



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL

INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

INVESTEERINGUTE VAJADUS KLIIMANEUTRAALSUSE SAAVUTAMISEKS EESTI ENERGEETIKASEKTORIS

INVESTMENT NEEDS TO ACHIEVE CLIMATE NEUTRALITY IN THE ESTONIAN
ENERGY SECTOR
MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Kristiina Martin

Üliõpilaskood: 144177AAVM

Juhendaja: Hardi Koduvere, nooremteadur

Tallinn, 2020

AUTORIDEKLARATSIOON

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks Elektroenergeetika erialal. 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.

“.....” 201.....

Autor:

/ allkirjastatud digitaalselt /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:

/ allkirjastatud digitaalselt /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Kristiina Martin

Lõputöö liik: Magistritöö

Töö pealkiri: Investeeringute vajadus kliimaneutraalsuse saavutamiseks Eesti energeetikasektoris

Kuupäev: 20.05.2020

69 lk

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja(d): nooremteadur Hardi Koduvere

Töö konsultant (konsultandid):

Sisu kirjeldus:

Käesolevas töös uuritakse, kuidas mõjutavad erinevad CO₂ hinnastsenaariumid Eesti 100% kliimaneutraalsuse saavutamiseks aastaks 2050. Analüüsiks kasutatakse elektrituru mudelit Balmorel. Töö esimeses osas antakse ülevaade Eesti energiasüsteemist, Euroopa Liidu kliimapolitiikast, sh Euroopa Liidu heitmete kauplemissüsteemist, Eesti kliimapolitika eesmärkidest ning kliimaeesmärkide saavutamise meetmetest. Teises peatükis antakse ülevaade olulisematest Balmoreli sisendandmetest, milleks on: modelleeritava piirkonna elektrienergia tarbimine aastani 2050; töö analüüsi raames koostatud kolm CO₂ hinnastsenaariumit ja ülevaade analüüsitud CO₂-vabadest tootmisvõimsustest. Töö raames uuritakse päikese- ja tuuleenergia osakaalu suurenemist ning hüdroakumulatsioonijaamade ja moodulreaktorite tootmisvõimsuste ehitamist. Kõik nimetatud tootmisvõimsused simuleeritakse eraldi kolme koostatud CO₂ hinnastsenaariumi korral. Kolmandas peatükis antakse ülevaade simulatsiooni olulisematest tulemustest koos majandusanalüüsiga. Tulemused näitavad, et kõrge CO₂ hinna juures lisandub avatud turu olukorras suures mahus taastavaid energiaallikaid, kuid siiski jääb põlevkivist toodetud elektrienergia väikeses mahus turule.

Märksõnad: Elektriturg, elektrisüsteem, kliimaneutraalsus, poliitikameetmed, modelleerimine, CO₂ hinnaprognosid, Balmorel

ABSTRACT

<i>Author:</i> Kristiina Martin	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Investment needs to achieve climate neutrality in the Estonian energy sector	
<i>Date:</i> 20.05.2020	<i>69 pages</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor(s) of the thesis:</i> Early Stage Researcher Hardi Koduvere	
<i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i> <p>The aim of this thesis is to investigate how the different CO₂ prices might influence the achieving climate neutrality in Estonia by 2050. The analysis is performed with energy market modeling program Balmorel. In the first part of the thesis an overview of Estonian energy system is given, followed by an overview of climate-related policies in the European Union, including the European Emissions Trading System along with climate and energy related policies in Estonia. In the second part the thesis gives an overview of the main input-data to Balmorel, which includes: the electricity demand by 2050; three different CO₂ price scenarios and an overview of the measures regarding application of CO₂-free energy technologies. The technologies include solar panels, wind energy, hydropower and module reactors. The beforementioned electricity production capacities are simulated with three CO₂ price scenarios. The third part of the thesis gives an overview of the main results of the simulation along with financial analysis. According to the results the high CO₂ price will lead to large scale penetration of renewables on the market. But even with very expensive CO₂ price forecast, electricity produced from oil shale will be on the market, although on a smaller scale.</p>	
<i>Keywords:</i> Electricity market, energy system, climate neutrality, policy measures, modelling, CO ₂ price scenarius, Balmorel	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Investeeringute vajadus kliimaneutraalsuse saavutamiseks Eesti energeetikasektoris
Lõputöö teema inglise keeles:	Investment needs to achieve climate neutrality in the Estonian energy sector
Üliõpilane:	Kristiina Martin 144177AAVM
Eriala:	Elektroenergeetika, energiakaubandus
Lõputöö liik:	magistritöö
Lõputöö juhendaja:	Hardi Koduvere, nooremteadur
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	kehtivusaja annab juhendaja
Lõputöö esitamise tähtaeg:	20.05.2020

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

1. Teema põhjendus

Valitsustevahelise kliimamuutuste paneeli hinnangul on võimalik hoida globaalne soojenemine 1,5 kraadi piires, kuid see eeldab kiiret kliimaneutraalsuse saavutamist. Euroopa Liidu Komisjoni poolt välja kuulutatud rohekokkuleppes (*The Green New Deal*) üheks kandvaks osaks on energiatootmise dekarboniseerimine aastaks 2050 [1], mis eeldab ambitsioonikate poliitikameetmete rakendamist liikmesriikide poolt [2], sh märkimisväärset taastuvenergiaallikate suurendamist energiatootmisel [3].

Kasvuhoonegaaside heitkoguse inventuuri kohaselt ulatusid Eestis 2017a kasvuhoonegaaside emissioonid 18 532,35 kt CO₂ ekvivalendini, mis moodustab 88,76% kogu Eesti heitekogusest. Sellest 14 705,89 kt CO₂ ekv pärineb energiatööstusest. On ilmselge, et ka Eesti kliimaneutraalsuse saavutamisel mängib olulist rolli energiatööstuse dekarboniseerimine, mis on rakendades erinevaid meetmeid aastaks 2050 võimalik ning vastavalt uuringutele ka potentsiaalselt tulutoov. [4]

Eesti energiatootmise dekarboniseerimine aastaks 2050 nõuab potentsiaalselt suuri investeeringuid nii era- kui ka avaliku sektori poolt. Investeeringud sõltuvad ka suuresti CO₂ kvoodihindadest. SEI Tallinna poolt läbiviidud kliimaambitsiooni tõstmise analüüsis on uuritud erinevate meetmete rakendamise sh uutesse puhtamate energiatootmislahendustesse

rakendamisel vajalikud investeeringuvajadused aastaks 2050. Eelpool nimetatud uuringus ei ole meetmeid analüüsitud erinevate CO2 hinnaprognoside juures. Lisaks antud uuringus pole kasutatud detailset elektriturumudelit, mistõttu analüüsitud meetmete tulemused on piiratud vaid Eesti andmetega.

Antud töö eesmärk on analüüsida valitud energiasektori meetmete mõju kliimaneutraalsuse eesmärkide saavutamisele ja nende rakendamisel riigi- ja erasektoripoolset investeeringuvajadust erinevate CO2 hinnastsenaariumite juures. Käesolev lõputöö aitab suurendada SEI Tallinna poolt läbiviidud uuringu valitud meetmete täpsust ning nende meetmete tundlikkust CO2 hindadele. Meetmete analüüsimiseks kasutatakse mudelit Balmorel ja majandusanalüüsi teostamiseks kasutatakse Exceli tabelitöötlusprogrammi.

2. Töö eesmärk

Töö eesmärk on uurida, kuidas mõjutavad erinevad CO2 hinnastsenaariumid avaliku- ja erasektori investeeringuvajadusi 100% kliimaneutraalsuse saavutamise meetmete rakendamisel aastaks 2050.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Millised on võimalikud CO2 hinnastsenaariumid aastani 2050?
- Millised on analüüsitud elektriturumeedmete mõju kliimaneutraalsusele aastaks 2050?
- Milline on riigi- ja erasektori täiendavad investeeringuvajadused energiasektori dekarboniseerimiseks aastaks 2050 erinevate CO2 hinnastsenaariumite puhul?

4. Lähteandmed

- Balmoreli mudelis olevad andmed: Riiklikud tootmisvõimsused, elektrijaamade kasutegurid, muutuvkulud, muud tehnilised parameetrid
- Erinevad meetmed ja nende rakendamise ulatus SEI Tallinna poolt läbiviidud kliimaambitsiooni tõstmise analüüsisist
- CO2 hinnaprognosid *World Energy Outlook sustainable development* stsenaariumi põhjal
- CO2 hinnaprognosid Thomson Reuters ja Euroopa Komisjoni koostatud stsenaariumi põhjal

5. Uurimismeetodid

Uurimismeetodina kasutatakse elektriturumodelleerimise mudelit BALMOREL ning täiendavate võrdluste jaoks kasutatakse tabelitöötlusprogrammi MS Excel.

6. Graafiline osa

CO2 hinnastsenaariumi joonised, elektritootmise joonised erinevate hinnastsenaariumite korral.
Lisatud põhiosasse. Toetavad andmed (algandmed) on lisades.

7. Töö struktuur

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

ABSTRACT

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

EESSÕNA

LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU

SISSEJUHATUS

1. KLIIMAPOLIITIKA EESMÄRGID

1.1. Euroopa Liidu kontekst

1.2. Eesmärgid Eestis

1.2.1. Ülevaade kliimapolitiika meetmetest

2. ÜLEVAADE EUROOPA LIIDU EMISSIOONIDE KAUPLEMISESSÜSTEEMIST (EL ETS)

2.1. ETS Taust

2.2. ETSi roll kliimaeesmärkide saavutamisel

2.3. CO2 erinevad hinnastsenaariumid aastani 2050

3. MODELLEERIMISE TULEMUS JA ANALÜÜS

3.1. Business-as-usual (ilma meetmeteta) stsenaariumi kirjeldus

3.2. Modelleerimise tulemused meetmetega

3.3. Meetmete/modelleerimistulemuste majandusanalüüs

KOKKUVÕTE

SUMMARY

KASUTATUD KIRJANDUS

LISAD

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Lõp töö allikateks on EL emissioonide kauplemise käsiraamatut, energiaarengukavade aruandeid, CO2 hinnakujunemise analüüse jpt.

Peamised kirjanduse allikad:

EU ETS Handbook, Euroopa Komisjon

Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030 (REKK 2030), 2019

Eesti kliimaambitsiooni tõstmise võimaluste analüüs, SEI Tallinn 2020

Kas Eesti täidab Pariisi kliimakokkulepet?, SEI Tallinn 2018

Energy Policies of IEA countries. Estonia 2019 Review, The International Energy Agency

World Energy Outlook 2019, The International Energy Agency

Euroopa Liidu Rohekokkulepe, Euroopa Komisjon, 2019

9. Lõputöö konsultandid

Lõpitoöl puuduvad konsultandid.

