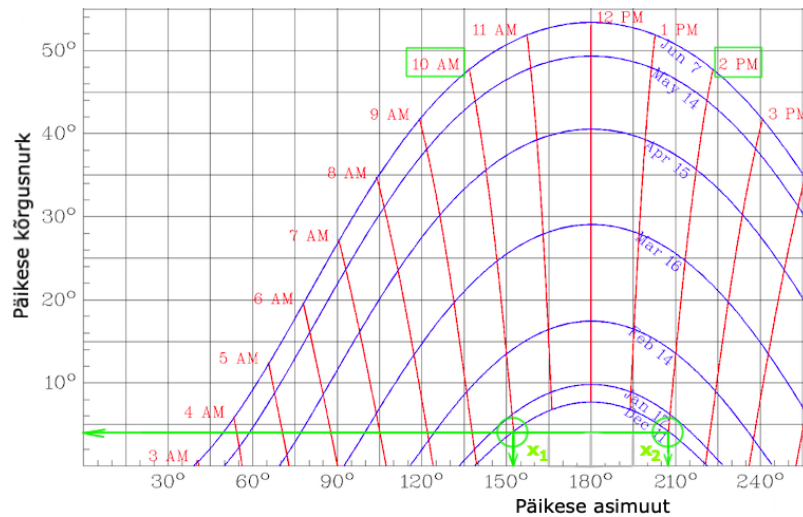
b – kollektori laius [m].

Kasutatud väärtused on kujutatud joonisel 2.1.



Joonis 2.1 Minimaalse päikesekollektorite ridade vahe arvutuse parameetrid [54]

Asimuudi nurga paranduse ning päikese kõrguse nurga väärtuseid leiti graafiliselt kollektoripargi potentsiaalsele asukohale vastavalt aastaringse päikesekõrguse graafikult. Nurkade leidmiseks lähtuti päikese madalaimast teekonnast perioodil kella 10:00 ja 14:00 vahemikus. Valitud asukohas läbib päike oma madalaima teekonna 11. detsembril. Kasutatud päikesekõrguse graafik on toodud lisa 1. Graafilise lahenduse põhimõtte on toodud joonisel 2.2.



Joonis 2.2 Päikese madalaimale teekonnale vastava päikese kõrgusnurga ja asimuudi nurga paranduse graafilise leidmise põhimõte [55]

Joonisel 2.2 toodud päikese kõrgusgraafiku kasutuse põhimõte seisneb väljavalitava kuupäeva ehk päikese kõrgusjoone ning defineeritud ajavahemiku põhjal minimaalse päikese kõrguse defineerimises. Kindlustamaks võimalikult minimaalne päikese kollektorite ridade vaheline varjudega kattumine ka madalaima päikeseteekonna puhul, tuleb leida päikese kõrgusnurk ja asimuut madalaima päikeseteekonnaga kuupäeva ning võimalikult pika ajavahemiku kohta. Kui on defineeritud sobilik kuupäev ning ajavahemik, saab ajajoone ning päikese kõrgusjoone ristumispunkti abil leida optimaalne päikese kõrgusnurk joonise y-teljelt ning seejärel päikese asimuudi parandus valemiga:

$$\gamma [^\circ] = \frac{\Delta x}{2} \quad (2.4)$$

kus Δx – graafiliselt leitud päikese asimuutide x_2 ja x_1 vahe [°].

Kollektorirea laiuse arvutamiseks kasutati järgmist valemit:

$$L [m] = l_{min} + \cos(\alpha) * b \quad (2.5)$$

kus $(\cos(\alpha) * b)$ – kollektori mooduli alla jääva ala pikkus.

Kollektorirea laiuse arvutamine võimaldas välja selgitada, kui suur vahe jääb kollektorite servade vahele ning seeläbi vaadelda potentsiaalsete päikese parkide asukohtade puhul, mitme realine kollektoripark vastavasse asukohta mahuks.

Päikesepargi aastase kasuteguri leidmiseks kasutati järgmist valemit:

$$\eta_{kollektor} = \eta_0 - k_1 \frac{\Delta t}{I_{gk}} - k_2 \frac{\Delta t^2}{I_{gk}} \quad (2.6)$$

kus η_0 – kollektori optiline kasutegur,

k_1, k_2 – paranduskoefitsendid $\left[\frac{W}{m^2 K}\right]$,

Δt - kollektori soojuskandja keskmise temperatuuri ja aasta keskmise välistemperatuuri vahe [°C],

I_{gk} – aastane kiirgustihedus kollektori pinnal $\left[\frac{W}{m^2}\right]$. [56]

Kollektori optiline kasutegur ja paranduskoefitsendid on esitatud päikesekollektori tootja poolt vastavalt tüübile kollektori kataloogis. Kasutatud mudeli GK HT 13.6 väärtused on toodud tabelis 2.2. Aastane kiirgustiheduse leiti Euroopa Komisjoni Teadusuuringute Ühiskeskuse poolt loodud päikesekiirguse ja fotogalvaaniliste elementide potentsiaali geograafilise informatsiooni andmebaasist, mis põhineb aastate 2005 kuni 2020 vahelisel perioodil kogutud kiirguslikel andmetel. Kollektori soojuskandja keskmine temperatuur eeldati olevat konstantne ning kasutati SIA Salaspilsile kuuluva päikesepargi temperatuurirežiimile vastavat kollektorisse siseneva ja väljuva soojuskandja temperatuuri keskmist.

Tabel 2.2 Päikesekollektori mudeli GK HT 13.6 vastav optiline kasutegur ja paranduskoefitsendid

| Tunnus | Väärtus |
|------------------------|---------|
| η_0 | 0,847 |
| $k_1, \frac{W}{m^2 K}$ | 2,458 |
| $k_2, \frac{W}{m^2 K}$ | 0,0195 |

Kollektoripargi poolt aasta jooksul toodetav soojus leiti järgmiselt:

$$Q_{p,a} = \frac{\eta_{kollektor} * I_{gk} * A}{1000000} \quad (2.7)$$

kus $Q_{p,a}$ - päikesepargi poolt toodetav aastane soojushulk $\left[\frac{MWh}{a}\right]$,

A – päikesepargi kollektorite absorptsioonipindade summa $[m^2]$. [56]

Päikesekollektorite absorptsioonipindade summa jaoks koostati ArcGISi geoinfosüsteemi abil mudel, milles asetati potentsiaalsed päikesekollektorite read, vastavalt arvutatud minimaalsele kollektori reale ning kollektori kataloogis olevale

kollektori pikkusele, välja valitud kinnistutele. Kinnistute valik tehti lähtudes olemasoleva kaugküttetorustiku kaugusest, katastriüksuste põhjal kinnistu suurusest, maa-ameti fotokaardi põhjal kinnistul olevast ja seda ümbritsevast taimestikust ning kitsendusregistri põhjal kinnistul olevatest kaitsevöönditest. Summaarne päikesepargi kollektorite absorptsioonpind leiti valemiga:

$$A = A_{kollektor} * n_{kollektor} \quad (2.8)$$

kus $A_{kollektor}$ – ühele kollektorile vastav absorptsioonpind [m^2],

$n_{kollektor}$ – kollektorite arv päikesepargis.

2.2 Soojustootmise analüüs

Päikeseenergia potentsiaalse osakaalu leidmiseks kaugküttevõrgus lähtuti 2022. aasta Tallinna kaugküttevõrgu soojusallikate toodangu tunniandmetest. Ettevõttelt Utilitas saadud soojustootmisüksuste toodangu andmete põhjal selgitati välja küttevõrgus kasutatavad soojusallikad ning nende osakaal tarbimises.

Keskonnaagentuurilt saadud 2022. aasta päikesekiirguse tunniandmete põhjal leiti 2022. aastal potentsiaalselt päikesepargist saadava kasutatava soojusenergia hulk tunnipõhiselt. Käesolevas töös tehti eeldus, et kogu kiirgussoojus rakendatakse soojustoodanguks ning päikesekollektorid eelnevat ülessoojendusperioodi ei vaja. 2022. aasta kiirgusandmed olid kättesaadavad horisontaalpinnale ning esmalt arvutati potentsiaalne soojushulk päikesepargi poolt toodetuna kollektoritest, mis on asetatud maapinnale ehk 0° kaldenurgaga. Selleks kasutati järgmist valemit:

$$Q_p = \frac{\eta_{kollektor} * G * A}{1000000} \quad (2.9)$$

kus Q_p – päikesekollektori poolt toodetud soojushulk [MWh],

G – päikese kiirgustihedus horisontaalpinnal [$\frac{W}{m^2}$].

Optimaalsema soojustootmise jaoks arvutati 42° kaldenurgale vastavad koormused. Selleks kasutati järgmist seost:

$$G_k = G * R_B \quad (2.10)$$

kus R_B – päikesekiirguse kaldefaktor,

G_k – päikese kiirgustihedus kaldpinnal $\left[\frac{W}{m^2}\right]$. [57]

Päikese kiirgustihedus horisontaalpinnal saadi Keskkonnaagentuuri päikesekiirguste tunniandmetest. Päikesekiirguse kaldefaktorit saab lõuna poole suunatud ehk 0° asimuutnurgaga kollektori puhul leida järgmise valemi abil:

$$R_B = \frac{\sin(L-\alpha)\sin(\delta)+\cos(L-\alpha)\cos(\delta)\cos(h)}{\sin(L)\sin(\delta)+\cos(L)\cos(\delta)\cos(h)} \quad (2.11)$$

kus L – kohalik laiuskraad $[\circ]$,

α – päikesekollektori kaldenurk $[\circ]$,

δ – deklinatsioon ehk päikese nurkkaugus ekvaatorist $[\circ]$,

h – nurk päikese langemisnurga ja punkti meridiaani vahel $[\circ]$. [57]

Kohalik laiuskraad ning päikesekollektori kaldenurk on saadavad asukohapõhiselt ning leitud PVGIS rakenduse abil. Deklinatsioon saavutab aasta kõrgeima väärtuse $23,45^\circ$ suvisel pööripäeval ning madalaima väärtuse $-23,45^\circ$ talvisel pööripäeval. Deklinatsioon ehk päikese nurkkaugus ekvaatorist on leitav seosega:

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365} * (284 + N)\right) \quad (2.12)$$

kus N – päeva järjekorranumber aastas. [57]

Päikese langemisnurga ja vaadeldava punkti meridiaani vahe on leitav seosega:

$$h = (AST - 12) * 15 \quad (2.13)$$

kus AST – päikeseaeg ehk aeg määratuna päikese asukoha järgi. [57]

Päikese asukoha järgi määratud aega on võimalik leida valemiga:

$$AST = LST + ET - 4(SL - LL) \quad (2.14)$$

kus LST – kohalik aeg,

ET – ajavõrrand, keskmise ja tõelise päikeseaja vahe,

$4(SL - LL)$ – pikkuskraadi parandustegur, arvestades standardset pikkuskraadi (SL) ja kohalikku pikkuskraadi (LL) ning esineb valemis nullmeridiaanist idas asetsevate piirkondade puhul miinusmärgiga. [57]

Ajavõrrand väljendab Maa orbitaalkiiruse varieeruvust aasta jooksul, mis mõjutab kellalt loetava ning päikese asukohast arvestatava aja erinevust. Ligikaudne ajavõrrand on leitav seostega:

$$ET [min] = 9,87 * \sin(2 * B) - 7,53 * \cos(B) - 1,5 * \sin(B) \quad (2.15)$$

$$B = (N - 81) * \frac{360}{364} \quad (2.16)$$

kus B – päeva järjekorranumbri funktsioon. [57]

Leidmaks päikesepargi kõrval kasutatava potentsiaalse hooajalise soojussalvesti mahtu lähtuti päikesepargi toodangust ning soojussalvesti abil tootmises kasutatava maagaasi asendamisest päikeseenergiaga. Koostati mudel, milles soojussalvesti esmasel laadimisperioodil suunatakse päikesekollektorite poolt tunnipõhiselt toodetav soojusenergia soojussalvestisse juhul, kui see ületab tunni jooksul kasutatud maagaasist toodetavat soojusenergiat. Mudeli põhimõtteks oli üksnes akumuleerida päikese-soojusenergiat kuni akumuleerunud soojusenergia hulk ulatub 1000 megavattini. Peale 1000 megavati täitumist jätkub päikese-soojusenergia ülejäägi akumulatsioon hakatakse akumuleeritavat soojusenergiat võrku tagasi suunama vähendamaks gaasi kasutust soojustootmisel

Soojussalvestite tüüpide valikul lähtuti tehnoloogiatest, mille rajamiseks vajalikud tingimused on piirkonnas välja selgitatud. Puurauk-soojussalvestite ja põhjavee soojussalvestite rajamise modelleerimine nõuab vastava piirkonna põhjalikke geoloogilisi ja hüdrooloogilisi uuringuid, mistõttu antud lõputöös puurauksalvestite ja põhjaveesalvestite rajamist ei vaadelda.

Potentsiaalsete soojussalvestite vajalik maht leiti aasta jooksul akumuleeritava päikese-soojusenergia mudeli põhjal. Leidmaks hooajalise soojussalvesti suurust, kasutati kirjanduslikest allikatest leitud soojussalvestite erimahtusid, mis on näidatud joonisel 1.15 ning toodud tabelis 2.3. Arvutusteks on kasutatud joonisel 1.15 toodud erisoojusmahtude vahemike keskmisi.