10. Töö etapid ja ajakava

Kirjanduse läbitöötamine (19.04)

Teoreetilise osa kirjutamine (19.04)

Modelleerimise teostamine (22.04)

Modelleerimise tulemuste kirjeldamine (26.04)

Modelleerimistulemuste majandusanalüüs (29.04)

Kokkuvõtte koostamine (30.04)

Töö esimene versioon valmis, juhendajale läbilugemiseks saatmine (01.05)

Paranduste sisseviimine, juhendajale teiseks läbilugemiseks saatmine (10.05)

Töö lõplik versioon valmis (20.05)

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE.....	3
ABSTRACT	4
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	5
EESSÕNA.....	10
LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU	11
SISSEJUHATUS	12
1. ENERGIASÜSTEEM JA KLIIMAPOLIITIKA	15
1.1 Eesti energiasüsteem	15
1.2 Euroopa Liidu kliimapolitiitika.....	19
1.3 Eesti kliimapolitiitika	25
2. BALMOREL MUDEL JA ANDMED	29
2.1 Tehniline kirjeldus.....	29
2.2 Sisendandmed.....	31
2.3 Mudeli kasutamise etapid.....	35
3. MODELLEERIMISE TULEMUS JA ANALÜÜS.....	39
3.1 Baasstsenaariumi tulemuste kirjeldus	39
3.2 S1 hinnastsenaariumi tulemused.....	42
3.3 S2 hinnastsenaariumi tulemused.....	45
3.4 S3 hinnastsenaariumi tulemused	47
3.5 Modelleerimistulemuste majandusanalüüs	50
3.6 Modelleerimise ja tasuvusarvutuste koondtulemused	58
KOKKUVÕTE	61
SUMMARY	64
KASUTATUD KIRJANDUS	67

EESSÕNA

Magistritöö suuna valikul oli inspiratsiooniks SEI Tallinna poolt 2019-ndal aastal koostatud Eesti kliimaambitsiooni tõstmise analüüs. Lõputöö uurimisülesande sõnastusel oli abiks Tallinna Tehnikaülikooli Inseneriteaduskonna nooremteadur Hardi Koduvere. Teema valimisel sai määravaks autori isiklik huvi Eesti energiasüsteemi tulevikuväljavaadete suhtes muutuv keskkonnas, kus aina rohkem pannakse rõhku kliimaneutraalsusele

Tänan oma juhendajat, Hardi Koduveret, abi ja suunamise eest. Soovin tänada ka oma kolleege SEI Tallinnas nõuannete ja tagasiside eest. Soovin tänada ka oma abikaasat, kes toetas ja innustas mind lõputöö kirjutamise ajal.

Töö kirjutamise ajal jagab töö autor oma elukohta Tallinna ja Stockholmi vahel.

Kõik lõputööd puudutavad küsimused, kommentaarid ja teated palun edastada e-posti aadressile martinkristiina@gmail.com.

LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU

BAU	Business-as-usual (baasstsenaarium)
CCS	Carbon Capture Systems, süsinikupüüdmissüsteemid
EL	Euroopa Liit
ENMAK	Eesti pikaajaline energiamajanduse arengukava
ETS	European Trading System
EUROSTAT	Euroopa Liidu statistikaamet
GAMS	General Algebraic Modeling System
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KHG	Kasvuhoonegaasid
KPP	Kliimapoliitika põhialused
kt CO ₂ ekv	Mistahes muud Kyoto protokollis lisas A loetletud kasvuhoonegaasi.
LHÜ	Lubatud heitmeühikud
LULUCF	Land use, land-use change and forestry – maakasutus, maakasutuse muutus ja metsandus
REKK2030	Eesti riiklik energiaarengukava 2030
SEI	Stockholmi keskkonnainstituut
TE	Taastuvenergia
WEO	World Energy Outlook

SISSEJUHATUS

Viimaste aastate jooksul on suurenenud ekstreemsete ilmastikuolude arv, mis on erinevate teadlaste hinnangul seotud globaalse kliimamuutusega. Üks oluline globaalse kliimamuutuse põhjuse on inimtekkelise CO₂ koguse suurenemine atmosfääris, mis on viinud Maa keskmise temperatuuri kerkimisele. Valitsuste vahelise kliimamuutuste paneeli (edaspidi IPCC) aruandes on kinnitatud, et äärmuslike ilmastikunähtuste tõenäosuse vähendamise saavutamiseks on vaja hoida keskmine Maa temperatuuri tõus 1,5°C piires. Selle jaoks peab olema saavutatud globaalne CO₂-neutraalsus 2050-ndaks aastaks ja kõikide muude kasvuhoonegaaside neutraalsus käesoleva sajandi hilisematel aastatel [5].

IPCC aruande kohaselt on globaalse keskmise temperatuuri tõusu võimalik hoida 1,5°C piires, kuid see nõuab kohest tegutsemist. Oluline roll on energiasektoril, mis tekitab ligi 54% Euroopa Liidu (edaspidi EL) kasvuhoonegaasidest (sh energiatööstused ja kütuse kasutamine energiatarbijate poolt, v.a transport) [6].

Kuigi EL tekitab ligi 10% maailma kasvuhoonegaaside (edaspidi KHG) heitmetest [5], on EL-il plaanis võtta juhtiv roll kliimaneutraalse ja ringse majanduse saavutamisel. EL-i komisjon avaldas 2019-nda aasta lõpus ambitsioonika rohekokkuleppe (*The Green New Deal*). Selle kokkuleppe eesmärk on muuta EL majandus keskkonnahoidlikumaks ja jätkusuutlikumaks [7]. Vastavalt rohekokkuleppele võttis EL komisjon eesmärgiks saavutada üleliiduline kliimaneutraalsus aastaks 2050. See tähendab, et kõigi teiste liikmesriikide seas peab ka Eesti rakendama 2050-ndaks aastaks ambitsioonikad poliitikameetmed, mille tulemusena toimuks erinevate sektorite, sh energeetika sektori dekarboniseerimine.

Vabariigi Valitsus tegi 03.10.2019 otsuse toetada pikaajalise kliimaneutraalsuse eesmärgi seadmist EL-i üleselt aastaks 2050, juhul kui seda toetavad piisavad ülemineku meetmed [8]. Käesoleva lõputöö kirjutamise ajal on aastaks 2050 Eestis kliimaneutraalse majanduse saavutamise meetmed alles välja töötamise protsessis. Euroopa Komisjonile on esitatud Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030 (edaspidi REKK2030), mis koondab riigisisestes arengudokumentides olevaid ja arutlusel olevaid meetmeid, sh energiasektorit puudutavaid meetmeid.

REKK2030 peamiste eesmärkide seas on KHG heitmete vähendamine 80% aastaks 2050 (sh 70% aastaks 2030), mis on võrreldes ELi 100%-se dekarboniseerimise eesmärgiga tagasihoidlikumad. Vastavalt Stockholmi Keskkonna Instituudi Tallinna keskuse (edaspidi SEI Tallinn) poolt koostatud kliimaambitsiooni tõstmise analüüsile on Eesti kliimaneutraalsuse saavutamine aastaks 2050 võimalik ning potentsiaalselt ka tulutoov [4].

Vastavalt Eurostati andmetele oli aastal 2017 Eesti teiste EL-i liikmesriikide seas CO₂ *per capita* tootmises kolmandal kohal. Vastavalt KHG inventuuri andmetele tekkis aastal 2018 Eestis 17 984 kt CO₂ ekvivalenti (ilma LULUCF sektorita), millest 88,7% on CO₂ heitmed [9]. Kõige rohkem panustab CO₂ heitmetesse 2018-nda aasta seisuga energiasektor, kuhu kuulub valdavalt energeetikatööstus, töötlev tööstus, ehitus, transport ja kütuse hajusheide. Suurim osa energeetikasektori KHG heitkogusest moodustas just energeetikatööstus, millest tuleb 69,1% kogu Eesti heitkogusest (13 797,84 kt CO₂ ekv) [10].

Ainuüksi energiatööstuse dekarboniseerimisel on väga suur potentsiaal Eesti KHG heitme vähendamisel. See võib Eesti riigi jaoks kujuneda üsna ambitsioonikaks ning potentsiaalselt ka kulukaks väljakutseks, arvestades, et käesoleva töö kirjutamise hetkel toetutakse veel märkimisväärses osas põlevkivist toodetavale elektrienergiale. On oluline, et taastuenergiaallikatesse investeerimine ei lükata liiga kaugesse tulevikku, sest hilinev ja koordineerimata tegevus võib suurendada ohtu, et EL (sh ka Eesti) jääb rohkelt CO₂ heitkoguseid tekitavate taristute ja kasutuskõlbmatute vahendite lõksu. See omakorda muudab majanduse vältimatu ümberkujundamise kulukamaks [5].

SEI Tallinna poolt koostatud kliimaambitsiooni tõstmise võimaluste analüüsis on uuritud erinevaid energiasektorit puudutavaid meetmeid, nende raames CO₂ vabadesse energiatootmisvõimsustesse investeerimist ning mõju Eesti energiasektori dekarboniseerimisele. Paraku pole antud meetmete rakendamise juures analüüsitud nende tundlikkust erinevate CO₂ stsenaariumitele avatud elektrituru olukorras.

Käesoleva töö raames uuritakse valitud meetmete rakendamise tundlikkust erinevate CO₂ hinnastenaariumite juures. Meetmeid modelleeritakse elektrituru mudeliga Balmorel. Uuritavateks meetmeteks (meetmestsenaariumiteks) on päikese- ja tuuleenergia osakaalu suurendamine elektritootmises (sh nii maismaa- kui avameretuuleparkide ehitamisel), hüdroakumulatsioonijaama ehitus ning väikeste moodulreaktorite ehitus.

Töö esimeses peatükis antakse lühiülevaade Eesti energiasüsteemist ning EL-i ja Eesti kliimapoliitikast. Peatükis kirjeldatakse EL KHG kaupemissüsteemist (*Emissions trading system - ETS*) ning CO₂ hinna kujunemise olulisemaid mõjuriteid.

Töö teises peatükis on toodud lühiülevaade Balmorel mudelist koos selle olulisematest sisendandmetest. Andmete hulka kuuluvad elektrienergia prognoosid, CO₂ hinnaprognosid, koostatud meetmestsenaariumite raames rakendatavad täiendavad CO₂-vabad energiatootmisvõimsused (võetud SEI Tallinna 2019. aastal koostatud Eesti kliimaambitsiooni tõstmise uuringust).

Kolmandas peatükis on kokkuvõtte tulemustest koos lihtsustatud majandusliku analüüsiga.

1. ENERGIASÜSTEEM JA KLIIMAPOLIITIKA

Käesolevas peatükis antakse ülevaade Eesti energiatootmissüsteemist, ELi kliimapolitikast ja emissioonide kauplemissüsteemist (ETS), mis on üks oluline tööriist KHG heitmete piiramisel. Lisaks antakse ülevaade Eesti kliimapolitikast ja töö raames uuritavatest kliimaneutraalsuse saavutamise meetmetest.

1.1 Eesti energiasüsteem

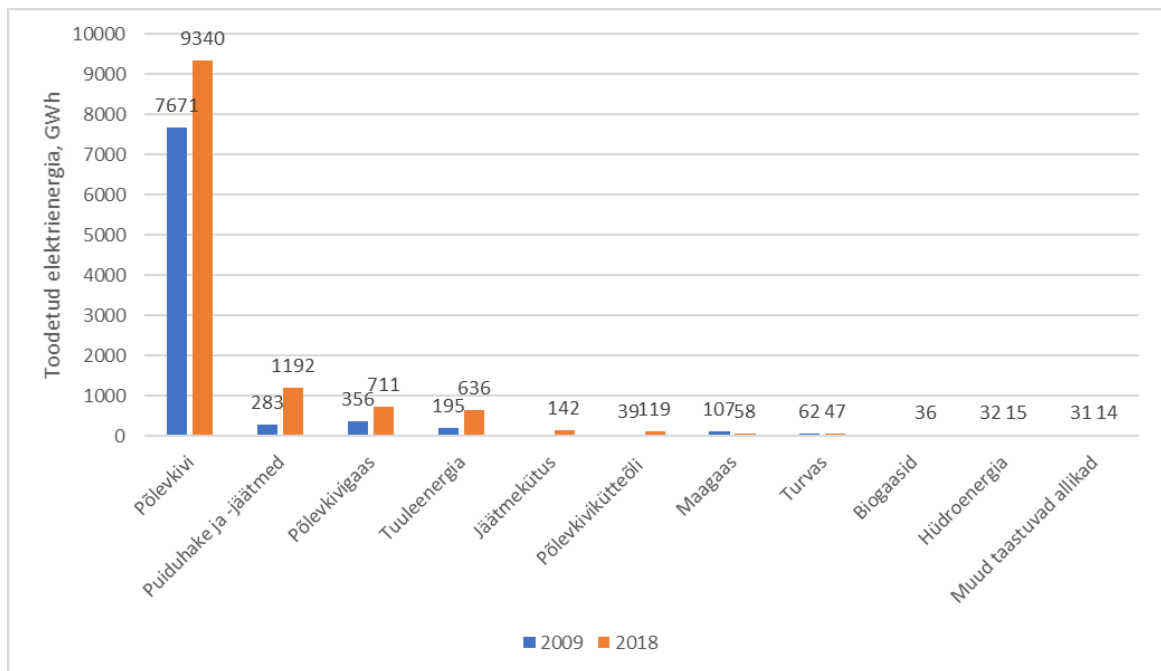
Eesti paistab Euroopas silma fossiilsete energiakandjate kasutamise poolest, sest siin on ajalooliselt toodetud suur osa elektrienergiast kondensatsioonijaamadest, kus toodetakse elektrienergiat põlevkivist [11]. Tabeli 1.1 järgi on 2019-nda aasta seisuga Eestis installeeritud kokku 2949 MW ulatuses elektrijaamasid. CO₂ vabasid energiaallikaid nagu päikese-, tuule- ja hüdroelektrijaamasid on kokku 357,5 MW, mis on 12% summaarsest netovõimsusest [12]. See on kaks korda rohkem võrreldes kümneaastase taguse olukorraga, kui Eestis oli installeeritud kokku 135 MW hüdro- ja tuuleenergiat [12].

Tabel 1.1. Eestis installeeritud elektrijaamade netovõimsused 2019 a [12]

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW
Eesti Elektrijaam	1355
Balti Elektrijaam	322
Auvere Elektrijaam	274
Iru Elektrijaam	111
Kiisa avariireservielektrijaam	250
Põhja SEJ	78
Lõuna SEJ	0
Sillamäe SEJ	16
Tallinna elektrijaam	39
Tartu elektrijaam	22
Pärnu elektrijaam	20,5
Enefit	10
Tööstuse- ja väikekoostootmisjaamad	83
Hüdroelektrijaamad	7,6
Tuuleelektrijaamad	312
Päikeseelektrijaamad	37,9
Mikrotootjad	7,6
Kokku	2946

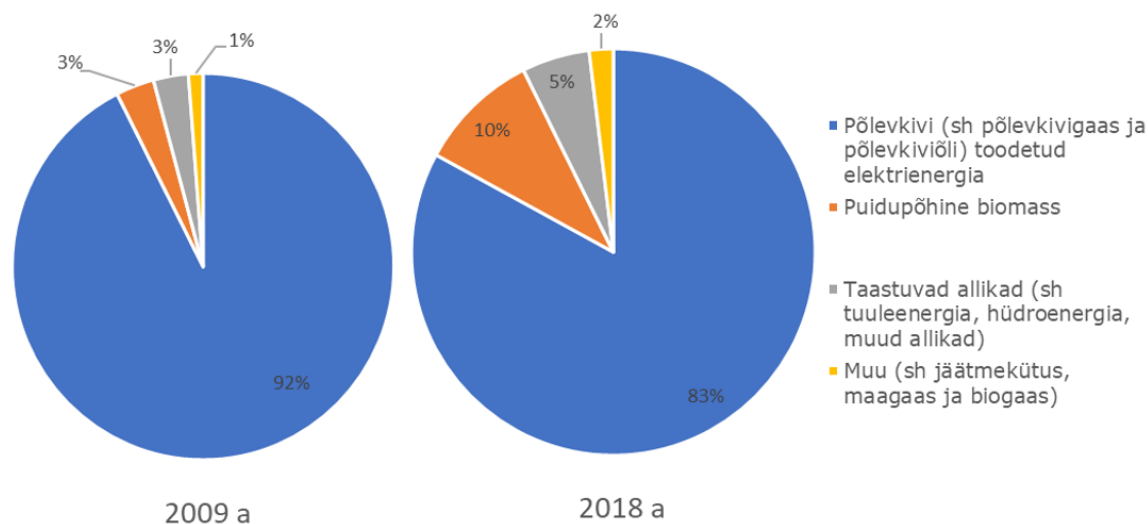
Vastavalt statistikaameti andmetele toodeti 2009-ndal aastal kokku 8,7 TWh ja 2018-ndal aastal 12,31 TWh elektrienergiat. Elektrienergia tarbimine samadel aastatel oli vastavalt 7,8 TWh ning 8,4 TWh. Mõlemal aastal oli Eesti elektri tootmisbilanss positiivne ehk Eestisse installeeritud võimsustest piisas Eesti omatarbe katmiseks.

Joonisel 1.1. võrreldakse 2019-ndal ja 2009-ndal aastal toodetud elektrienergiat kütuseliigi põhised. Joonisel on näha, et põlevkivist (sh põlevkivigaas ja põlevkivikütteõli) toodetav elektrienergia on suurenenud ligi 1700 GWh võrra.



Joonis 1.1 Eestis toodetud energia sõltuvalt kütuseliigist, GWh [13]

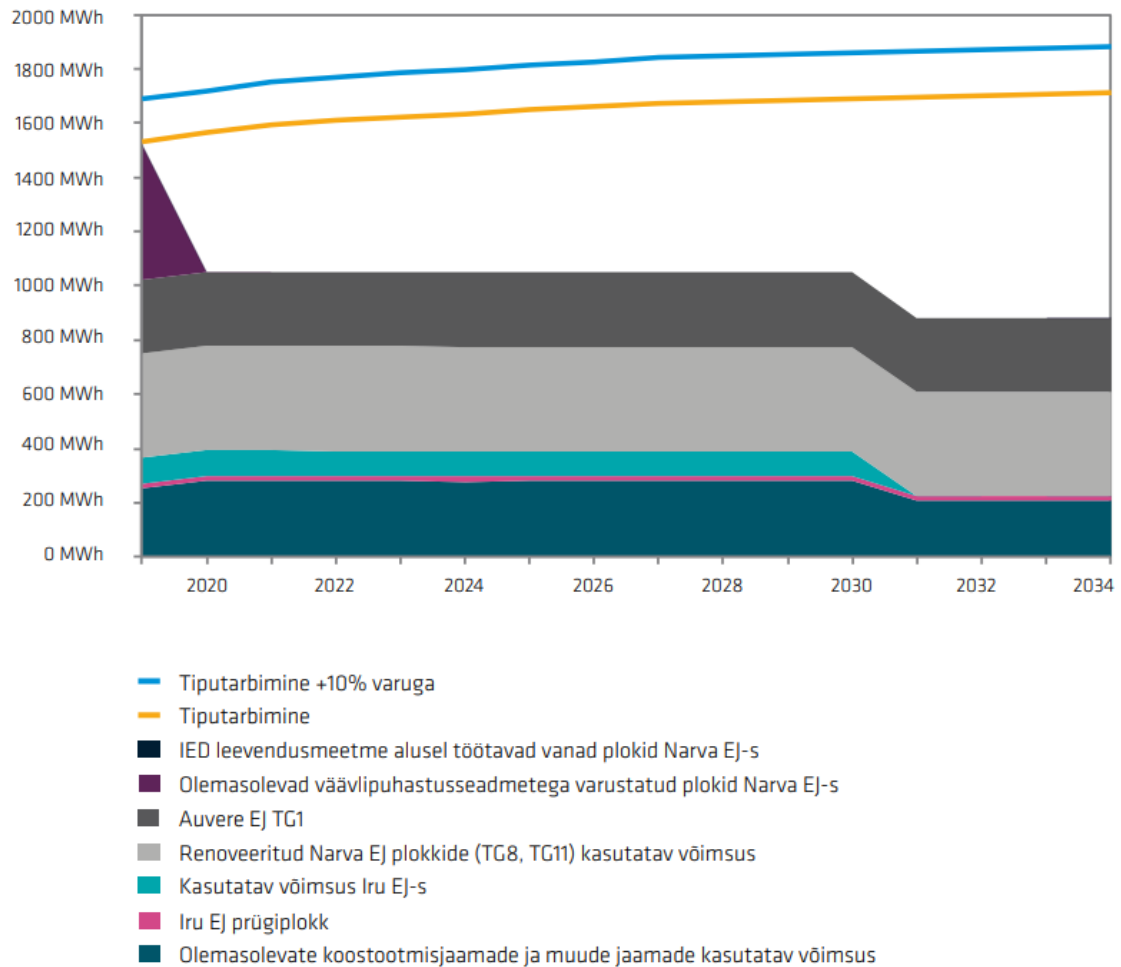
Joonisel 1.2 tuleb esile, et põlevkivist toodetud elektrienergia osakaal on langenud peaaegu 10% võrreldes aastaga 2009. Samal joonisel on näha tuuleenergia osakaalu suurenemist. Selle üks peamine põhjus võib olla Eesti geograafilise piirkonnas olev suur tuuleressurss, mis toetab tuuleenergiasse investeerimist.