Kasutades soojussalvestite erimahtusid, leiti soojussalvestite vajalik maht järgmise valemiga:

$$V = \frac{Q_{ss} \cdot 1000}{q} \quad (2.17)$$

kus Q_{ss} – maksimaalne akumulieritud soojusenergia soojussalvestis [MWh],

q – soojussalvesti erisoojusmaht $\left[\frac{kWh}{m^3}\right]$.

Tabel 2.3. Soojussalvestite erisoojusmahud

| Soojussalvesti tüüp | Erisoojusmaht, kWh/m ³ |
|----------------------|-----------------------------------|
| Paaksoojussalvesti | 70 |
| Süvendsoojussalvesti | 55 |

Arvutuste lihtsustamiseks ei arvestata soojussalvestite soojuskadudega.

2.3 Primaarenergia ja heitmed

Leidmaks päikesesoojusenergia arvelt kasutamata jääva primaarenergia hulka, uuriti AS Utilitas Tallinna ja Enefit Greeni poolt Keskkonnaametile esitatud aastaaruandeid. Tegemist on aruannetega, mida peavad iga aastaselt esitama ettevõtted, mille tegevusalad on välisõhku saastavad. Aastaaruandes on toodud tootmisüksused ning nende parameetrid.

Antud töös vaadeldi soojusallikate primaarenergia kasutust. Primaarenergia säästu analüüsimiseks kasutati tootmisüksuste kasutegurite keskmisi kasutatava kütuse kaupa. Selgitati välja kütustele vastavate katelde kasutegurid. Maagaasi kasutatavate katelde kasutegurid summeeriti ning jagati katelde arvuga, leidmaks nende aritmeetiline keskmine.

Lisaks kasutegurile, kasutati primaarenergia kasutuse hindamiseks kaalumistegureid, mille abil võetakse arvesse primaarenergia kasutus ja selle keskkonnamõju. [58]

Arvutustes kasutatavad kasutegurid ning kaugkütte kaalumistegurid kütuste kaupa on toodud tabelis 2.4.

Tabel 2.4 Segaolemeprügist ja maagaasist soojuse tootmise kasutegurid ja kaalumistegurid [58], [59]

| Kütus | η | k_k |
|----------------|--------|-------|
| Segaolemeprügi | 0,86 | 1 |
| Maagaas | 0,91 | 1 |

| | | |
|---------|------|------|
| Biomass | 0,87 | 0,75 |
|---------|------|------|

Kasutatud primaarenergia arutamiseks stsenaariumi kaupa kasutati järgmist valemit:

$$PE = \sum_i \left(\frac{Q_{kütus,i}}{\eta_i} * k_{k,i} \right) \quad (2.18)$$

kus PE – kasutatud primaarenergia kogus [GWh]

$Q_{kütus}$ – vastava kütuse poolt toodetud, küttevõrku suunatud soojus [GWh],

η – tootmisüksuse kasutegur,

$k_{k,i}$ – kaugkütte primaarenergia kaalumistegur vastavalt kütusele.

Heitmete osas vaadeldi süsihappegaasi (CO₂) heitmeid vastavalt kasutatud soojusallikale. Selleks kasutati süsiniku emissiooni faktoreid, mis on toodud tabelis 2.5.

Tabel 2.5. Kütuste süsinikuheitmete ja süsihappegaasi heitmete faktorid. [60]

| Kütus | q_c , tC/TJ | q_{CO_2} , kg/MWh |
|---------------|---------------|---------------------|
| Biomass | 29,9 | 394,4 |
| Segaolmeprügi | 16,2 | 213,0 |
| Maagaas | 15,3 | 201,8 |

Tabelis 2.5 toodud CO₂ heitmete faktori ümberarvutuseks on kasutatud valemit:

$$q_{CO_2} = \frac{q_c * 3664}{0,27778 * 1000} \quad (2.19)$$

kus q_{CO_2} – süsihappegaasi heitmete faktor $\left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right]$,

q_c – süsinikuheitme faktor $\left[\frac{tC}{TJ} \right]$. [60]

Leidmaks CO₂ heitmete kogust vastavalt stsenaariumile, on kasutatud järgmist valemit:

$$m_{CO_2} [kg] = \sum_i (Q_i * q_{CO_2,i}) \quad (2.20)$$

kus Q_i – i-nda kütuse poolt toodetud soojushulk [MWh]

$q_{CO_2,i}$ – i-nda kütuse CO₂ heitme faktor $\left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right]$

2.4 Investeeringud

Investeeringute mahu hindamiseks uuriti esimese etapina selekteeritud kinnistute potentsiaalseid maksumusi. Selleks selgitati välja esmalt kinnistute sihtotstarbed ning uuriti välja Maa-ameti andmebaasist kõige hilisemad kinnistute sihtotstarvetele vastavad turu keskmised hinnad kinnistu pinnaühiku kohta. Leitud Harjumaa äri- ja tootmismaa 2021. aasta ja haritava maa 2022. aasta turuhinnad on toodud tabelis 2.6.

Tabel 2.6 Sihtotstarbele vastavad pinnaühiku hinnad 2022. aasta seisuga [61], [62]

| Sihtotstarve | $P_{mpü}$ €/m ² |
|----------------|----------------------------|
| Tootmismaa | 17,8 |
| Maatulundusmaa | 0,6 |

Arvestades päikesepargi rajamiseks vajaminevat maa-ala ning tabelis 2.6 toodud sihtotstarbele vastavat hinda pinnaühiku kohta, leiti ligikaudne kinnistute soetuse investeeringu maht. Ligikaudse kogupindala maksumuse arvutamiseks kasutati järgmist valemit:

$$P_{mp}[\text{€}] = \sum_i (A_{kinnistu,i} * P_{mpü,i}) \quad (2.21)$$

kus $A_{kinnistu,i}$ – kinnistute pindala summa kinnistu peamise sihtotstarbe kaupa [m²],

$P_{mpü,i}$ – sihtotstarbele vastav kinnistu pinnaühiku hind [€/m²].

Teine osa investeeringutest kuulub päikesekollektori süsteemi alla. Investeeringute alla kuuluvad kulud on toodud tabelis 2.7.

Tabel 2.7 Päikesepargile vastavate investeeringute väärtused tüüpide kaupa [63]

| Investeeringu tüüp | Tähis | Väärtus | Ühik |
|--|-----------------|---------|-----------------------------------|
| Päikesekollektorite soetuskulu | $P_{pk,pü}$ | 187 | $\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ |
| Fikseeritud opereerimis- ja hoolduskulud | $P_{O\&M,f,pü}$ | 0,4 | $\frac{\text{€}}{\text{m}^2 * a}$ |
| Muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud | $P_{O\&M,m,pü}$ | 0,21 | $\frac{\text{€}}{\text{MWh} * a}$ |

Ligikaudne päikesekollektorite soetamiseks vajatav investeering leiti valemiga:

$$P_{pk}[\text{€}] = P_{pk,pü} * A \quad (2.22)$$

kus $P_{pk,pü}$ – päikesekollektorite soetuskulu pinnaühiku kohta $\left[\frac{\text{€}}{\text{m}^2}\right]$,

A – päikesekollektorite summaarne absorptsioonpind [m^2]

Opereerimis- ja hoolduskulud leiti järgmise valemiga:

$$P_{O\&M} \left[\frac{\text{€}}{a} \right] = P_{O\&M,f} + P_{O\&M,m} \quad (2.23)$$

kus $P_{O\&M,f}$ – fikseeritud opereerimis- ja hoolduskulud kollektoripargi absorptsioonpinnaühiku kohta aastas [€],

$P_{O\&M,m}$ – muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud päikesepargi soojustoodangu põhjal aastas [€].

Fikseeritud ja muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud leiti vastavalt järgmistele valemitele:

$$P_{O\&M,f} = P_{O\&M,f,pü} * A \quad (2.24)$$

kus $P_{O\&M,f,pü}$ – fikseeritud opereerimis- ja hoolduskulud pinnaühiku kohta $\left[\frac{\text{€}}{m^2 * a} \right]$ ja

$$P_{O\&M,m} = P_{O\&M,m,vü} * Q_{p,a} \quad (2.25)$$

kus $P_{O\&M,m,vü}$ – muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud võimsusühiku kohta $\left[\frac{\text{€}}{MWh * a} \right]$.

Hooajalise sojussalvesti rajamiseks vajalik investeering leiti mahuühiku põhiselt kasutades järgmist valemit:

$$P_{SS}[\text{€}] = P_{SS,tü} * Q_{ss} * 1000 \quad (2.26)$$

kus $P_{SS,tü}$ – sojussalvesti rajamiskulud soojusmahtuvusühiku kohta $\left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$,

Q_{ss} – sojussalvesti nõutav soojusmahtuvus [MWh].

Tabelis 2.8 on toodud sojussalvesti maksumused arvestades nii rajamismaksumust, vajaliku maa-ala maksumust, hoolduskulusid, materjale, kontrollsüsteemi kui ka elektrienergiat hooajaliste sojussalvestite põhjal, mis on rajatud enne aastat 2016 hilisema info puudumise tõttu.

Tabel 2.8 Sojussalvesti maksumus soojusmahtuvuse alusel vastavalt hooajalise sojussalvesti tüübile [64]

| Sojussalvesti tüüp | Maksumus soojusmahtuvuse alusel, €/kWh |
|---------------------|--|
| Paaksojussalvesti | 11,1 |
| Süvendsojussalvesti | 0,7 |

Päikesepargi alginvesteeringu leidmiseks summeeriti kinnistute ja päikesekollektorite maksumused:

$$P_{pp} = P_{pm} + P_{pk} + P_{ss} \quad (2.27)$$

2.5 Stsenaariumid

Käesolevas töös vaadeldi potentsiaalse päikesepargi Tallinna kaugkütte põhivõrku lisamisel saadavaid tootmisprofiile kolme stsenaariumi kontekstis.

Esimese stsenaariumi puhul vaadeldi olukorda, kus potentsiaalse päikesepargi poolt toodetavat päikesesoojust rakendatakse tunnipõhiselt hetkedel, mil 2022. aastal tekkis kaugküttevõrgus vajadus maagaasi soojustoodangu järele. Selleks koostati MS Excelis mudel, milles lahutati tunni kaupa 2022. aasta reaalsest maagaasi soojustoodangust teoreetiline arvutuslik päikesekollektorite toodang.

Teise stsenaariumi puhul rakendati süsteemi, milles pöörati tähelepanu juhtudele, kui teoreetiline päikesepargi toodang ületab tunnipõhiselt 2022. aastal võrgus kasutatud maagaasi soojustoodangut ning märgitud ülejääk võeti kasutusse, kui kaugküttevõrgus kasutati prügiploki soojustoodangut. Stsenaariumi eesmärgiks oli vähendada maagaasi kõrval ka segaolmeprügi primaarenergia kasutust. Teise stsenaariumi vaatlemiseks koostati MS Excelis mudel, milles lahutati tunni kaupa maagaasi soojustoodangust päikesekollektorite soojustoodang ning päikesekollektorite toodangu jääk lahutati tunni kaupa prügiploki soojustoodangust.

Kolmanda stsenaariumi puhul suunati tunnipõhiselt 2022. aasta reaalselt maagaasi soojustoodangut ületav teoreetilise päikesepargi soojustoodang potentsiaalsesse hooajalisse soojussalvestisse. Stsenaariumi mudeli loomisel MS Excelis kasutati põhimõtet, kus päikesesoojusenergia, mis on vastaval tunnil maagaasist toodetud soojusenergia tasemest kõrgem, suunatakse soojussalvestisse. Mudelis loeti esimese 1000 MWh täitumist soojussalvestis esmaseks laadimisperiodiks. Kui 1000 MWh piir ületati, rakendus süsteem, milles liias oleva päikesenergia korral suunati soojusenergia soojussalvestisse ning juhul, kui maagaasi soojustoodang ületas päikesepargi soojustoodangut, kasutati hooajalisse soojussalvestisse kogunenud soojusenergiat maagaasi põhise soojustoodangu katmiseks.

Tabelis 2.9 on kujutatud stsenaariumi eesmärkide ülevaade visualiseerimaks stsenaariumite ühist peamist eesmärki, milleks on maagaasi primaarenergia vähendamine ning kujutamaks stsenaariumis kasutatavaid alternatiivseid süsteemi optimeerimise meetodeid.

Tabel 2.9 Stsenaariumite põhimõtted

| | Maagaasi primaarenergia vähendamine | Segaolmeprügi primaarenergia vähendamine | Hooajalise soojussalvesti kasutus |
|---------------|-------------------------------------|--|-----------------------------------|
| Stsenaarium 1 | + | | |
| Stsenaarium 2 | + | + | |
| Stsenaarium 3 | + | | + |

Stsenaariumite hindamiseks võrreldi stsenaariumitele vastavaid soojustoodanguid referentsväärtustena 2022. aasta Tallinna põhivõrgu reaalse soojustoodanguga vastavalt kasutatud kütusele.