Joonis 1.2. Toodetud elektrienergia osakaalud kütusepõhiselt, 2009 ja 2019 a [13]

Joonisel 1.3 on toodud Eleringi poolt koostatud ülevaade Eestis kasutatavate tootmisvõimsuste koosseisule aastani 2034. Eleringi poolt koostatud ülevaade põhineb konservatiivsetel hinnangutel, kus osa süsteemis olevaid elektrijaamasid suletakse algselt planeeritust varem. Näiteks eeldatakse erinevate Narva plokkide kasutusest välja minemist aastatel 2019 ja 2020. Joonisel on ka näha peale 2030 aastat koostootmisjaamade ja muude jaamade kasutatava võimsuse vähenemine, kõik teised tootmisvõimsused jäävad 2034 aastani konstantseteks.

Alates 2020 on Eestil üle 2000 MW ulatuses välisühendusi, mis tähendab, et Eesti impordivõimekus ületab prognoositavat tiputarbimist. Tänu olemasolevatele ühendustele on ka kohalike tootmisvõimsuste sulgemise korral tavaolukorras varustuskindlus tagatud. Olemasolevatest võimsustest ja ühendustest piisab ka N-1-1 olukorrast, kus süsteemist langevad välja kaks suurimat elementi, milleks on merekaabel EstLink 2 ja üks Eesti-Läti vahelistest ülekandevõimsustest. Selle tulemusena langeb Eesti impordivõime 1050 MW-ni, kuid ka sellises olukorras on Eestis piisavalt tootmis- ning ülekandevõimsusi omatarbe katmiseks. Lisaks on antud olukorras tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks.



Joonis 1.3 Hinnang kasutatavate tootmisvõimsuste koosseisule aastani 2034 [12]

Kõige suuremad muutused, mis puudutavad Eesti energiasüsteemi tulevikus, on põlevkivist toodetava elektrienergia vähenemine. Aastaks 2024 on planeeritud kokku sulgeda 619 MW ulatuses tootmisvõimsusi, sh on Eesti Elektri jaama plokkide sulgemine 489 MW ulatuses ning Balti Elektri jaama ploki sulgemine 130 MW ulatuses. Suuremate lisanduvate tootmisvõimsuste hulgas on Fortum Tartu Raadi PV-park 50 MW ulatuses ning Tootsi Tuulepark 138 MW ulatuses. Lisaks on süsteemihaldurit teavitatud ka muude elektritootmisvõimsuste lisandumisest (kokku 910 MW, valdavalt tuuleelektri jaamad), kuid antud tootmisvõimsuste puhul ei ole veel kindlat ehitusotsust vastu võetud [12].

Investeeringud elektrienergia tootmisvõimsustesse on seotud väga suurte kapitali- ja ajakuludega [14], mis muudavad tulevikuinvesteeringud ebakindlaks. Tulevasi investeerimisotsuseid saab mõjutada ja suunata kliimapolitikaga.

1.2 Euroopa Liidu kliimapoliitika

EL tekitab vaid 10% maailma kasvuhoonegaaside heitmetest, kuid on samal ajal üleilmne liider üleminekul nullilähedasele KHG heitkoguseid tekitavale majandusele. EL seadis juba 2009-ndal aastal eesmärgi vähendada 2050-ndaks aastaks KHG heitkoguseid 80–95%. Üleminek puhtale energiale on tänaseni aidanud kaasa Euroopa majanduse moderniseerimisele, toetanud jätkusuutlikku majanduskasvu. Lisaks on see läbi uute tekkivate tööstusharude, rohetöökohtade loomise, tehnoloogilise innovatsiooni laiendamise ning tehnoloogiakulude vähendamise toonud Euroopa kodanikele ühiskondlikku ja keskkonnaalast kasu [5].

Kuigi praegu põhineb suurem osa energiasüsteemist veel fossiilkütustel, on enamuste stsenaariumite puhul näha, et olukord muutub sajandi keskpaigaks kardinaalselt. Eesmärk on muuta Euroopa energiasüsteem täielikult kliimanetraalseks ja CO₂-vabaks. Üleminekul puhtale energiale luuakse energiasüsteem, kus tarnitav primaarenergia oleks suures osas pärit taastuvatest energiaallikatest, mis omakorda parandaks oluliselt energiavarustuskindlust ja edendaks kodumaiste töökohtade loomist [5]. EL-i poolt seatud kliimanetraalsuse eesmärgid on suuniseks liikmesriikidele ja nende koostavatele riiklikutele arengukavadele, sh ka Eesti riigi poolt koostatavatele arengukavadele ning tulevikus planeeritavatele investeeringutele.

EL-i energia- ja kliimapoliitika aastani 2020 on reguleeritud Kyoto Protokolliga ning ELi siseselt kliima- ja energiapakettidega. Pariisi kokkulepe on esimene globaalne kliimamuutusega võitlev kokkulepe, mida rakendati detsembris 2015. Selle eesmärk on hoida globaalne temperatuur alla 2°C. Pariisi kokkulepe kehtib ka peale 2020 aastat.

Tabelis 1.2 on toodud 2008-ndal aastal EL-i koostatud kliima- ja energiaeesmärgid aastaks 2020 (tuntud ka kui "20-20-20" eesmärgid"). Nende eesmärkide kohaselt peab EL vähendama KHG heitmeid vähemalt 20% võrreldes 1990-nda aastaga, 20% EL-i energiatarbimisest peab tulema taastuvenergiaallikatest ning vähendama primaarenergia tarbimist 20% võrra läbi energiatõhususe [15].

2030 aasta eesmärgina on võetud KHG heitmete vähendamine vähemalt 40% võrreldes 1990-nda aastaga, vähemalt 32% ELi energiatarbimisest peab tulema taastuvenergiaallikatest ning vähemalt 32,5% primaarenergia kasutuse vähendamine läbi energiatõhususe suurendamise. EL-i rohekokkulepe raames pakkus Euroopa Komisjon välja ambitsioonikamad eesmärgid, tõsta KHG vähendamise eesmärk aastaks 2030 40%-lt 50%-ni ning hoida üldine suund KHG vähendamisel 55%-ni [7]. Otsus KHG heitmete vähendamise ambitsioonide kohta peaks täpsustuma 2020-nda aasta septembris [16]. Esialgsete 2030 eesmärkide saavutamiseks peavad KHG emissioonid vähenema

alates 2020-ndast aastast lineaarselt 2,2% võrra aastani 2030 [17], kuid see võib suurenda proportsionaalselt ambitsioonide tõstmisega.

Tabel 1.2 EL algsed ja uuendatud kliimaeesmärgid

EL kliimaeesmärgid	2020 algsed eesmärgid	2030 algsed eesmärgid	2030 uuendatud eesmärgid	2050 algsed eesmärgid	2050 uuendatud eesmärgid
KHG heitmete vähendamine	20%	40%	50%	80%-95%	100%
Taastuenergiaallikate osakaal energia tarbimisest	20%	32%	suurenenud TE allikate osakaal	suurenenud TE allikate osakaal	suurenenud TE allikate osakaal
Primaarenergia tarbimise vähendamine läbi energiatõhususe	20%	32,50%	suurenenud energiatõhusus	suurenenud energiatõhusus	suurenenud energiatõhusus

Kuigi algselt oli ELi eesmärgik vähendada KHG heitmeid aastaks 2050 80%-95% võrra, siis uuendatud eesmärkide kohaselt peab EL olema 2050-ndaks aastaks kliimanutraalne. Samas jätkates praeguste kliimapoliitika meetmete järgimist väheneb KHG heidete kogus aastaks 2050 vaid 60% [7]. Eesmärkideni jõudmiseks peavad EL-i liikmesriigid arendama kohalikud pikaajalsed strateegiad KHG suuremahuliseks vähendamiseks. Üleminek kliimanutraalsele ringmajandusele nõuab märkimisväärselt suuri investeeringuid nii avalikult kui erasektorilt, mille jaoks on EL eraldanud investeerimisfondi kogusummas 1 triljon € aastateks 2021-2030. Selle fondi eesmärk on toetada ettevõtteid üleminekul kliimanutraalsele majandussüsteemile [18].

1.2.1 Ülevaade EL emissioonide kauplemissüsteemist

EL heitkogustega kauplemise süsteem (*European Union Emissions Trading Scheme* – edaspidi ETS) loodi aastal 2005 ning sellel on kande roll sätestatud kliimaeesmärkide saavutamisel. ETS on nn „piira ja kauple“ süsteem (*cap-and-trade*). Süsteemi eesmärgiks on toetada EL liikmesriikide KHG heitmete piiramist [19]. ETS-i on alates selle loomisest perioodiliselt täiendatud. Ka tulevikus on planeeritud sisse viia rida täiendusi eesmärgiga antud kauplemissüsteemi sihipärasust täiustada.

ETS-i esimene faas ehk esimene kauplemisperiood kestis 2005 – 2007 aastatel ning seda on nimetatud kui süsinikuemissioonidega kauplemise õppeperioodiks. Esimeses faasis kaeti ainult energiatootjate ja energiatihedate tööstuste heitmeid, peaaegu kõik lubatud heiteühikud anti ettevõtetele tasuta ehk ettevõtteid ei pidanud neid turult ostma. Esimese faasi tulemusena saavutati süsinikuheitme hinnastamine vabal turul, üleliidune heitmeühikutega kauplemine ning töötati välja süsteemi toimimise jaoks vajalik infrastruktuur [20]. Esimeseks kauplemisperioodiks töötas iga liikmesriik välja heitkoguste riikliku jaotuskava, mille alusel eraldati käitajatele KHG-de kvoodid. Juhul kui käitaja aastane tõendatud heitkogus oli väiksem kui eraldatud kvoot, oli käitajal õigus eraldatud kvoodikoguse ja tegeliku heitkoguse vahe maha müüa [19].

ETS teine kauplemisperiood kestis aastatel 2008 – 2012, mida nimetatakse rahvusvahelise KHG-de heitkogustega kauplemissüsteemi ehk niinimetatud Kyoto protokoll järgse kauplemise esimeseks perioodiks. ETS-i teise perioodi eesmärgiks oli kauplemissüsteemi poolt kaetud süsinikuheitmete vähendamine 10% võrreldes 2005-nda aastaga [21]. Teisel perioodil vähendati lubatud emiteeritava CO₂ ülemist piirmäära 6.5% võrreldes 2005 aastaga. Tasuta lubatud heiteühikud vähenesid 90%-ni. Kauplemissüsteemile lisati ka lennundussektor. 2008-nda aasta globaalne majanduskriis tõi endaga kaasa oodatus suurema KHG heitmete vähenemise, mis omakorda viis süsiniku turuhinna alla [20].

ETS-i kolmas periood on aastatel 2013 – 2020 [17]. Alates 2013-ndast aastast energiatootjatele ei eraldata tasuta lubatud heiteühikuid, nad on kohustatud neid ostma turult v.a valitud riigid sh Eesti. Eestil oli õigus eraldada piiratud kogus tasuta lubatud heiteühikuid (edaspidi LHÜ) olemasolevatele energiatootmisüksustele ülemineku perioodi raames aastani 2019. Lisaks kehtis ka kohustus moderniseerida infrastruktuuri, investeerida niinimetatud puhtamatesse energiatootmise tehnoloogiatesse, mitmekesistada energiakasutust ning hajutada energiatarneallikad [20].

Neljas kauplemisperiood algab aastal 2021 ning kestab kuni 2030-nda aasta lõpuni. Antud perioodi eesmärgiks on vähendada ETS-i poolt kaetud valdkondade süsinikuheitmed 43% võrreldes 2005-nda aastaga, see tähendab ühes aastas väheneb seatud KHG heitmete piir 2,2% [20].

Üheks oluliseks kauplemissüsteemi muudatuseks on alates 2019-ndast aastast turustabiilsusreservi sisseviimine. Turustabiilsuse reservi eesmärgiks on vähendada kaubeldavate emissioonide kogused juhul kui neid peaks kauplemissüsteemi ülemäära lisanduma. Antud olukord võib tekkida kui näiteks üks riik vähendab tuntavalt fossiilkütustel põhinevat energiatootmist minnes üle taastuvenergia (edaspidi TE) allikatele. Tulemusena nende arvelt suureneb kauplemissüsteemis olevate lubatud heiteühikute hulk viies CO₂ turuhinna alla. Turustabiilsusreservi funktsiooniks on viia (absorbeerida) „üleliigsed“ heitmekogused reservi, hoides sellisel moel CO₂ hinna liiga madalale langemast. Kui turul olevad CO₂ kvoodid langevad teatud piirist madalamale, suunatakse reservist teatud arv heiteühikuid tagasi kauplemisturule [20].

Turu lühiaegse stabiliseerimismeetmena viidi sisse niinimetatud *back-loading*, mille raames kolmandas kauplemisfaasis aastatel 2014 - 2016 lükati edasi 900 miljoni LHÜ kauplemine kauplemisperioodi lõppu. Antud meetme eesmärk oli eelkõige vähendada CO₂ hinnavolatiilsust [20]. Kauplemisperioodi lõpus viidi antud 900 miljonit CO₂ kvooti turustabiilsusreservi ning nendega ei kaubeldud antud perioodi lõpus [22].

Vähemalt 50% kauplemisest saadavatest tuludest peavad olema suunatud liikmesriikide poolt kliima ja energiaga seotud eesmärkide saavutamisesse, mille tõendamiseks lasub liikmesriikidel aruandluskohustus. Arvestades, et 82% kauplemisest saadavatest tuludest kasutati kliima- ja energiaeesmärkidele [23], võib hinnata, et ETS täidab oma eesmärgi. Aastal 2017 oli Eesti emissioonide kauplemise tulu kokku €393 541 300, mida kasutati muu hulgas biometaanu turu arendamiseks, avaliku sektori hoonete energiatõhususe ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamiseks [24].

CO₂ hinna kujunemine avatud turul on olnud alates kauplemissüsteemi avamisest volatiilne.

Joonisel 1.4 on toodud CO₂ ajaloolised hinnad alates aastast 2008 kuni aastani 2020, kattes teise ja kolmanda kauplemisperioodi ning neljanda perioodi alguse. ETS teisel perioodil (aastatel 2008 – 2012) mõjutas CO₂ hinna globaalne finantskriis, mille tõttu vähenes muu hulgas elektrienergia tarbimine. Tulemusena nõudlus CO₂ kvootide järele vähenes ning selle turuhind langes. Antud perioodil võib täheldada ka üsna suurt CO₂ hinna kõikumist: perioodi kõrgeim hind on ligi 30 € tonn 2008-nda aasta alguses ning perioodi madalaim hind on 2012-nda aastal, kui kvoodihind langes hinnani 5 € tonn.



Joonis 1.4 CO₂ kvoodihinnad aastatel 2008 – 2020 [25]

ETS-i kolmandal perioodil viidi sisse rida reforme, mille hulgas oli niinimetatud *back-loading* mille raames viidi 900 miljonit tonni CO₂ kvote reservi aastani 2019 eesmärgiga vähendada hinnavolatiilsust. Kvote eemaldati turult aastatel 2014 - 2016 ning jooniselt on näha eelpoolmainitud ajavahemikul CO₂ hinna perioodilist tõusu. Tulemusena tõusis hind üle 8 € tonn.

Kolmanda kauplemisperioodi lõpuks antud 900 miljoni CO₂ kvootidega ei kaubeldud, vaid need liigutati turustabiilsusreservi, mis avaldas omakorda mõju CO₂ hinnatõusule perioodi lõpus [22].

2016-nda aasta alguses on täheldada hinnas langustrendi, milles mängis olulist rolli Brexiti referendum. Ühendkuningriigid on ühed suurimatest CO₂ emiteerijatest ning sellega seoses on Briti ettevõtted ühed suurimad kvootide ostjad. Ebaselgus Ühendkuningriikide lahkumise kohta Euroopa Liidu alast tekitas ebakindlust turul ning tõi endaga kaasa hinna kõikumise [26].

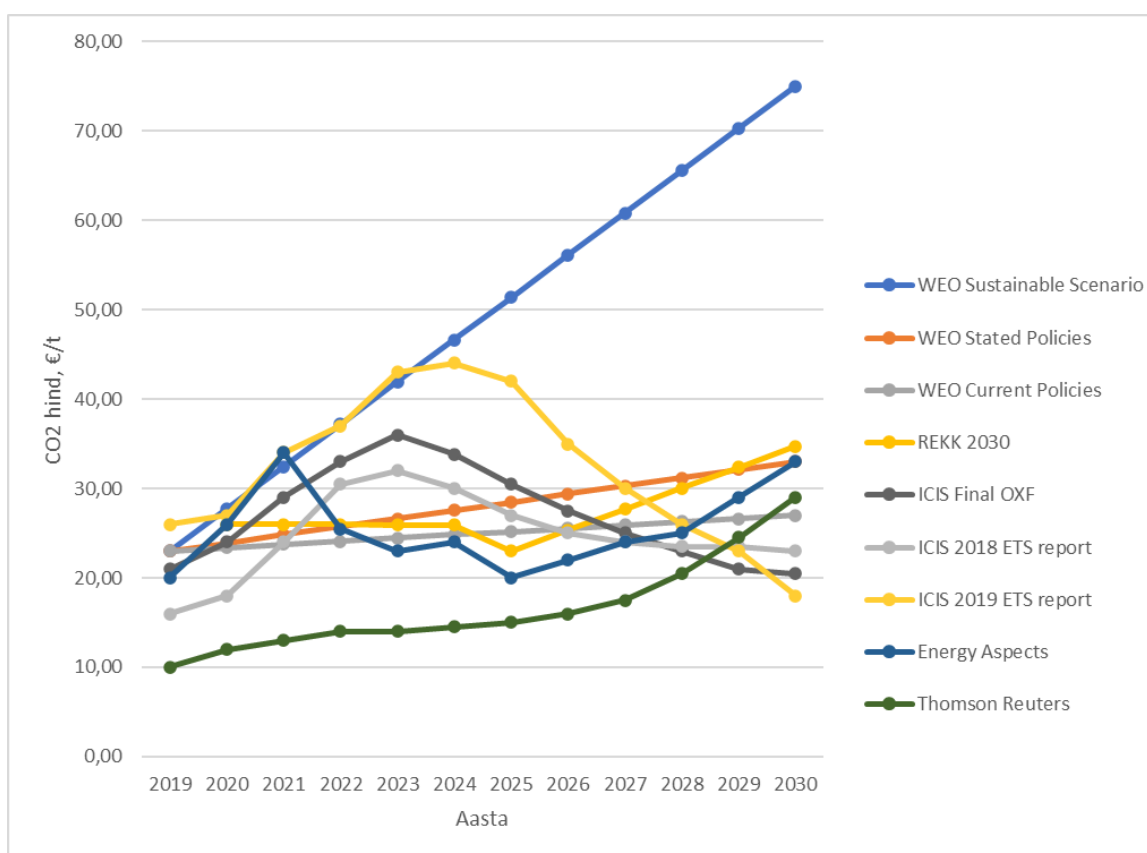
2019-nda aasta lõpus hakati rakendama turustabiilsusreservi, mille tulemusena vähendati turul saadaval olevaid CO₂ kvote [27]. Joonisel 1.3 on näha, et 2019-nda aasta lõpus hakkas ka CO₂ hind kerkima. Paljud analüütikud prognoosisid hinnatõusu jätkumist ka neljanda kauplemisperioodi alguses, kuid tavapäratult soe talv 2018/2019 ja ülemaailmne kriis seoses COVID-19 viirusega vähendasid elektrienergia nõudlust, mis viis ka KHG kvoodihinna langustrendi.