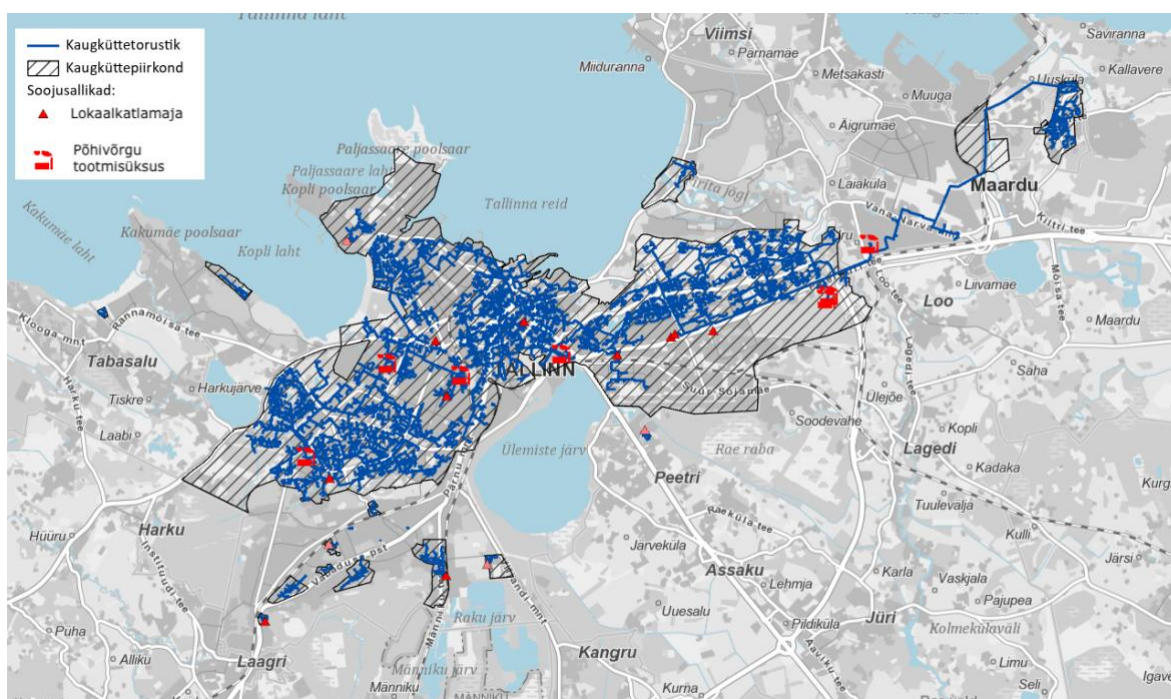
Käesolevas töös piirdus majanduslik analüüs stsenaariumipõhiselt vaadeldud investeeringutega süsteemi rajamise ning aastaste hooldus- ja opereerimiskulude näol. Hooldus- ja opereerimiskulusid vaadeldi eelkõige analüüsima, kui palju mõjutab planeeritava päikesepargi osas tehtavaid iga-aastaseid väljaminekuid päikesepargi soojuskoormus.

3 JUHTUMI ANALÜÜS

Antud töös valiti vaadeldavaks kaugküttevõrguks Tallinna kaugküttepõhivõrk, sest tegemist on Eesti suurima ning mitmekülgseima soojustoodanguga kaugküttesüsteemiga.

3.1 Kaugküte Tallinnas

Tallinnas olev kaugküttevõrk koosneb põhivõrgust, mis ulatub Mustamäelt Lasnamäele ning 32-st lokaalsest kaugküttevõrgust. Tallinn jagab põhivõrku magistraalühenduse kaudu Maardu linnaga. 2022. aasta lõpu seisuga oli Tallinna põhivõrgu soojustorustiku pikkus 484 kilomeetrit. Kaugküttevõrk toimib tiputootmisel temperatuurirežiimil tootmisüksusest pealevoolu temperatuuriga 100°C ja tarbijate poolelt tagasivool temperatuuriga 60°C. [65]



Joonis 3.1 Tallinna kaugküttevõrk ja kaugküttepiirkond [Autor: Grete-Marie Kajandi] [65]

Joonisel 3.1 on toodud Tallinna ja Maardu põhi- ja lokaalvõrkude kaugküttestorustik, kaugküttepiirkond ning välja on toodud ka Tallinnas olevad soojusallikad – lokaalsed katlamajad ja põhivõrku kuuluvad tootmisüksused. Tallinna põhivõrgus on kokku 7 tootmisüksust, millest kohta on täpsem info alampeatükis 3.1.2.

Tallinnas ja Maardus on kaugkütteseaduse alusel kehtestatud kaugküttepiirkonnad. Kaugküttepiirkonna ulatuses on piirkonnas asuva, sinna ehitatava või seal

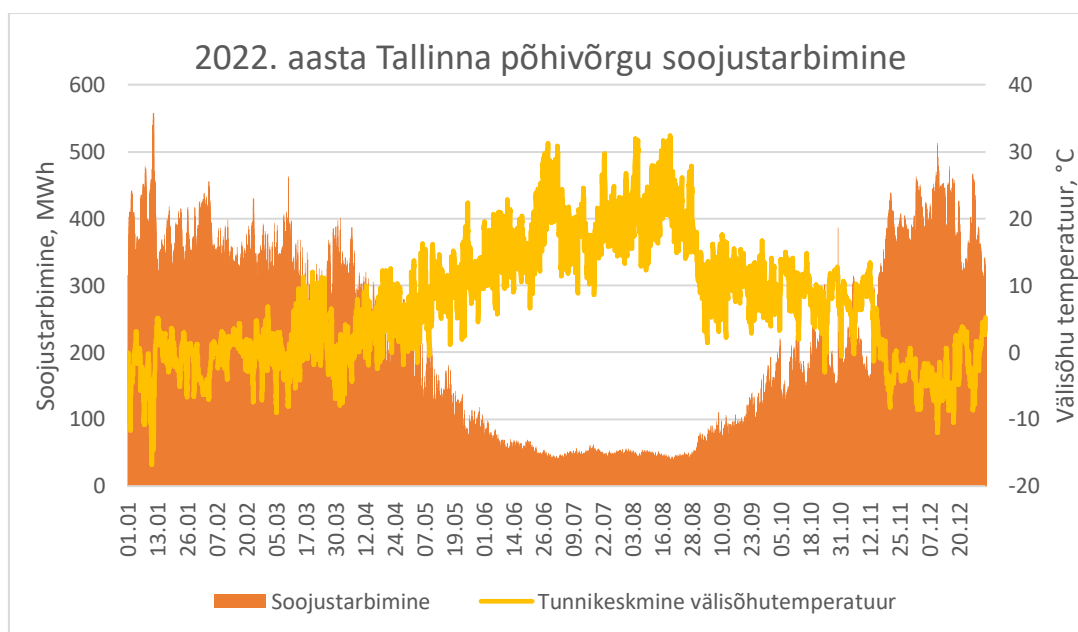
rekonstrueeritava hoone omanik kohustatud kaugkütte võrguga liituma või võrgu soojust kasutama. Erandiks on juhud, kui võrguga liitumise piiravaks teguriks on hoone madal soojuskoormus küttele ja ventilatsioonile (alla 1 kW), võrgu tehniline piiratus, oht teiste tarbijate varustuskindlusele, hoone soojuskoormus kaetakse kütusevabade taastuvate energiaallikatega või tegemist on ehitusseadustiku mõistes ajutise ehitisega. [66]

Kaugkütteseaduses sõnastatud kohustus kaugküttepiirkonnas kaugküttevõrguga liituda tagab tingimused küttevõrgu pidevaks laienemiseks ning tarbijate arvust lähtudes võrgutiheduse ning soojusnõudluse kasvu.

Tallinnas kaugkütte põhivõrgus kasutatakse peamiselt biomassi ning üheks olulisemaks tootmisüksuseks on segaolmeprügil töötav jäätmeplakk.

3.1.1 Aastaringne tarbimine

Tallinna põhivõrgus oli 2022. aastal kokku 4498 tarbijat. Tingituna Eesti kliimast varieerub soojustarbimine aasta jooksul oluliselt. 2022. aasta Tallinna põhivõrgu tarbimine ning Tallinna tunnikeskmine välisõhu temperatuur on toodud joonisel 3.2.

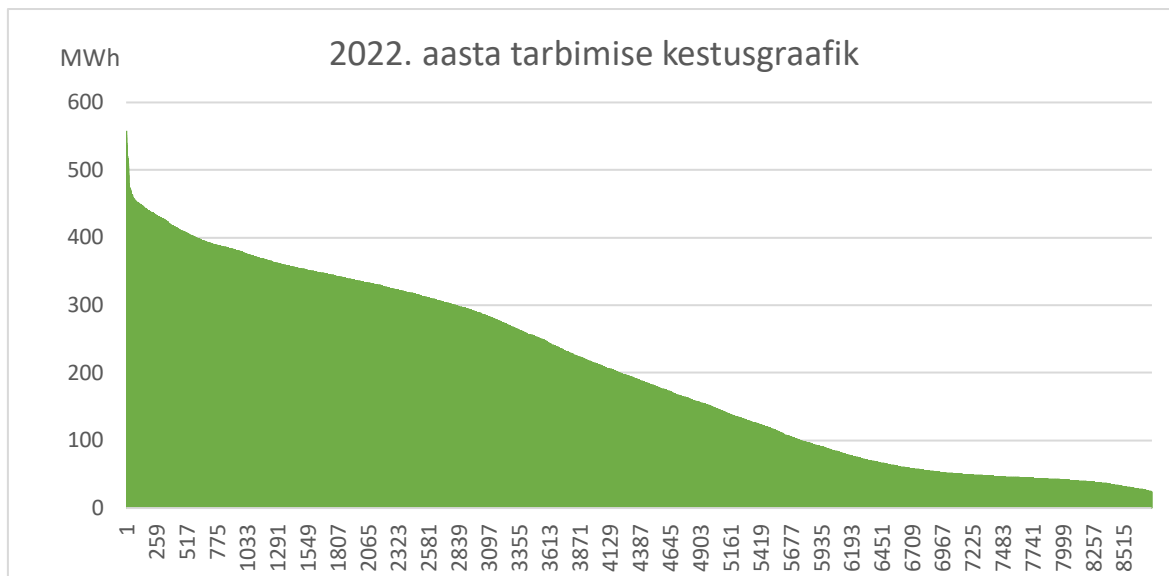


Joonis 3.2 Tallinna põhivõrgu soojustarbimine aastal 2022 [65], [67]

Joonisel 3.2 väljendub selgelt otsene seos välisõhu temperatuuri ning küttekoormuse vahel. Suvisel perioodil juuni algusest kuni augusti lõpuni on märgata selget

küttekooormuse vähenemist, mis tuleneb suvisel perioodil välisõhutemperatuuri tõusust tuleneva küttevajaduse langemisega.

2022. aasta Tallinna põhivõrgu tarbimise kestuskõver on toodud joonisel 3.3.



Joonis 3.3 Tallinna põhivõrgu soojustarbimise kestusgraafik 2022. aasta andmete põhjal [65]

Kestusgraafikus väljendub kogu kaugküttesüsteemi soojuskooormuste summast, komponendid ruumi kütteks tarbitav soojusenergia, sooja tarbevee tootmiseks vajalik soojusenergia, soojus protsessi töös hoidmiseks ja lisaks kaugküttetorustiku soojuskaod. [32] Joonisel 3.3 toodud kestusgraafik põhineb Tallinna põhivõrgus 2022. aastal kaugkütte tarbijate soojussõlmedesse suunatud soojusenergial.

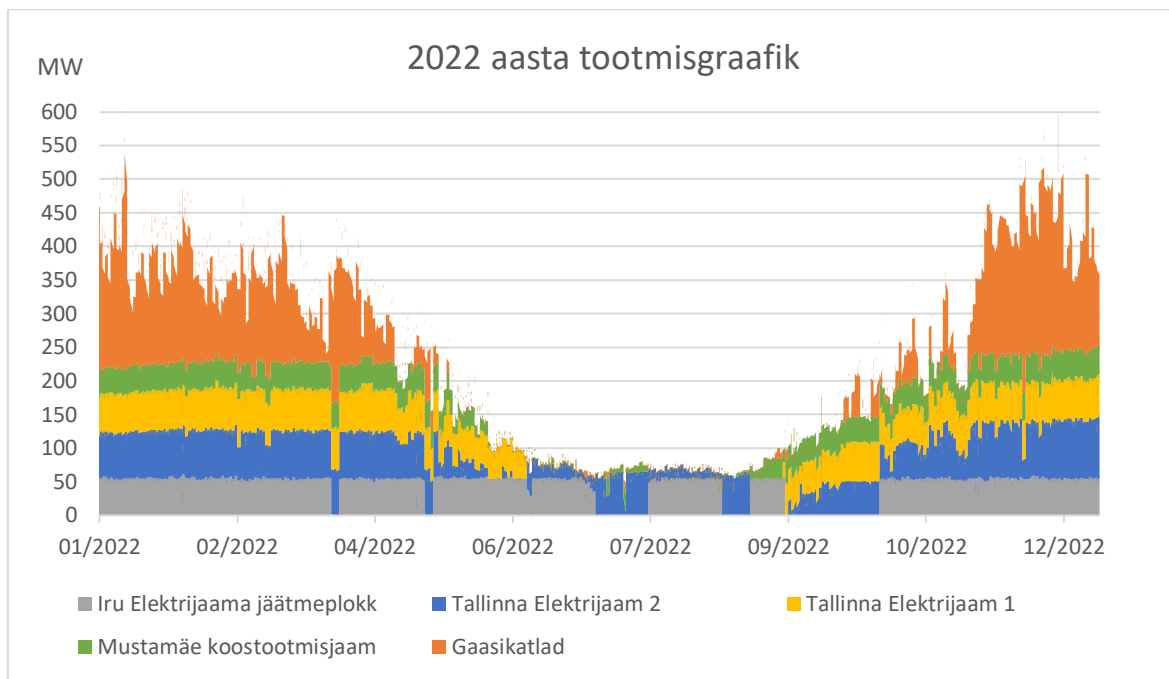
3.1.2 Soojuse tootmine

Tallinna põhivõrgus on antud lõputöö kirjutamise ajal kokku 7 soojusallikat. Nendeks on Eesti Energiale kuuluv Iru soojuselektrijaam, OÜ Utilitas Tallinnale kuuluvad Tallinna Elektrijaam (koostootmisjaam), mille alla kuuluvad kaks koostootmisüksust, Mustamäe koostootmisjaam, Ülemiste katlamaja, Spordi 9 katlamaja ja Kristiine katlamaja.