CO₂ hinda mõjutavad ka teised, ETS-i eesmärgiga osaliselt kattuvad direktiivid. Näiteks energiatõhususe direktiivi tulemusena langeb nõudlus sooja- ja elektrienergia järele. Taastuvenergia kasutuselevõtu direktiiv toob endaga kaasa süsinikutihedate energiaallikate kasutamise vähenemist. Rahvusvahelise Emissioonide Kauplemise Assotsiatsiooni poolt läbiviidud analüüsis selgus, et mõlemad nimetatud direktiivid mõjutavad kaudselt CO₂ lõpphinda ning võivad olla üheks põhjuseks, miks teise ja kolmanda kauplemisperioodi jooksul on näha madalat CO₂ kvoodihinda [28]. Võttes arvesse erinevate direktiivide ja eesmärkide kattuvust ja sellest tulenevat mõju CO₂ heitmete lõpphinnale avatud turul, on täiendavate instrumentide nagu turustabiilsusreservi rakendamine vajalik ETS-i eesmärgipärasuse hoidmisel.

CO₂ turuhind omab olulist rolli turuosaliste investeeringute planeerimisel. Energiasektoris investeeringud on väga kapitalimahukad ning pikaajalsed. Stimuleerimaks turuosaliste investeerimist TE allikatesse on oluline, et CO₂ hind oleks kõrge hoidmaks TE toodetud elektrienergia traditsiooniliste fossiilsete kütuste kõrval konkurentsivõimelisena.

Joonisel 1.4 on toodud CO₂ hinnaprognosid aastani 2030, mis on koostatud viie erineva organisatsiooni poolt (sealhulgas konsultatsioonifirmad ja uurimisasutused). Kolm hinnastsenaariumit (*WEO Sustainable Scenario*, *WEO Stated Policies*, *WEO Current Policies*) on koostatud *World Energy Outlooki* uurimuse raames. Nendest kõige ambitsioonikama stsenaariumi kohaselt (*WEO Sustainable Scenario*) on CO₂ kvoodihind aastaks 2030 umbes 75 €/tonn [29]. Riiklikust Energiaarengukavast (REKK2030) võetud stsenaariumi kohaselt tõuseb CO₂ hind aastani 2030 kuni 34,70 €-ni [8].

ICIS konsultatsioonifirma on koostanud omalt poolt rida erinevaid CO₂ hinnastenaariume, nendest on joonisel 1.5 toodud kolm. Hinnaprognosisid ICIS 2018 ETS report ja ICIS 2019 ETS report on koostatud kõigest aastase vahega, samas on joonisel näha, et nimetatud prognoosid erinevad teineteisest märkimisväärselt [26]. Sama konsultatsioonifirma poolt koostatud kolmanda prognoosi kohaselt (ICIS Final OXF) saavutab CO₂ hinnatipu aastal 2023 35 €/tonn juures langedes aastaks 2030 20,50 €/tonnini [28]. Thomson Reutersi poolt koostatud stsenaariumi trend on sarnane *WEO Stated Policies* stsenaariumile, kuid hinnatase on tunduvalt madalam. Thomson Reutersi prognoosi kohaselt järgib CO₂ hind stabiilset tõusutrendi aastani 2030 [26]. Kõige volatiilsemat prognoosi pakub Energy Aspects, mille kohaselt saavutab CO₂ tonni hind aastal 2021 34 €/tonn, langedes aastaks 2025 20 €/tonn, võttes üles kasvutrendi prognoosisperioodi lõpuni [29].



Joonis 1.5. Erinevad CO₂ hinnaprognosisid aastani 2030

Nagu ülaltoodud jooniselt on näha, ka pikaajase kogemusega tunnustatud konsultatsioonifirmad muudavad oma prognoose erinevate aastate lõikes, toetudes uuele informatsioonile. CO₂ hind on muu hulgas mõjutatav ka erinevate ettenägematute makroökonomiliste muutuste poolt (nt *Brexit*), mille tõttu võivad ka sama organisatsiooni poolt aastase vahega koostatud prognoosid teineteisest märkimisväärselt erineda, mis omakorda võib muuta pikaajaste investeeringute planeerimise ebamäärasemaks.

1.3 Eesti kliimapolitiika

EL-i energia- ja kliimakavas on kõigile liikmesriikidele sätestatud valdkondadega seotud meetmed ja eesmärgid. Eesti kliima- ja energiaga seotud eesmärgid sisalduvad erinevates valdkondlikes dokumentides nagu Kliimapolitiika põhialused aastani 2050 (KPP), Energeetika ja tööstuse valdkonna mõjude hindamine ja ENMAK 2030 [30]. Energiamaajanduse arengukava on koondatud Riiklikusse Energia Arengukavasse aastani 2030 (REKK2030).

Vastavalt ENMAK 2030 toimib aastaks 2030 Eestis vaba, toetusteta ja avatud kütuse- ja elektriturud. Taastuvatest energiaallikatest elektri tootmine moodustab 50% sisemisest elektri lõpptarbimisest ning uute taastuvelektri tootmiseseadmete rajamine toimub avatud elektrituru tingimustel ilma täiendavate siseriiklike toetusteta. Kasvuhoonegaaside heitkoguste vähenemine energiasektoris moodustab aastaks 2030 vähemalt 70% (võrreldes 1990 aastaga) ning aastaks 2050 on reaalne saavutada kasvuhoonegaaside heitkoguste vähenemine enam kui 80%. Kütusevabade energiaallikate osakaal lõpptarbimises moodustab aastal 2030 vähemalt 10%. Maksimaalne hüdroenergia potentsiaal on tänaseks kasutusel, päikeseenergia kasutus väikelahendustes suureneb prognooside järgi 100 MW võrra aastaks 2050 kattes riigi elektritarbimise vajadusest ligi 1%. Tuuleenergia võib aastal 2050 katta riigi elektritarbimise vajadusest kolmandiku [30].

Energiamaajanduse ja seda mõjutavate sektorite või valdkondade arengu rahastamine toimub mitmesugustest allikatest. Rahastamise suurimat raskust kannab erasektor, seetõttu on riigi esmaseks ülesandeks arengukava elluviimisel luua õigusaktidega ja maksupoliitikaga atraktiivne keskkond investeringuteks. Arengukava kavandatav finantseerimine riigieelarvest moodustab keskmiselt vaid 3% summaarsetest kulutustest energiamaajanduses ja seda otseselt mõjutavates sektorites [30], mis viitab asjaolule, et riiklikul tasemel eeldatakse erasektori poolt suuremahulisi investeringuid. Erasektori huvi on seotud majandusliku kasuga, ehk erasektori poolt on oodata suuremahulisi investeringuid, kui need on pikemas perspektiivis tulutoovad. Siinkohal võib kujuneda muu hulgas määravaks ka CO₂ kvoodi turuhind, mis mõjutab erinevate energiatootmisvõimsuste turule pääsemist.

Madala CO₂ kvoodihinna juures võib tekkida olukord, kus riik peab KHG vähendamise liikumise suunas tegema omalt poolt täiendavaid investeringuid puhtamatesse energiatootmisvõimsustesse saavutamaks kliimaneutraalsusega seotud eesmärgid. Samas, madalama CO₂ hinna juures võib riigi rahastused kujuneda piiratuks, sest taastuvenergiaallikatesse investeerimisel on üheks rahastusallikaks EL heitkogustega kauplemise süsteemi tulud.

Kauplemissüsteemi tulud on omakorda sõltuvad kvootidega kauplemise tuludest, mis võivad muutuda proportsionaalselt CO₂ hinnaga [30].

2019-nda aasta lõpus esitas Eesti Vabariigi valitsus Euroopa Komisjonile REKK2030 dokumendi. Antud dokumendis oli kajastatud, et Eesti eesmärgiks on vähendada aastaks 2050 80% kasvuhoonegaasi heitmed, seal hulgas 70% aastaks 2030. Taastuenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest peab olema aastal 2030 vähemalt 42%, taastuvelektri osakaal peab olema 4,3 TWh (aastal 2018 oli see 1,8 TWh). Lisaks on mainitud primaarenergia tarbimise vähenemine kuni 14%, mis on võimalik muu hulgas seoses põlevkivitööstuse uuendustega. Muu hulgas on prioriteedina ära mainitud energiajulgeoleku tagamine hoides imporditud energiast sõltuvuse määra võimalikult madalal: hoitakse kohalike kütuste kasutust võimalikult kõrgel (seal hulgas suurendatakse kütusevabade energiaallikate kasutust), rakendatakse biometaanitootmist ja kasutuse potentsiaali. REKK2030 eesmärkide ja poliitikasuundade täitmiseks on välja töötatud kokku 71 meetet, neist 13 on energeetika valdkonnas [8].

Nii ENMAK2030 kui REKK2030 visioonid on võrreldes EL-i poolt sätestatud eesmärkidega tagasihoidlikumad KHG vähendamise seotud eesmärgid. SEI Tallinna poolt läbi viidud kliimaambitsiooni tõstmise võimalikkuse uuringus oli analüüsitud Eesti Vabariigi võimalust minna üle kliimanetraalsele tulevikule, kus aastaks 2050 ei tekiks Eestis enam üldse KHG heitmeid. Kliimanetraalse Eestini jõudmine aastaks 2050 on kõigi valdkondade (nii era-, avaliku kui mittetulundussektori) panustamisel analüüsitud meetmete laiaulatusliku rakendamise korral võimalik ning strateegiliselt tarkade investeeringute korral potentsiaalselt pikaajaliselt tulutoov [4].

Mida kaugemale lükata strateegiliselt olulised otsused ning meetmete rakendamisega alustamine, seda keerukamaks ja kallimaks kujuneb kliimanetraalsuse eesmärgi ja üldise KHG heite ulatusliku vähendamise saavutamine. Kliimanetraalsuse eesmärgi poole liikumine eeldab palju kiiremat ja ulatuslikumat investeerimist energiatõhususse ja taastuenergia kasutuselevõttu, kui on hetkel planeeritud. Väga oluliselt mõjutab investeeringute mahtu kliimanetraalsuse stsenaariumi aluseks olnud eeldus, et ka aastal 2050 suudab Eesti tagada suurema osa nõudlusest kodumaise energiatootmisega. Kui eeldada suuremahulist elektrienergia importi, siis väheneks investeeinguvajaduse maht ca 30-50%. Perioodil 2021-2030 tuleb fookuseerida kuluefektiivsematele meetmetele võtmevaldkondades, sh viia elektri- ja soojatootmine olulisel määral üle taastuvatele energiaallikatele ning märgatavalt kasvatada väikese KHG heitega/kliimanetraalsete energiakandjate osakaalu transpordis [4].

SEI Tallinna uuringu põhjal lõviosa investeeringutest tuleb erasektorist, kuid elektrienergia tootmisega seotud meetmed pole modelleeritud avatud turu seisukohast ega pole analüüsitud meetmete tundlikkust CO₂ hinnavolatiilsusele [4].