Iru soojuselektrijaama peamiseks kütuseks kasutatakse majapidamises tekkivaid segaolmejäätmeid. Iru elektrijaama soojusvõimsus on 50 MW ning jäätmeenergiaplokk taaskasutab 250 000 tonni segaolmeprügi aastas. Prügi energeetiline taaskasutus võimaldab vältida pikaajalist prügiladestust.

Lisaks jäätmetele toodetakse Tallinna põhivõrgus soojust biomassist, täpsemalt puiduhakkest. Puiduhake on kasutusel AS Utilitas Tallinna koostootmisjaamades. Talviseid tipukoormusi kaetakse vajaduspõhiselt maagaasiga.

Tallinna põhivõrgu 2022. aasta aastaringne tunnipõhine soojustootmine on toodud joonisel 3.4.



Joonis 3.4 Tallinna linna põhivõrgu 2022. aasta soojustootmisgraafik [65]

Joonisel 3.4 on esitatud summaarselt tipukoormusteks kasutatud gaasikatlad, biomassil tootvad Mustamäe koostootmisjaam, Tallinna Elektriijaam 1 ja Tallinna Elektriijaam 2 ning segaolmeprügil toimiv Iru Elektriijaama jäätmeplokk.

Tabelis 3.1 on toodud Tallinna kaugkütte põhivõrgus kasutatud kütuste põhjal toodetud soojusenergia.

Tabel 3.1 Soojustoodang aastal 2022 [65]

| Soojusallikas | Toodetud energia, GWh | Primaarenergia kulu, GWh | CO ₂ heitmete kogus, t |
|---------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Biomass | 1051,9 | 906,8 | 414689,4 |
| Maagaas | 595,2 | 654,1 | 120111,4 |
| Segaolmeprügi | 391,4 | 455,1 | 83368,2 |
| Kokku | 2038,5 | 2016,0 | 618169 |

3.2 Päikeseenergia potentsiaal Tallinnas

Päikeseenergia rakendatavuse seisukohast on oluline summaarne maapinnani jõudev päikeseradiatsioon. Summaarse päikesekiirgus maapinnal sõltub ilmastiku tingimustest – pilvisusest, kiirgust takistava atmosfääri läbilaskvusest, päikese kõrgusest ja aluspinna peegelduvusest. Summaarse päikesekiirguse komponentideks on horisontaalsele maapinnale praktiliselt risti langev päikesekiirgus, atmosfääri läbides hajuv kiirgus ning maapinnalt peegelduv päikesekiirgus. Seejuures on otsese ja hajusa kiirguse osakaalud keskmiselt aasta jooksul ligikaudu võrdsed – talvisel perioodil on suurem osakaal hajusal päikesekiirgusel, suvel otsesel päikesekiirgusel. Peegelduv päikesekiirgus mängib rolli talvisel perioodil, kui maapind muutub valge lumekatte toimel valgust peegeldavaks. [68]

Päikesekollektorite kasutamise teostatavuse analüüsiks on oluline välja selgitada potentsiaalse asukoha päikesekiirgustingimused. Päikesekiirgustingimuste väljaselgitamiseks on Euroopa Komisjoni Teadusuuringute Ühiskeskuse (*Joint Research Centre, JRC*) poolt loodud päikesekiirguse ja fotogalvaaniliste elementide potentsiaali geograafilise informatsiooni andmebaas (*Photovoltaic Geographical Information System, PVGIS*). PVGIS-is olev informatsioon põhineb satelliitpiltidelt kogutud informatsioonil. Euroopa päikesekiirguse andmebaas põhineb aastate 2005 kuni 2020 vahelisel perioodil kogutud andmetel. [69]

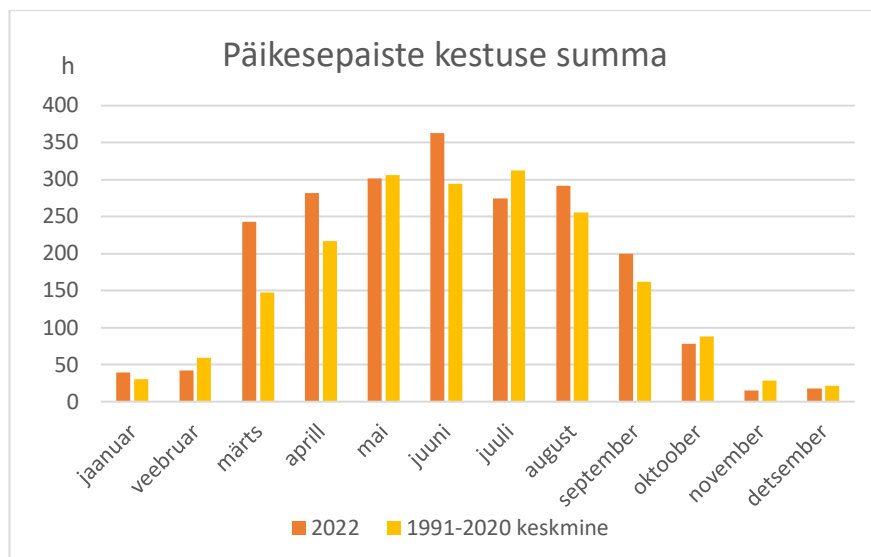
3.2.1 Päikesepaiste Tallinnas

Kraadpäevade arv Eestis 2022. aastal oli 4118, tasakaalutemperatuuri juures 18°C [45]. Mida suurem on kraadpäevade arv, seda pikem on periood, mil kaugküttevõrgus on lisaks sooja tarbevee nõudlusele küttesoojuse vajadus.

Aastal 2022 oli Tallinn-Harku ilmajaamas mõõdetud päikesepaiste kestuse summa kokku 2147 tundi. Aastal 2022 mõõdetud päikesepaiste kestuse aastasumma on aastavahemiku 1991-2020 mõõdetud päikesepaiste kestuse aastasummade keskmise 1923 tunniga võrreldes 12% suurem. [70]

Kõige päikesepaistelise kuu Tallinnas oli juuli, millele järgnesid mai ja juuni. Kõige päikesevaesemateks kuudeks olid aasta viimased kuud november ja detsember, madala päikesepaistekestusega olid ka jaanuar ja veebruar.

Jooniselt 3.5 võib näha, et suure osa aastast on 2022. aasta päikesepaiste kestus püsinud 1991-2020 aasta keskmise lähedal.



Joonis 3.5. Päikesepaiste kestuse summa aastal 2022 võrreldes 1991-2020 aasta keskmisega. [70]

3.2.2 Potentsiaalne päikesepark

Käesolevas töös on päikesepargi asukohana pakutud Loo piirkond. Tegemist on piirkonnaga, mis asub Lasnamäe ja Maardu vahelise magistraaltorustiku läheduses.

Sobivat asukohta valides oli esmaseks tingimuseks lage maa-ala, millel puudub hoonestus ning haljastus. Tallinna linnas on lagedat, hoonestuseta piirkonda vähe ning üldiselt on tegu maa-aladega, millel on planeering tulevikuks. Seetõttu vaadeldi kinnistuid Tallinna linnast väljaspool.

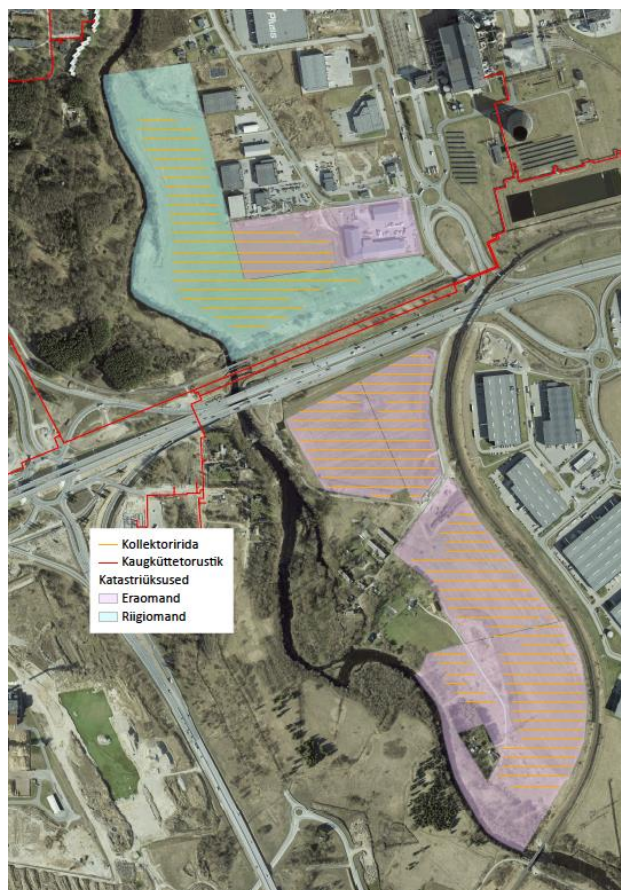
Visuaalselt Maa-ameti kaarti hinnates selekteeriti antud töö kontekstis piirkond, mis asub Pirita jõe kaldal, mis pole kaetud metsaga ning puudub hoonestus kinnistul ning eelistatult ei asetse kõrghoonete läheduses. Samuti kontrolliti Tallinna Detailplaneeringute registrit, et antud piirkonda ei oleks kehtestatud piiravaid detailplaneeringuid.

Kitsendusregistri abil vaadati üle kinnistutele määratud kaitsevööndid. Kuna tegemist on jõeäärse alaga, on potentsiaalse päikesepargi kinnistute läänepoolsele piirile määratud veekaitsevöönd. Samuti on kinnistutel elektriliini kaitsevöönd. Antu kaitsevööndid päikesepargi rajamist ei piira, küll aga tuleb päikesepargi rajamisel ning tööl kaitsevööndites lähtuda kaitsevöönditega seotud tegutsemise korrast.

Kinnistute valikul üritati lähtuda Tallinna kaugkütte põhivõrgu soojustorustiku lähedusest, antud juhul jääb kaugküttetorustik kahe päikesepargi sektsiooni vahelisele

alale. Kahe sektsiooni vahelt jookseb Tallinn-Narva maantee. Sellega seoses välditi maanteega piirnevaid kinnistuid, mille sihtotstarbeks on märgitud transpordimaa, sest tegemist on kinnistutega, millele transpordiga mitteseotuid rajatisi ei võimaldata.

Potentsiaalne päikesepargi ala kinnistute, planeeritud päikesekollektorite ridade ja kaugküttetorustikuga on toodud joonisel 3.6.



Joonis 3.6 Potentsiaalse päikesepargi pealtvaade [Autor: Grete-Marie Kajandi]

Valitud piirkonna alla jäävad kinnistud on toodud tabelis 3.2.

Tabel 3.2 Päikesepargiks valitud kinnistud [71]

| Kinnistu address | Katastriüksus | Asukoht | Kinnistu otstarve | Pindala, m ² |
|----------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------------|----------------------------|
| Jõepõllu | 24501:001:0441 | Jõelähtme vald, Iru küla | Maatulundusmaa | 169800 |
| Saha-Loo tee 4 // Ämma tee 82 | 24504:002:0330 | Jõelähtme vald, Iru küla | Maatulundusmaa | 54741 |
| Nehatu tee 2 | 24501:001:1944 | Jõelähtme vald, Nehatu küla | Tootmismaa | 36153 |
| Nehatu põik 2 | 24501:001:1949 | Jõelähtme vald, Nehatu küla | Tootmismaa | 42182 |
| Nehatu tee 3 | 24501:001:1950 | Jõelähtme vald, Nehatu küla | Tootmismaa | 64406 |

| Kinnistu aadress | Katastriüksus | Asukoht | Kinnistu otstarve | Pindala, m ² |
|---------------------|----------------|--------------------------------|----------------------|----------------------------|
| Salu | 24504:002:0251 | Jõelähtme vald, Nehatu küla | Maatulundusmaa | 123684 |

Päikesepargi dimensioneerimiseks kasutati andmeid Euroopa Komisjoni poolt loodud kiirguslike andmete andmebaasist, päikesekollektori kataloogist ning asukohale vastava päikese kõrguse ja päikeseasimuudi graafikust. Asukoha 2022. aasta keskmise välistemperatuuri leidmiseks kasutati Keskkonnaagentuuri ilmaportaali. Kollektori soojuskandja keskmise temperatuuri ehk kollektori soojuskandja sisend- ja välistemperatuuri keskmise väärtuseks kasutati Salaspilsi päikesepargi kollektorite temperatuurirežiimi keskmist ning selles töös eeldatakse, et tegemist on konstantse väärtusega. Päikesepargi dimensioneerimisel kasutatud väärtuste allikaid on täpsemalt kirjeldatud alampeatükis 2.1. Kasutatud väärtused on toodud tabelis 3.3.

Tabel 3.3 Päikesepargi dimensioneerimisel kasutatud väärtused

| Nimetus | Tähis | Väärtus | Ühik |
|--|----------------|---------|--------------------|
| Aastane kiirgustihedus kollektori kaldpinnal | I_{gk} | 1231 | kWh/m ² |
| Keskmine välisõhutemperatuur | $t_{v\bar{o}}$ | 7,1 | °C |
| Päikesekollektori kaldenurk | α | 42 | ° |
| Optiline efektiivsus | η_0 | 0,847 | |
| Kollektori paranduskoefitsent | k_1 | 2,458 | W/m ² K |
| Kollektori paranduskoefitsent | k_2 | 0,0195 | W/m ² K |
| Kollektori soojuskandja keskmine temperatuur | t_k | 18 | °C |
| Päikese kõrgusnurk 11.12 kell 10 ja kell 14 | θ | 4,2 | ° |
| Päikese asimuudi nurga parandus | γ | 27,5 | ° |

Arvutuslikul teel leitud päikesepargi tulemused on toodud tabelis 3.4.

Tabel 3.4 Päikesepargi arvutuslikud tulemused

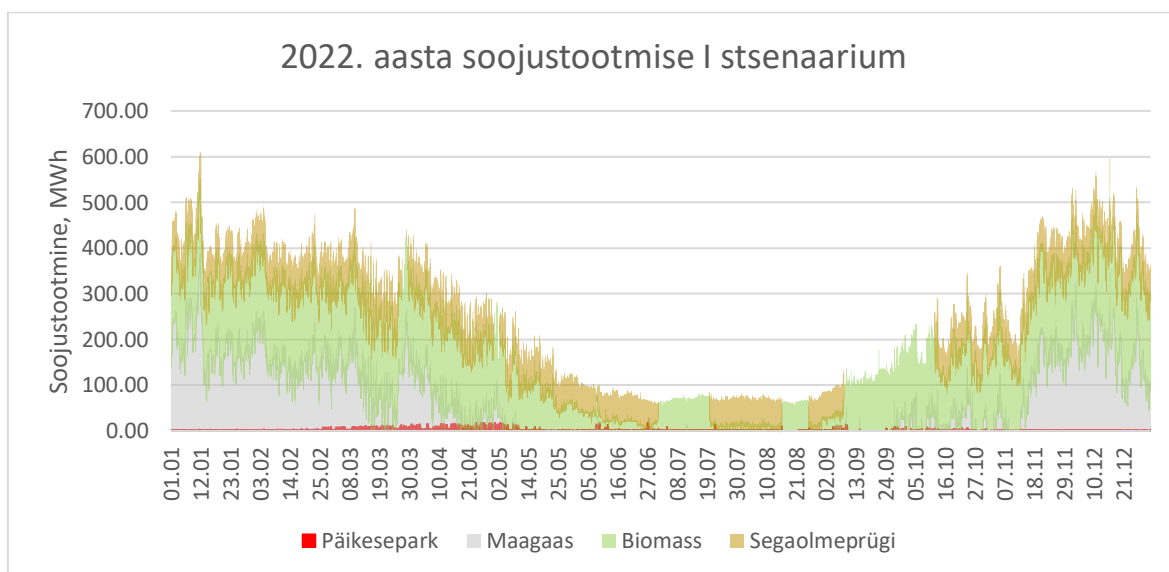
| Nimetus | Tähis | Kasutatud valem | Väärtus | Ühik |
|---|--------------------|-----------------|---------|----------------|
| Kollektoriridade minimaalne vahe | l_{min} | 2.1 | 18,4 | m |
| Päikesekollektorite efektiivsus | $\eta_{kollektor}$ | 2.6 | 82,3 | % |
| Päikesepargi summaarne absorptsioonpind | A | 2.8 | 27211,8 | m ² |
| Päikesepargi toodetav soojusenergia | $Q_{p,a}$ | 2.7 | 27580,5 | MWh/a |

Päikesepargi rajamiseks vajamineva maa-ala investeringute kogumaht, mis arvutati valemiga 2.21 tabelis 2.6 toodud kinnistute sihtotstarbe põhjal on 2 749 725 €. Päikesekollektorite soetushind kogu päikesepargi peale kokku on tabelis 2.7 toodud

väärtuse ning valemi 2.22 põhjal kokku 5 088 607 €. Seega on ligikaudne päikesepargi rajamiseks vajatav investeering 7 838 331 €.

3.2.3 Stsenaarium 1 – maagaasi vähendamine

Esimese stsenaariumina uuriti olukorda, mil päikesekollektoritest toodetava soojusenergia abil kaetaks maagaasi poolt toodetavat soojust. Tulemused on toodud joonisel 3.7.



Joonis 3.7 2022. aasta soojustootmine I stsenaariumi rakendamisel

I stsenaariumile vastava 2022. aasta soojustootmine on toodud tabelis 3.5. Tabeli esimeses tulbas on toodud soojusallikad, teises tulbas soojusallikate toodangud vastavalt I stsenaariumile, kolmandas tulbas referentsväärtused ning neljandas tulbas I stsenaariumi toodangu ja referentsväärtuse vahe. Referentsväärtuste alla on toodud 2022. aastal soojustootmises Tallinna põhiküttevõrku suunatud biomassi, segaolemeprügi ning maagaasi põletamisel saadud soojusenergia.

Tabel 3.5 I stsenaariumi soojustootmise tulemused

| Soojusallikas | Q , GWh | Q_r , GWh | $ Q - Q_r $, GWh | PE , GWh | m_{CO_2} , t |
|----------------|-----------|-------------|-------------------|------------|----------------|
| Biomass | 1051,9 | 0 | 0 | 906,8 | 414863,6 |
| Segaolemeprügi | 391,4 | 0 | 0 | 455,3 | 83377,5 |
| Maagaas | 587,7 | 595,2 | 7,5 | 645,8 | 118600,3 |
| Päikesesoojus | 7,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kokku | 2038,5 | 2038,5 | 7,5 | 2007,8 | 616841,4 |

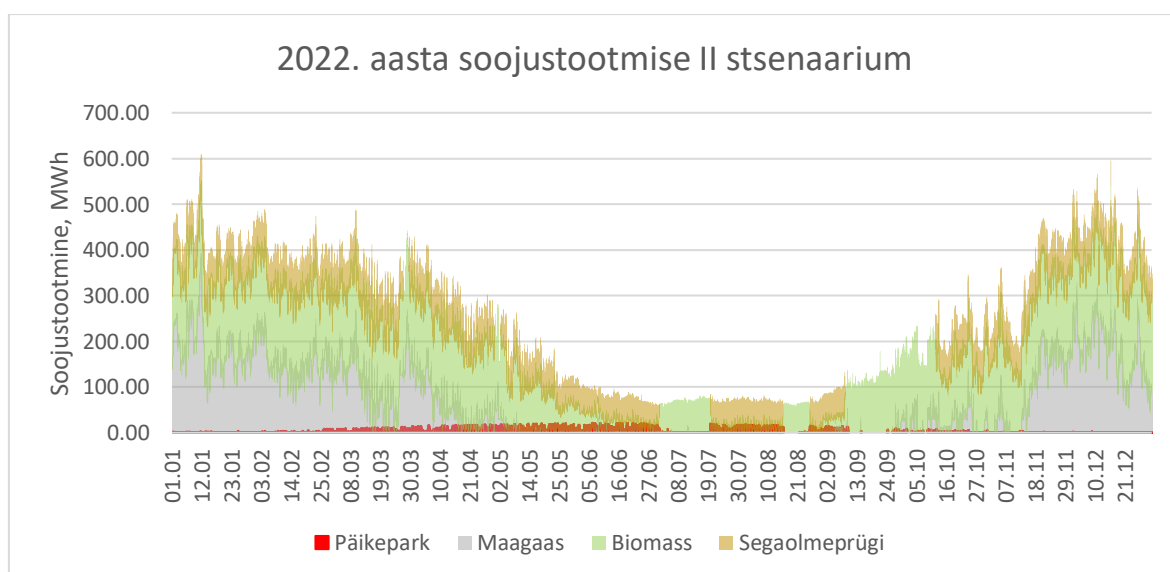
Käesolevale stsenaariumile vastav aastane opereerimis- ja hoolduskulude fikseeritud summa on valemi 2.24 ja tabelis 2.7 toodud väärtuse põhjal ligikaudu 10 900 €. Valemi 2.25 põhjal arvatud koormusest sõltuvad opereerimis- ja hoolduskulud ulatuvad ligikaudu 1 600 € väärtuseni. Seega on summaarne aastane teoreetiline opereerimis- ja hoolduskulude summa 12 500 € arvatuna valemi 2.23 põhjal.

I stsenaariumi puuduseks on päikesekollektorite potentsiaalse toodangu mittetäielik ära kasutamine. Piiravaks teguriks on tootmisperiodid. Suvekuudel (juuni-august) on soojustarbimine madalam (vaadeldav joonisel 3.7) ning soojust vajatakse peamiselt sooja tarbevee tootmiseks. Seetõttu ei esine palju tipukoormusi, mille jaoks oleks vaja sisse lülitada maagaasiboilereid. Kuna päikesekiirgus on seevastu tihedaim suvistel kuudel, jääb suvine potentsiaalne päikesekollektorite 16,6 GWh toodang rakendamata.

Valemiga 2.20 arvatud CO₂ heitmete ja valemiga 2.18 arvatud primaarenergia kasutuse põhjal ning arvestades reaalse 2022. aasta tootmisega on I stsenaariumis maagaasi puhul primaarenergia sääst 8,3 GWh ja CO₂ heitmete hulk 1 511,1 t madalam.

3.2.4 Stsenaarium 2 – maagaasi ja segaolmeprügi vähendamine

Teise stsenaariumi puhul uuriti olukorda, mil esmane prioriteet on päikesekollektoritest toodetava soojusenergia abil maagaasi poolt toodetava soojuse katmine ning kui päikesepargi toodang ületab võrgus vastava tunni mõõdetud maagaasi soojustoodangu, arvestatakse päikesepargi toodangu jääk katmaks prügiploki soojustoodangut. Tulemused on toodud joonisel 3.8.



Joonis 3.8. II stsenaariumile vastav tootmisgraafik

Joonisel 3.8 on märgata pikemaid perioode täpsemalt ajavahemikes 1. juulist 20. juulini, 16. augustist 26. augustini ning 8. septembrist 12. oktoobrini, mil prügiplokist kaugküttevõrku soojust ei suunatud. Katkestuste põhjuseks oli tõenäoliselt hooldustööde läbiviimine. Kuna tegemist on suvise perioodiga, kus on soojusvajadus väiksem, ei olnud samal perioodil ka gaasikatlad töös, mistõttu jäi rakendamata ka päikesekollektorite poolt toodetav soojus.

II stsenaariumile vastava 2022. aasta soojustootmise tulemused on toodud tabelis 3.6.