1.3.1 Kliimaneutraalsuse saavutamise meetmed

SEI Tallinna kliimaneutraalsuse ambitsiooni tõstmise uuringus analüüsitakse kokku 55 meetet, millest 19 on energeetikasektoris ehk energiatootmise või ülekandmisega seotud meetmed. Arvestades, et lõviosa kasvuhoonegaasidest tuleb energiasektorist, võib eeldada, et nende meetmete rakendamisel saab vähendada Eesti CO₂ emissioone märgatavalt. Nendest meetmetest koostati stsenaarium, mille korral on võimalik jõuda kliimaneutraalsuseni aastaks 2050. Meetmed olid kokku kogutud erinevatest allikatest, sh ENMAK2030, KPP meetmed ja Finantsakadeemia OÜ Jagatud kohustuse-teemalisest tööst.

Analüüsitavad meetmed on jaotatud kolme kategooriasse vastavalt nende teostamise võimalikkusele. Esimesse kategooriasse kuuluvate meetmete mõju detailsusaste on hinnatud väga heaks, mis tähendab, et nende positiivne mõju on teada meetmete rakendamise hetkel. Teise kategooriasse kuuluvate meetmete hindamiseks on andmed rahuldaval tasemel saadaval, kuid meetmete rakendamisel on vajalikud täiendavad uuringud. Kolmandasse kategooriasse kuuluvad meetmed pole veel tehnoloogiliselt küpsed. Nende hulka kuuluvad erinevad innovatsiooniprojektid (näiteks moodulreaktorid ja süsiniku püüdmistehnoloogiad (CCS)), nende hindamiseks on puudu alusuuringud, kuid nende rakendamist tasub teiste hulgas siiski kaaluda [4]. Koondatud meetmete rakendamisel on vastavalt SEI Tallinna poolt koostatud uuringule energiasektorist tulenev CO₂ heide praktiliselt nullilähedane.

Käesoleva lõputöö raames valiti välja 5 elektritootmisega seotud meetet, mida modelleeritakse Balmorel mudeliga erinevate CO₂ hinnaprognoside juures. Modelleeritavad meetmed võivad avaldada olulist mõju elektriturule, seal hulgas teiste tootmisvõimsuste turuosasid. Lisaks on Eesti tootmisportfell, kui osa suuremast avatud elektrituru piirkonnast, mõjutatav välise turu poolt ning seetõttu on uute tootmisvõimsuste turuletulemist vajalik analüüsida laiemas piirkondlikus kontekstis.

Analüüsi eesmärgiks on uurida rakendatavate meetmete tundlikkust CO₂ turuhinnale ning anda hinnang meetmete rakendatavuse tõenäosusele erasektori poolt. Liiga madala CO₂ hinna juures ei pruugi TE allikatesse investeerimine olla erasektorile atraktiivne. See tähendab, et riigil võib tekkida vajadus suurendada avaliku sektori investeeringuid kliimaneutraalsusega seotud meetmetesse.

Tabelis 1.3 on toodud Balmoreli mudeliga modelleeritavad meetmed, nende rakendamise periood ja tegevuse tulemus aastaks 2050. Meetmed En01 ja En03 kuuluvad teostamise poolest esimesse kategooriasse, mis tähendab, et nende ellu viimiseks on piisavalt uuringuid ja informatsiooni nende koheseks rakendamiseks. Meetmete En02 ja En04 pikaajsete mõjude hindamiseks on andmed rahuldavalt saadaval ning meetme En11 analüüsi jaoks on vaja teha veel lisaks alusuuringuid.

Tabel 1.3. Balmoreli mudeliga modelleeritavate meetmete ülevaade

Meetme kategooria	Number	Kirjeldus	Rakendamise periood	Tegevuse tulemus aastaks 2050
1	En01	Päikeseenergia osakaalu suurendamine elektritootmises	2020-2050	677 MW paigaldatud päikeselektrijaamasid
2	En02	Meretuuleparkides toodetud elektri osakaalu suurendamine elektritootmises	2025 - 2030	1300MW paigaldatud meretuuleparkide võimsus
1	En03	Maismaatuuleparkides toodetud elektri osakaalu suurendamine elektritootmises	2020-2050	500 MW paigaldatud maismaatuuleparkide võimsus
2	En04	Hüdropumpjaamad	2020 -2030	500 MW paigaldatud pump-hüdroakumulatsiooni jaamade võimsus
3	En11	Väikeste moodulreaktorite rajamine	2028 - 2040	600 MW paigaldatud väikeseid moodulreaktoreid

Kõigi meetmete rakendamine jääb vahemikku 2020 – 2030, sest nende hilisem rakendamine võib kujuneda tunduvalt kallimaks. Esmajärjekorras tasub investeerida sellistesse tehnoloogiatesse, mille kohta on piisavalt alusuuringuid teostatud, eelkõige päikeseenergia ja tuuleenergia osakaalu suurendamisesse. Samuti oleks perspektiivikas investeerida hüdropumpjaamadesse, mis saaksid toimida liigse päikese ja tuuleenergia salvestina. Meretuuleparkidesse investeeringud võiksid jääda järgmise kümnendi teise poole sisse, mis annaks võimaluse teostada piisavas koguses alusuuringuid. Väikeste moodulreaktorite rakendamise algus on jäetud järgmise kümnendi lõpu poole, kuna antud valdkond nõuab suuremahulisi uuringuid ning muu hulgas ka laiemat avalikkuse kaasamist nende rakendamise diskussiooni [4].

Perioodil 2020 - 2030 kujuneb vajalikuks teiste perioodidega võrreldes oluliselt suurem investeeringute maht. Kuna energiakandjate süsinikumahukuse vähendamine on pikaajaline protsess, peaks seotud tegevused algama perioodi 2020 - 2050 alguses [4].

2. BALMOREL MUDEL JA ANDMED

Käesolevas peatükis antakse ülevaade Balmoreli tehnilisest kirjeldusest. Seejärel antakse ülevaade modelleerimise olulisematest sisendandmetest.

2.1 Tehniline kirjeldus

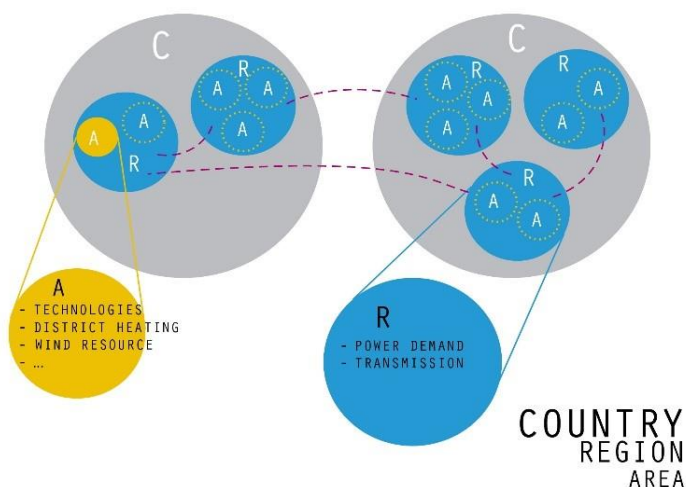
Balmorel on 2001 aastal energiasüsteemide modelleerimiseks ja analüüsimiseks välja töötatud mudel, mille rõhk on elektrisüsteemi ja elektri- ja soojuse koostootmissektoritel [31]. Balmorel on GAMS (*General Algebraic Modelling System*) programmeerimiskeeles ning on lineaarprogrammeerimisel töötav mudel. Antud mudel töötati välja Läänemere äärsete riikide energiasüsteemide modelleerimiseks. Mudel põhineb vabavaral ja seda on seda võimalik edaspidi täiustada ning ajas muutuvale turuolukorrale kohandada (nt lisades innovaatilisi energiatootmise- või salvestamise võimalusi) [32].

Mudeli matemaatiline toimimine põhineb lineaarprogrammeerimise põhimõttel. Balmoreli üks olulisemaid komponente on sihifunktsioon, mis on defineerib süsteemi kogukulud (sh kulud kütustele, erinevad maksud ja tasud, kulud elektri jaamade käitamisele). Mudeldamise käigus Balmorel minimeerib sihifunktsiooni väärtust, ehk leiab majanduslikult kõige odavama lahendi, mille korral süsteem on energiaga varustatud. Vajadusel rajab mudel ise uusi tootmisvõimsusi süsteemi elektrienergia varustamiseks rakendades oma otsuses majanduslikult kõige optimaalsema lahendi. [32]

Mudeli olulisemad sisendid on elektrienergia ja soojuse tootmise võimsused ja tehnoloogiate tehnilised parameetrid, ülekandevõimsused, opereerimisega seotud kulud nagu kütuse hinnad, heitmete hinnad ja maksud, tarbimisandmed, kasutatavad tehnoloogiat ja nendega seotud investeerimiskulud. Mudeli tulemusena on võimalik kasutajal uurida erinevate tootmisüksuste poolt toodetav energia, kütuse kasutust, elektrituru hindasid, heitmeid, investeeringukulud jpm. [32]

Joonisel 2.1. on toodud, kuidas Balmorelis on kujutatud elektrisüsteemi mitmel tasandil geograafiliste piirkondadena. Kõige suurem geograafiline tasand on riik (*Country*), millest järgmine on hinnapiirkond (*Region*). Hinnapiirkonnas on määratud elektrienergia tarbimised ning ülekandevõimsused, mille tulemusena on üheks mudeli väljundiks erinevate hinnapiirkondade elektrienergia hinnad. Hinnapiirkonnad on jagatud omakorda alampiirkondadeks (*Area*). Alampiirkonnaga on seotud erinevad elektritootmise tehnoloogiad, kaugküttesoojuse tarbimised,

tuuleressurssid jpm. Näiteks saab alampiirkonnas siduda tuulegeneraatoriga kindla piirkonna, mis määrab antud piirkonnas olevat tuuleressurssi ja koos sellega mõjutab tuuliku toodangut [32].



Joonis 2.1 Balmoreli mudeli geograafia ülesehitus

Balmoreliga on võimalik teostada simulatsioon nii tunnipõhiselt kui ka üksikute aastate kaupa pikema ajahorisondi kohta. Antud töös modelleeritakse stsenaariumit üksikute aastate kohta (2019, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 ja 2050), millega kaasnevad ka teatud lihtsustused mudeli arvutustes. See tähendab, et kui mudel teostab analüüsi kindla aasta kohta ning teostab investeringuotsuse uutesse elektritootmisvõimsustesse, siis antud otsus teostatakse sama aasta modelleerimistulemuste põhjal. Mudel eeldab ideaalsed vabaturgu, kus on ideaalne konkurents.