Tabel 3.6 II stsenaariumi soojusallikate kasutamise tulemused

| Soojusallikas | Q , GWh | Q_r , GWh | $ Q - Q_r $, GWh | PE , GWh | m_{CO_2} , t |
|---------------|-----------|-------------|-------------------|------------|----------------|
| Biomass | 1051,9 | | 0 | 906,8 | 414863,6 |
| Segaolmeprügi | 378,7 | 391,4 | 12,7 | 440,4 | 80672,6 |
| Maagaas | 587,7 | 595,2 | 7,5 | 645,8 | 118600,3 |
| Päikesesoojus | 20,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kokku | 2038,5 | 2038,5 | 20,2 | 1993,0 | 614136,5 |

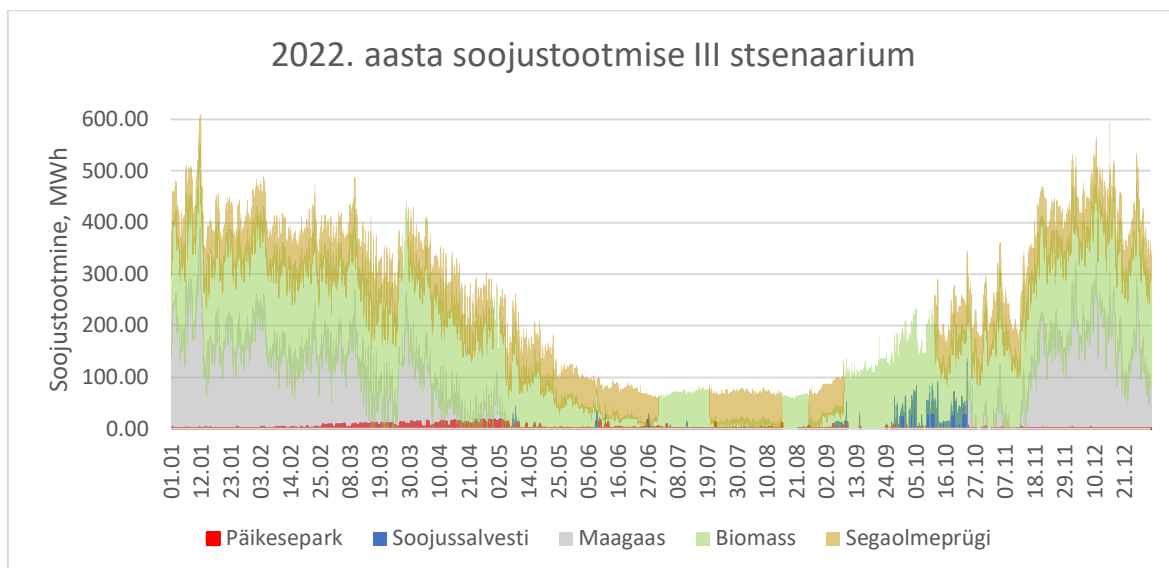
Stsenaariumi fikseeritud opereerimis- ja hoolduskulud on võrdsed eelmises stsenaariumis alampeatükis 3.2.3 leitud kuludega, sest fikseeritud kulu on arvestatud päikesepargi absorptsioonpinna alusel (10 900 €). Aastased muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud on ligikaudu 4 200 €, mis teeb summaarseks aastaseks opereerimis- ja hoolduskuluks II stsenaariumi puhul 15 100 € (valemid 2.25 ja 2.23).

Teise stsenaariumi puuduseks on sekundaarse prioriteedina kaetava segaolmeprügist toodetava soojuse katmise puhul päikesepargi kõrgeima soojustoodangu perioodi ajal esinevad prügiplokki töö katkestusperioodid. Sellest tulenevalt jääb sarnaselt I stsenaariumile osa päikesesoojuse potentsiaalset kasutamata, täpsemalt 3,9 GWh.

Võrreldes reaalse tootmisega 2022. aastal on II stsenaariumi primaarenergia sääst maagaasi ja segaolmeprügi arvelt kokku 23,0 GWh ning CO₂ heitmete kogus 4206,7 t.

3.2.5 Stsenaarium 3 – maagaasi vähendamine soojussalvesti toel

Kolmandas stsenaariumi eesmärk on päikesepargi soojustoodanguga katta maagaasist toodetavat soojust. Maagaasi tarbimise vähendamise soodustamiseks ning võimaldamaks ajastada päikesepargi soojustoodangut vastavalt maagaasi soojustoodangule, rakendatakse kolmandas stsenaariumis hooajalist soojussalvestit.



Joonis 3.9. III stsenaariumi tootmisgraafik

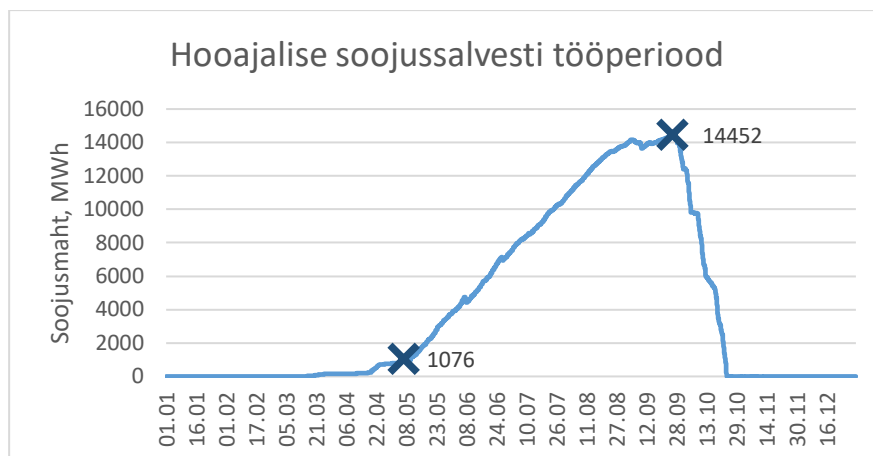
Jooniselt 3.9 on näha eraldi päikesepargist otse kasutatavat soojusenergiat ning hooajalise soojussalvesti abil vahendatud päikesesoojusenergia tarbimist. Kasutades hooajalist soojussalvestit oli võimalik madalama maagaasi tarbimise perioodil salvestada toodetavat päikesesoojusenergiat ning seda hiljem vajadusel ära kasutada. Joonisel 3.9 on näha suurt soojussalvestist saadava soojusenergia tarbimist oktoobris, mil kütteperioodi algusega kaasneb maagaasist soojuse tootmise vajadus.

Tabelis 3.7 on toodud kolmanda stsenaariumi soojustootmise tulemused, kus soojussalvesti poolt võrku suunatud soojusenergia on arvestatud päikesesoojuse alla.

Tabel 3.7 III stsenaariumi tulemused

| Soojusallikas | Q , GWh | Q_r , GWh | $ Q - Q_r $, GWh | PE , GWh | m_{CO_2} , t |
|----------------|-----------|-------------|-------------------|------------|----------------|
| Biomass | 1051,9 | 0 | 0 | 906,8 | 414863,6 |
| Segaolemeprügi | 391,4 | 0 | 0 | 455,2 | 83377,5 |
| Maagaas | 571,1 | 595,2 | 24,1 | 627,6 | 115248,4 |
| Päikesesoojus | 24,1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kokku | 2038,5 | 2038,5 | 24,1 | 1992,8 | 613489,6 |

Hooajalise soojussalvesti kasutamise abil oli võimalik teoreetiliselt kasutada kogu potentsiaalselt 2022. aastal päikesesoojusest toodetav, küttevõrku suunatav soojusenergia. Kolmandas stsenaariumis rakendatava potentsiaalse hooajalise soojussalvesti tööperiood ehk hooajalise soojussalvesti täitumine ning tühjenemine on toodud joonisel 3.10.



Joonis 3.10 Hooajalise soojussalvesti laadimis- ja tühjenemisperiood

Teise punktina on toodud hooajalise soojussalvesti maksimaalne soojusmaht, milleks on 14 452 MWh. Maksimaalse soojusmahu abil dimensioneeriti potentsiaalne soojussalvesti. Dimensioneerimisel arvestati kahe potentsiaalse soojussalvesti tüübiga – paaksoojussalvesti ning süvendsoojussalvestiga. Valemi 2.17 ja tabelis 2.3 toodud erisoojusmahtude abil leiti hooajaliste soojussalvestite suurused ning valemi 2.26 ja tabelis 2.8 toodud soojussalvesti maksumusele vastavalt soojussalvesti tüübile leiti vajamineva hooajalise soojussalvesti rajamismaksumus soojussalvesti tüübi kaupa.

Potentsiaalsete soojussalvestite erisoojusmahud, erisoojusmahtude põhjal arvatud mahud ning soojusmahtuvuse alusel arvatud hooajalise soojussalvesti rajamise maksumus on toodud tabelis 3.8.

Tabel 3.8 Paaksoojussalvesti maht vastavalt salvesti tüübile

| Soojussalvesti tüüp | $q, \frac{kWh}{m^3}$ | V, m^3 | $P_{SS}, €$ |
|----------------------|----------------------|-----------|-------------|
| Paaksoojussalvesti | 70 | 206 453,5 | 160 414 360 |
| Süvendsoojussalvesti | 55 | 262 759,0 | 10 116 220 |

Stsenaariumile vastav aastane koormusest sõltuvad opereerimis- ja hoolduskulud ulatuvad ligikaudse summani 5100 €, seega ulatuvad summaarsed opereerimis- ja hoolduskulud päikesepargi toodangu puhul 16 000 €-ni.

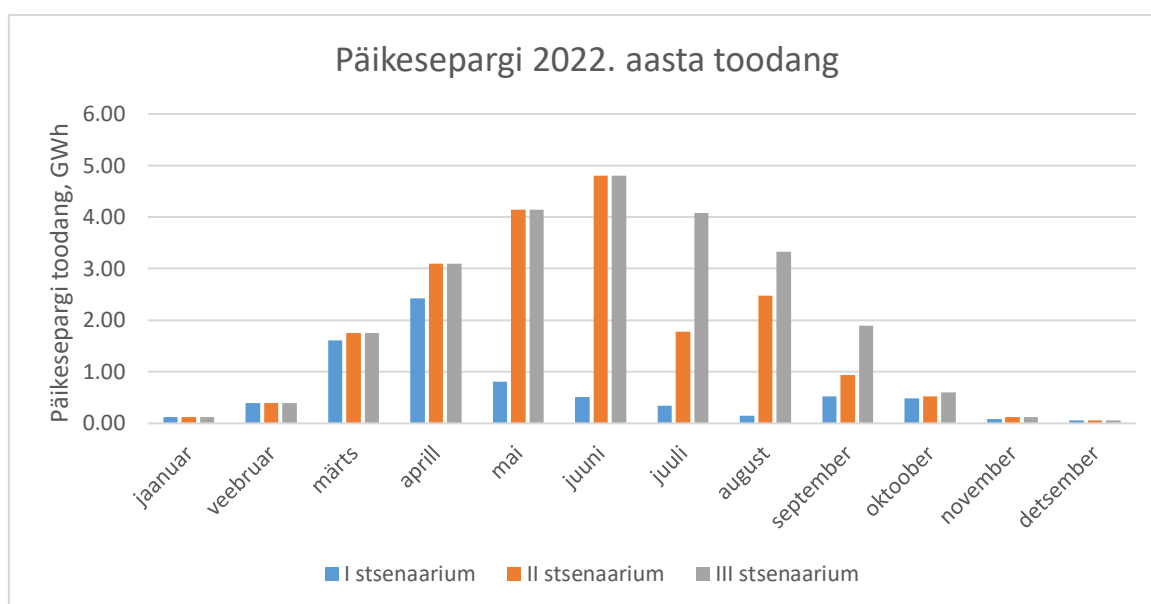
Kolmandas stsenaariumis lisandub päikesepargi rajamise investeeringutele hooajalise soojussalvesti rajamise maksumus. Rakendades hooajalist paaksoojussalvestit on süsteemi rajamismaksumuseks ligikaudu 168 miljonit €. Rakendades hooajalise soojussalvestina süvendsoojussalvestit, on süsteemi rajamismaksumus kokku ligikaudu 17 miljonit €.

Võrreldes reaalse tootmisega 2022. aastal on III stsenaariumi primaarenergia sääst maagaasi arvelt 26,5 GWh ning CO₂ heitmete kogus 4863 t.

Stsenaarium võimaldab ära kasutada kogu teoreetiliselt potentsiaalse päikesesoojuse koguse ning vähendada maagaasi kasutust ka kaugkütteperioodi alguses. Kolmanda stsenaariumi puuduseks on suur investeering hooajalise soojussalvesti näol.

3.2.6 Stsenaariumite võrdlus

Antud töös valitud stsenaariumid lähtusid Tallinna kaugkütte põhivõrgu 2022. aasta kütusekasutusest. Eesmärgiks oli vähendada fossiilse kütuse - maagaasi kasutust. Tulenevalt päikesekiirgusest toodetava soojuskoormuse ajalisest profiilist, erineb stsenaariumites kasutatud soojustoodangu variantidele vastavalt rakendatav päikese soojusenergia oluliselt. Stsenaariumite põhine päikesesoojuse rakendatavus on toodud joonisel 3.11.

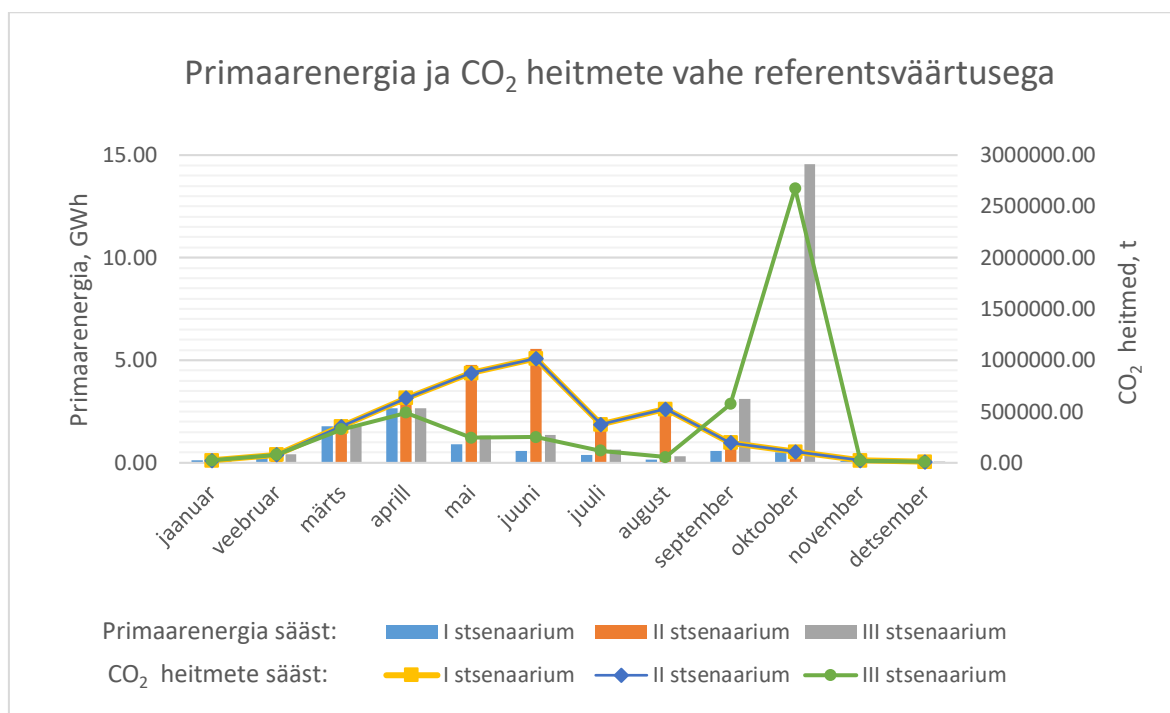


Joonis 3.11 Päikesepargi 2022. aasta toodang vastavalt vaadeldud stsenaariumitele

Joonisel 3.11 selgub, et esimesele stsenaariumile vastav soojustootmine ei rakenda päikesepargi täit potentsiaali. Teise stsenaariumis rakendatud põhimõtte maagaasi tootmise katmise arvelt kasutamata jääv päikesesoojuse prügiplokki soojustoodangu vähendamiseks suurendab oluliselt rakendatava päikesepargi toodangu määra. Efektiveimaks stsenaariumiks on siiski kolmas, sest maagaasi tootmise katmise arvelt rakendusetä jääv päikesesoojuse saab ülejäänud soojustootmisest sõltumata

hooajalise soojussalvestisse suunata, mistõttu ei jää päikesesoojuse potentsiaal kasutamata.

Joonisel 3.12 on toodud vaadeldud primaarenergia ja CO₂ muudud stsenaariumite kaupa võrreldes 2022. aasta reaalse soojustootmisega. Jooniselt on näha primaarenergia kasutuse ja CO₂ heitmete omavahelist proportsionaalset seost.



Joonis 3.12 Stsenaariumitele vastavad primaarenergia ja CO₂ heitmete vähenemised

Talvisel perioodil on madalast päikeseteeekonnast ning vähesest päikesepaiste kestusest tingitult päikesekollektorite toodang madal, see tingib omakorda vähese või puuduliku mõju primaarenergia kasutuse ning CO₂ heitmete vähendamisele. Kahe esimese stsenaariumi erinevus primaarenergia kasutuses tuleneb segaolmeprügi kasutamise vähendamisest päikesesoojuse abil. Päikesepargi toodangu mõju segaolmeprügi vajadusele on aga piiratud tingituna prügiploki suvistest töökatkestusperioodidest. Kolmanda stsenaariumi kasulikkus on aasta esimeses pooles võrreldav esimese stsenaariumiga, kuid aasta teises pooles võimaldab hooajaline soojussalvesti vähendada suurel määral maagaasi kasutamisest tulenevat primaarenergia tarbimist ning CO₂ heitmeid.

Majanduslikust poolest vaadelduna võrreldi stsenaariumiteks vajaminevate investeeringute mahtu ning ühe aasta opereerimis- ning hoolduskulusid. Tulemused on toodud tabelis 3.9.

Tabel 3.9 Stsenaariumitele vastavad maksumused

| Stsenaarium | Kinnistu maksumus 10 ⁶ € | Päikesekollektorite maksumus 10 ⁶ € | Fikseeritud opereerimis- ja hoolduskulud € | Muutuvad opereerimis- ja hoolduskulud € | Soojussalvesti maksumus 10 ⁶ € | Kokku 10 ⁶ € |
|--|-------------------------------------|--|--|---|---|-------------------------|
| I stsenaarium | 2,8 | 5,1 | 10900 | 1600 | 0 | 7,85 |
| II stsenaarium | 2,8 | 5,1 | 10900 | 15100 | 0 | 7,86 |
| III stsenaarium paaksoojussalvestiga | 2,8 | 5,1 | 10900 | 16000 | 168 | 175,87 |
| III stsenaarium süvendsoojussalvestiga | 2,8 | 5,1 | 10900 | 16000 | 17 | 24,87 |

Tabelis 3.9 tuleb välja, kui suur investeeringu suuruse vahe on süsteemil hooajalise soojussalvestiga ja ilma soojussalvestita. Vaadeldava süsteemi puhul on vaieldamatult suurimaks investeeringuks hooajaline soojussalvesti. Sellele järgneb päikesekollektorite süsteemi rajamise maksumus. Hinnanguline kinnistute maksumus moodustab samuti arvestatava osa päikesesoojus rakendamiseks rajatava süsteemi maksumusest, peamiselt just esimese kahe stsenaariumi puhul, mille kogumaksumus on tänu hooajalise soojussalvesti puudumisele madala.

KOKKUVÕTE

Käesoleva lõputöö eesmärk oli uurida päikesesoojuse rakendamise võimalust Tallinna kaugkütte põhivõrgus. Võimaluste uurimiseks koostati esmalt kirjanduslik ülevaade olemasolevast päikesesoojust rakendavatest süsteemidest ning neis kasutatavatest tehnoloogiatest. Seehulgas kirjeldati päikesesoojust rakendatavates kaugküttevõrkudes kasutatud päikesekollektorite tüüpe ning päikekollektorite tööd toetavaid soojussalvesteid.

Potentsiaalse päikesetoodangu väljaselgitamiseks valiti välja sobiva asukoha ja suure pindalaga hoonestuseta kinnistud. Asukoha poolest oli oluline olemasoleva kütetorustiku lähedus planeeritavale päikesepargile. Päikesesoojuse potentsiaali hindamiseks huvipakkavas asukohas selgitati välja päikesekollektorite poolt potentsiaalselt kasutatava päikesekiirguse hulk, lähtudes Tallinna ilmastiku tingimustest nagu päikesepaiste kestus ja aastaringne maapinnani jõudev päikese kiirgustihedus.

Lähtudes Tallinnaga sarnaste kliimaatiliste tingimustega asukohtadest, kuhu on rajatud päikesekollektorite pargid, valiti välja sobiv päikesekollektori tüüp ning kollektori parameetrid. Valitud lameplaatkollektori mudeli põhjal koostati päikesepargi planeering, mille põhjal oli võimalik välja selgitada päikesepargi kiirgust neelav pind ning seeläbi päikesepargi potentsiaalne toodang.

Päikesepargi toodangu tunnipõhisel uurimisel lähtuti Tallinna põhivõrgu 2022. aasta reaalsest soojustoodangust ning kolmest päikesesoojuse kaugküttevõrku rakendamise stsenaariumist. Antud töös võeti valitud kolme stsenaariumi peamiseks eesmärgiks maagaasi kasutamise vähendamine Tallinna kaugkütte põhivõrgu soojustootmises.

Esimeses stsenaariumis vaadeldi maagaasi toodangu katmist päikesesoojusega vastavalt tunnipõhisele päikesepargi soojustoodangule. Tulemuseks saadi 8,3 GWh suurune primaarenergia sääst ja 1500 t suurune CO₂ heitmete vähenemine. Süsteemi teoreetiline opereerimis- ja hoolduskulude summa aastas on 12 500 €. Esimese stsenaariumi puuduseks on potentsiaalse päikesepargi soojustoodangu mittetäielik rakendamine, mis tuleneb päikesesoojuse toodangu kõrghooajale ehk suvele vastav vähene maagaasi kasutus.

Teises stsenaariumis kasutati tunnipõhiselt maagaasi toodangu katmisest rakenduseta jäävat päikesepargi toodangut segaolmeprügi soojustoodangu kasutamise vähendamiseks. Tulemuseks saadi 23 GWh primaarenergia säästu ja 4200 t CO₂ heitmete vähendamist. Süsteemi aastased opereerimis- ja hoolduskulud on ligikaudu 15 100 €. Teise stsenaariumi puuduseks on samuti potentsiaalse päikesepargi

soojustoodangu mittetäielik rakendamine, mis tuleneb suvise kõrge päikesesoojuse toodangu aegsele madalale maagaasi kasutusele ning suvistele segaolmeprügi üksuse töökatkestustele.

Kolmandas stsenaariumis suunati tunnipõhiselt maagaasi toodangu katmisest rakenduseta jääv päikesepargi toodang potentsiaalsesse hooajalisse soojussalvestisse. Tulemuseks saadi 26,5 GWh suurune primaarenergia sääst ja 4900 t suuruse süsihappegaasi heitme koguse vältimine. Arvestamata hooajalise soojussalvestiga, on süsteemi aastane opereerimis- ja hoolduskulude summa ligikaudu 16 000 €. Stsenaarium nõuaks hooajalist soojussalvestit, mille maht on paaksoojussalvesti puhul ligikaudu 210 000 m³ ning süvendsoojussalvesti puhul umbes 263 000 m³. Vastavad soojussalvestite maksumused ulatuvad vastavalt 168 miljoni ja 17 miljoni €-ni.

Vaadeldud stsenaariumite põhjal jääb planeeritud päikesepark Tallinna põhivõrgus rakendamiseks väikeseks, moodustades kogu soojustootmisest 1%. Tallinna põhivõrku on raskendatud uuemate soojustootmismeetodite lisamine, sest olemasolevad biomassil ja segaolmeprügil toimivad koostootmisüksused on tänu taastuvallikate rakendamisele rahaliselt toetatud ning seega majanduslikult eelistatum.

Tulevikus oleks hea uurida võimalusi suurema päikesepargi rajamiseks Tallinnasse või vaadelda päikesepargi lisamist väiksemate kaugküttevõrkude soojustootmise toetamiseks. Antud töös on näha, et kuigi soojustootmine jääb valitud kaugküttevõrgu jaoks väheks, on siiski tegu suure potentsiaaliga soojustootmise viisiga ka Eesti kliimas.

SUMMARY

The primary objective of this Master's thesis was investigating the potential of using solar heat in the main district heating system in Tallinn. To consider the possibilities, firstly a literary review was prepared of the existing solar district heating systems and the technology used in solar district heating. This included various types of solar collectors and heat storage systems used to optimize the use of solar heat.

To explore the potential of using solar heat as a part of the main district heating network in Tallinn, a potential area was for the solar collector park was selected. The requirements considered for selecting a suitable space were: convenient location in terms of proximity to the existing district network, large area and no buildings. The potential solar heat was investigated in terms of the weather conditions in Tallin like the annual duration of sunshine and the hourly solar irradiance.

Based on solar parks that are constructed in areas of similar climate conditions as Tallinn, a suitable solar collector type and parameters were selected. A model of the potential solar park was put together based on the selected flat plate collectors and the potential total solar absorbing surface and annual solar heat production were calculated.

To investigate the hourly solar heat production in the main district heating network in Tallinn, the measured production of heat in the network was used and three scenarios of solar heat use were considered. The main objective of the scenarios was using solar heat to limit the use of natural gas in the heat production of the main district heating network of Tallinn.

In the first scenario the solar heat from the collectors was used to cover the hourly use of natural gas in the district network. The use of solar heat resulted in a 8,3 gigawatt-hour reduction in primary energy use and a reduction of 1500 tons of carbon dioxide emissions. The annual theoretical operation and maintenance cost was calculated to be 12500 euros. The main disadvantage of the first scenario was the limited use of solar heat due to the decrease in the use of natural gas during the peak production period of solar heat.

In the second scenario, the produced heat not used to cover the use of natural gas in the main district heating network of Tallinn, was used to decrease the need for heat from waste incineration. This resulted in primary energy need reduction of 23 gigawatt-hours and 4200 tons less carbon dioxide emissions. The annual theoretical operating and maintenance costs were calculated to be 15100 euros. The main disadvantage of

the second scenario was also the limited use of solar heat, this time due to the maintenance times of the waste incineration unit.

In the third scenario a theoretical seasonal heat storage system was used to store the heat left over from hourly reduction of natural gas use. This resulted in primary energy usage reduction of 26,5 gigawatt-hours and 4900 ton reduction of carbon dioxide emissions. The annual operation and maintenance cost of the solar park is calculated to be 16 000 euros. The scenario would require a seasonal tank heat storage system with a volume of 210 000 cubic metres or a pit storage system of 263 000 cubic metres. The investment cost for the tank storage would be about 168 million euros while the investment for the pit seasonal storage would be about 17 million euros.

According to the scenarios of this thesis, the considered solar park would be too small, resulting in heat production that makes up only about 1% of the total heat production in the main district heating network of Tallinn. There is also a disadvantage for additional renewable heat sources in the main district heating network of Tallinn due to the subsidies give for the use of biomass and waste incineration in coproduction of heat and power, making the use of biomass and waste incineration more financially agreeable than investing in new renewable heat sources.

In the future further investigations should be conducted to consider the possibilities of either a larger solar park in the main district heating system of Tallinn or the addition of a solar park to a smaller scale district heating system in Estonia. The research shows that even though the production is not enough from the selected theoretical solar park to the main district heating system of Tallinn, there is potential of solar heat usage even in the climate conditions of Estonia.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] S. Frederiksen ja S. Werner, *District Heating and Cooling*. Studentlitteratur, 2013.
- [2] H. Lund *et al.*, „4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems“, *Energy*, kd 68, lk 1–11, apr 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.02.089.
- [3] KPMG Baltics OÜ, „Heitsoojuse ja -jahutuse analüüs“, 2021.
- [4] Internatinal Energy Agency, „CO2 Emissions in 2022“, 2023. [Online]. Available at: www.iea.org
- [5] W. Weiss ja M. Spörk-Dür, „Solar Heat Worldwide“, 2022. doi: 10.18777/ieashc-shw-2022-0001.
- [6] I. Polikarpova, R. Kakis, I. Pakere, ja D. Blumberga, „Optimizing Large-Scale Solar Field Efficiency: Latvia Case Study“, kd 14, 2021, doi: 10.3390/en14144171.
- [7] „Energy balances - Energy - Eurostat“. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (vaadatud 21. märts 2023).
- [8] „Unit Converter - Data Tools - IEA“. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/unit-converter> (vaadatud 21. märts 2023).
- [9] H. Külm, „Feasibility of Solar Collectors Integration to District Heating Networks in Estonia“, Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2020.
- [10] J. Agurauja, „Suvised soojustootmise arendusõimaluste tehnilis-majanduslik analüüs Võru kesklinna kaugküttevõrgus“, Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2014.
- [11] „IEA SHC || Task 68 || News || SDH info package to be presented during webinar in March“. <https://task68.iea-shc.org/article?NewsID=452> (vaadatud 1. aprill 2023).
- [12] G. Lennermo, P. Lauenburg, ja S. Werner, „Control of decentralised solar district heating“, *Solar Energy*, kd 179, lk 307–315, veebr 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.12.080.
- [13] N. Perez-Mora *et al.*, „Solar district heating and cooling: A review“, *International Journal of Energy Research*, kd 42, nr 4. John Wiley and Sons Ltd, lk 1419–1441, 25. märts 2018. doi: 10.1002/er.3888.
- [14] D. Bauer, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann, ja H. Müller-Steinhagen, „German central solar heating plants with seasonal heat storage“, *Solar Energy*, kd 84, nr 4, lk 612–623, apr 2010, doi: 10.1016/J.SOLENER.2009.05.013.
- [15] G. Banushi *et al.*, „Durability of District Heating Pipelines Exposed to Thermal Aging and Cyclic Operational Loads“, *J Pipeline Syst Eng Pract*, kd 12, nr 1, lk 04020067, nov 2020, doi: 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000521.
- [16] L. Evangelisti, R. De Lieto Vollaro, ja F. Asdrubali, „Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, kd 114, lk 109318, okt 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.109318.
- [17] M. Imtiaz Hussain, C. Ménézo, ja J. T. Kim, „Advances in solar thermal harvesting technology based on surface solar absorption collectors: A review“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, kd 187, lk 123–139, dets 2018, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2018.07.027.

- [18] „IEA SHC || Task 55 || Integration of Large SHC Systems into DHC Networks“. <https://task55.iea-shc.org/> (vaadatud 1. aprill 2023).
- [19] S. A. Kalogirou, „Solar thermal collectors and applications“, *Prog Energy Combust Sci*, kd 30, nr 3, lk 231–295, 2004, doi: 10.1016/J.PECS.2004.02.001.
- [20] F. Bava ja S. Furbo, „Task 45: Large Systems Correction of collector efficiency depending on fluid type, flow rate and collector tilt“, 2014. [Online]. Available at: <http://task45.iea-shc.org/fact-sheets>
- [21] R. K. Mishra, V. Garg, ja G. N. Tiwari, „Thermal modeling and development of characteristic equations of evacuated tubular collector (ETC)“, *Solar Energy*, kd 116, lk 165–176, juuni 2015, doi: 10.1016/J.SOLENER.2015.04.003.
- [22] M. Imtiaz Hussain, C. Ménézo, ja J. T. Kim, „Advances in solar thermal harvesting technology based on surface solar absorption collectors: A review“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, kd 187, lk 123–139, dets 2018, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2018.07.027.
- [23] C. Jiang *et al.*, „A Review of the Compound Parabolic Concentrator (CPC) with a Tubular Absorber“, *Energies 2020, Vol. 13, Page 695*, kd 13, nr 3, lk 695, veebr 2020, doi: 10.3390/EN13030695.
- [24] F. J. Cabrera, A. Fernández-García, R. M. P. Silva, ja M. Pérez-García, „Use of parabolic trough solar collectors for solar refrigeration and air-conditioning applications“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, kd 20, lk 103–118, apr 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2012.11.081.
- [25] „Tehtud tööd korteriühistule - Anrebell OÜ“, 4. juuni 2021. <https://anrebell.ee/paikesekute/korteriuhistule/> (vaadatud 21. mai 2023).
- [26] J.-O. Dalenbäck, *Solar district heating case study: Vallda Heberg - Sweden*. 2015. [Online]. Available at: www.eksta.se
- [27] „Sweden: New Solar-Heated Residential Area in Vallda Heberg | Solarthermalworld“. <https://solarthermalworld.org/news/sweden-new-solar-heated-residential-area-vallda-heberg/> (vaadatud 21. aprill 2023).
- [28] P. Leoni ja G. Lennermo, „Task 55: Towards the Integration of Large SHC Systems into DHC Networks Integration concepts of decentral ST systems“, 2020. [Online]. Available at: <http://task55.iea-shc.org/fact-sheets>
- [29] P. Ohnewein ja R. Hausner, „A Novel Approach to the Analysis of Hydraulic Designs in Large Solar Collector Arrays“, *Energy Procedia*, lk 3–5, 2014, Vaadatud: 23. aprill 2023. [Online]. Available at: www.sciencedirect.com/locate/procedia1876-6102
- [30] S. Knabi ja C. Fink, „Task 45: Large Systems Requirements & guidelines for collector loop installation“, 2014. [Online]. Available at: <http://task45.iea-shc.org/fact-sheets>
- [31] I. Siliņa, „Energy management system in climate-neutral district heating“, Doctoral Thesis, Riga Technical University, Riga, 2022.
- [32] A. Volkova, E. Latõšov, V. Mašatin, I. Krupenski, ja A. Siirde, „Jätkusuutlik kaugküte“, Tallinn, 2021.
- [33] *Small Modular Renewable Heating and Cooling Grids A Handbook*. 2017. [Online]. Available at: www.coolheating.eu
- [34] „Heat sources and fuel diversification - Salaspils Siltums“. <https://salaspilssiltums.lv/en/par-uznemumu/siltumavoti-un-kurinam-diversifikacija/> (vaadatud 1. aprill 2023).
- [35] *Upgrading the performance of district heating networks A Handbook*. 2019. [Online]. Available at: www.upgrade-dh.eu

- [36] A. Dahash, F. Ochs, M. B. Janetti, ja W. Streicher, „Advances in seasonal thermal energy storage for solar district heating applications: A critical review on large-scale hot-water tank and pit thermal energy storage systems“, *Appl Energy*, kd 239, lk 296–315, apr 2019, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.01.189.
- [37] I. Sifnaios, G. Gauthier, D. Trier, J. Fan, ja A. R. Jensen, „Dronninglund water pit thermal energy storage dataset“, *Solar Energy*, kd 251, lk 69–70, veebr 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2022.12.046.
- [38] F. M. Rad ja A. S. Fung, „Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, kd 60, lk 1550–1561, juuli 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2016.03.025.
- [39] M. Janiszewski *et al.*, „Feasibility of underground seasonal storage of solar heat in Finland“, 2016. [Online]. Available at: www.tcpdf.org
- [40] M. Reuss, „The use of borehole thermal energy storage (BTES) systems“, *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, L. F. Cabeza, Toim, Elsevier, 2015, lk 117–118.
- [41] „Borehole Thermal Energy Storage: DLSC“. <https://dlsc.ca/borehole.htm> (vaadatud 29. aprill 2023).
- [42] B. Nordell, A. Snijders, ja L. Styles, „The use of aquifers as thermal energy storage (TES) systems“, *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, L. F. Cabeza, Toim, Elsevier, 2015, lk 96–97.
- [43] E. Loigu ja T.-A. Kõiv, „Eesti kraadpäevad“, Tallinn, 2006.
- [44] Latvian Environment Geology and Meteorology Centre, „Gads : Klimata portāls“, 2023. https://klimats.meteo.lv/laika_apstaklu_raksturojums/2022/gads/ (vaadatud 29. aprill 2023).
- [45] Eurostat, „Statistics: Cooling and heating degree days“, 2023. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CHDD_A/default/table?lang=en (vaadatud 29. aprill 2023).
- [46] „Global Solar Atlas“. <https://globalsolaratlas.info/map?c=59.422902,24.934845,11&s=59.443264,24.950981&m=site> (vaadatud 11. aprill 2023).
- [47] „Solar Thermal district heating plant with Biomass boiler house in Latvia, Salaspils“. <https://www.filter.eu/en/experiences/solar-thermal-district-heating-plant-with-biomass-boiler-house-in-latvia-salaspils> (vaadatud 1. aprill 2023).
- [48] B. Sibbitt *et al.*, „The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system - Five years of operation“, *Energy Procedia*, kd 30, lk 856–865, 2012, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2012.11.097.
- [49] L. Mesquita, D. Mcclenahan, J. Thornton, J. Carriere, ja B. Wong, „Drake Landing Solar Community: 10 Years of Operation“, *Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*, 2017. doi: 10.18086/swc.2017.06.09.
- [50] W. Kong, S. Furbo, ja J. Fan, „Task 55: Simulation and design of collector array units within large systems“, 2019. [Online]. Available at: <http://task55.iea-shc.org/fact-sheets>
- [51] B. Epp ja M. Oropeza, „Solar heat for cities: the sustainable solution for district heating“, 2019. [Online]. Available at: <http://www.solarheatdata.eu/>
- [52] „6.8MWth solar district heating combination plant, Denmark“. <https://www.aalborgcsp.com/projects/district-heating-projects/68mwth-solar-district-heating-combination-plant-denmark> (vaadatud 23. aprill 2023).

- [53] B. Li, X. Chen, X. Cheng, X. Zhai, ja X. Zhao, „Solar Systems for Urban Building Applications—Heating, Cooling, Hot Water, and Power Supply“, *Green Energy and Technology*, lk 373–416, 2019, doi: 10.1007/978-3-030-17283-1_11.
- [54] „Determining Module Inter-Row Spacing | Greentech Renewables“. <https://www.greentechrenewables.com/article/determining-module-inter-row-spacing> (vaadatud 30. mai 2023).
- [55] University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory, „Sun chart program“, 5. märts 2022. <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php> (vaadatud 30. mai 2023).
- [56] D. P. Hiris, O. G. Pop, ja M. C. Balan, „Preliminary sizing of solar district heating systems with seasonal water thermal storage“, *Heliyon*, kd 8, nr 2, veebr 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e08932.
- [57] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 1. tr. 2009.
- [58] A. Siirde, M. Thalfeldt, E. Latõšov, S. Link, Ü. Kask, ja J. Kurnitski, „Kaugkütte kaalumistegurid“, Tallinn, 2016.
- [59] Keskkonnaamet, „Aastaruannete register“.
- [60] E. Latõšov, S. Umbleja, ja A. Volkova, „CO2 emission intensity of the Estonian DH sector“, *Smart Energy*, kd 6, lk 100070, mai 2022, doi: 10.1016/J.SEGY.2022.100070.
- [61] Maa-amet, „Põllumajandusmaa 2022. aasta turuülevaade“, 2023.
- [62] Maa-amet, „Äri- ja tootmismaa 2021. aasta turuülevaade“, 2022.
- [63] Danish Energy Agency, „Technology Data-Energy Plants for Electricity and District heating generation“, 2016. [Online]. Available at: <http://www.ens.dk/teknologikatalog>
- [64] A. R. Espagnet, „Techno-Economic Assessment of Thermal Energy Storage integration into Low Temperature District Heating Networks“.
- [65] „Andmed ettevõttelt AS Utilitas Tallinn“.
- [66] „Kaugkütteseadus–Riigi Teataja“. <https://www.riigiteataja.ee/akt/KK%C3%BCtS> (vaadatud 16. märts 2023).
- [67] „Keskkonnaagentuur | ILM“. <https://www.ilmateenistus.ee/> (vaadatud 18. märts 2023).
- [68] V. Russak ja A. Kallis, „Eesti Kiirguskliima Teatmik“, 2003.
- [69] „PVGIS Online Tool“. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en (vaadatud 18. märts 2023).
- [70] „Päikesepaiste kestus | Keskkonnaagentuur | ILM“. <https://www.ilmateenistus.ee/kliima/paikesepaiste-kestus/> (vaadatud 29. aprill 2023).
- [71] Registrate ja Infosüsteemide Keskus, „Kinnistusraamat“. <https://kinnistusraamat.rik.ee/> (vaadatud 27. mai 2023).

LISAD

Lisa 1 Päikesekõrguse graafik