Mudeli matemaatilisteks piiranguteks on elektrienergia tootmise ja tarbimisega seotud info, elektrijaamade talitlused ja ülekandevõimsust reguleerivad seoses. Muude piirangute ja lihtsustuste hulgas ei kajastata mudelis elektrivõrgu tehnilisi parameetreid, elektrituru hinnapiirkonna elektrienergiavooge ka ei vaadelda [32].

Käesoleva töö raames teostati lihtsustatud majanduslik analüüs, et hinnata erinevate meetmestsenaariumite rakendamise kulutõhusust. Lähteandmeteks võeti Balmoreli kalkuleeritud elektrienergia toodangust saadav tulu, hinnangulised investeringud ja hoolduskulud. Hüdroakumulatsiooni jaama analüüsis arvestati juurde ka elektrienergia ostuhing.

Saadava tulu sisse ei arvestata võimalike saadavaid toetusi, tänu millele investori poolt kulutused investeringutesse langevad. Lisaks ei arvestata teiste kuludega nagu tööjõukulu jms muutuvkulud. Päikesepaneelide, mere- ja maismaatuuleparkide investeringute arvutamisel võeti aluseks Balmoreli mudelis olevad investeringusummad. Nende juures on arvestatud tehnoloogia

odavnemisega ajas. Hüdropumpjaamade ja moodulreaktorite investeeringute suurustel lähtuti ekspertide hinnangust. Moodulreaktorite hoolduskuludesse ei arvestata jäätmekäitlusega seotuid kulusid.

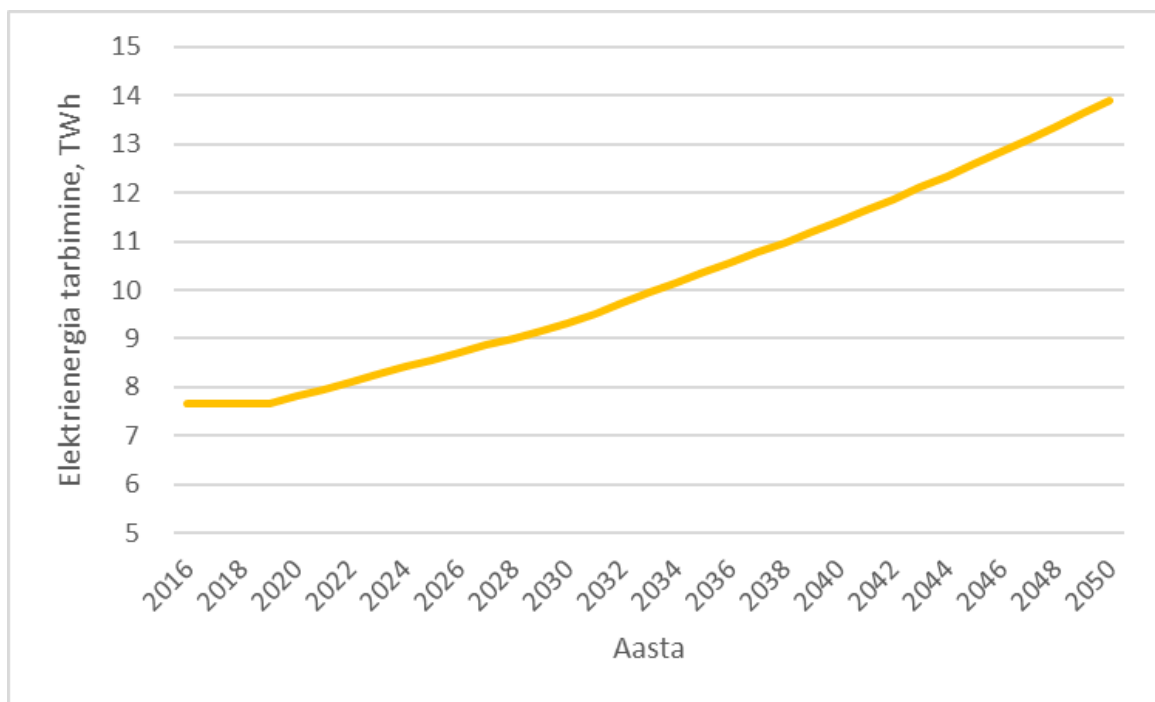
2.2 Sisendandmed

Käesolevas töös on võetud aluseks Balmorel mudelis olemasolevad sisendandmed (elektrienergia ja soojuse tootmise võimsused ja tehnoloogiate tehnilised parameetrid, ülekandevõimsused, opereerimisega seotud kulud, kasutatavad tehnoloogiat ja nendega seotud investeerimiskulud jt) järgmiste riikide kohta: Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Poola, Saksamaa.

Manuaalselt on sisestatud järgmised andmed: mudelis kajastatud riikide tarbimisandmed aastani 2050, CO₂ hinnaproгноosid erinevate hinnastsenaariumite juures ja rakendatavate meetmetega kaasnevad tootmisvõimsused.

2.2.1 Eesti elektrienergia tarbimine

Mudel arvestab modelleeritava piirkonna energiatarbimise suurenemisega aastani 2050. Käesoleva analüüsi tarbimisandmete sisendi aluseks võeti ENSTO-E poolt 2018-ndal aastal koostatud tarbimisproгноosid 2030-nda ja 2040-nda aasta kohta [33]. Vahepealsed tarbimised interpoleeriti ning prognoosiperioodi lõpuni arvestati tarbimise lineaarset suurenemist. Tarbimisproгноosid sisestati järgmiste riikide kohta: Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Poola, Saksamaa, Belgia, Holland, Prantsusmaa. Eesti tarbimisandmed on toodud joonisel 2.2.



Joonis 2.2 Eesti elektrienergia tarbimisprognosis aastani 2050, TWh

Kuna ENSTO-E prognoosid koostati 2018-ndal aastal, ei osatud koostamise hetkel arvestada 2018/2019 aasta sooja talvega ning 2020 aasta ülemaailmse kriisiga, mis viis tarbimise mõnevõrra alla. Selle tõttu on näha joonisel 2.2 tarbimises stabiilset tõusu. Kuna aasta 2020 ei modelleerita, siis ei oma see tulemustele olulist mõju.

Balmoreli mudel teostab kalkulatsioone ainult simuleeritavate aastate kohta. Simuleeritavate aastate tarbimisandmed on toodud tabelis 2.1.

Tabel 2.1 Balmoreli sisestatud Eesti elektrienergia tarbimisprognosis modelleeritavate aastate kohta

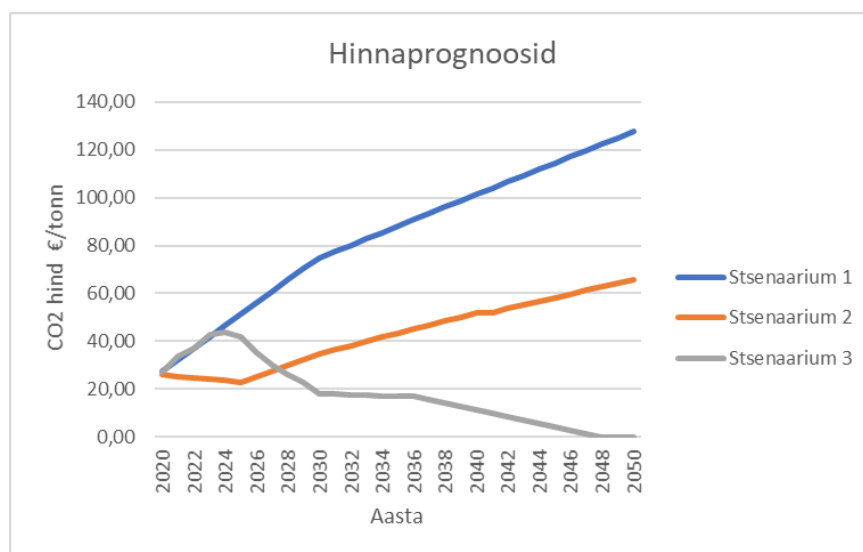
Aasta	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tarbimine, MWh	7 664 000	8 560 462	9 307 514	10 356 657	11 405 800	12 592 924	13 903 606

2.2.2 CO₂ hinnastenaariumid

Meetmete analüüsimiseks koostatakse kolm CO₂ hinnaprognosis aastani 2050. Hinnastenaariumite koostamise aluseks võeti erinevatest kirjandusallikatest koondatud hinnaprognosis aastani 2030 (vt ptk 1.2.1 joonis 1.4). Hinnaprognosiside valikul lähtuti eelkõige eesmärgist kombata CO₂ hinna ekstreemseid piire (väga kallis ja väga odav hind). Lisaks valiti üks hinnaprognosis, mis langeks kahe ekstreemse hinna vahele. Antud lähenemine annab laiemat ülevaadet investeeringute kasumilikkusest/kahjumilikkusest.

Joonisel 1.4 toodud hinnaprognosiside seast valiti välja kolm stsenaariumi, mida täiendati aastani 2050:

- Stsenaarium 1: antud stsenaariumi aluseks võeti *WEO Sustainable Scenario*, vastavalt millele on kvoodihind aastaks 2050 €127,5 eurot. Puuduvad vahepealsed andmed interpoleeriti (vt Joonis 2.3).
- Stsenaarium 3: aluseks on võetud ICISE poolt 2019-ndal aastal koostatud hinnaststsenaarium, vastavalt millele on CO₂ hind langustrendis ning saavutab aastaks 2030 hinna 18 €/tonn. Ekstrapoleerides aastani 2050 kujuneb antud stsenaariumi põhjal CO₂ hinnaks 0€/tonn.
- Stsenaarium 2: aluseks valiti võrreldes kahe ülaltoodud stsenaariumiga keskmine hinnaprognos. Selleks valiti REKK2030 kasutatav CO₂ hinnaprognos, mille kohaselt on CO₂ hind aastaks 2040 51,70 €/tonn. Ekstrapoleerides kujuneb antud stsenaariumi põhjal CO₂ hinnaks aastal 2050 65,86 €/tonn.



Joonis 2.3 Modelleeritavad CO₂ hinnaststsenaariumid aastani 2050

Balmoreli mudel teostab kalkulatsioone ainult simuleeritavate aastate kohta (2019, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 ja 2050). Seega on mudeli sisendandmetena vajalik sisestada CO₂ hinnad ainult nimetatud aastate kohta, mis on toodud tabelis 2.2. 2019 aasta hinnaks võeti vastava aasta keskmine hind [34].

Tabel 2.2 Balmoreli sisestatavad CO₂ hinnaprognosisid modelleeritavate aastate kaupa, €/t

Aasta	Stsenaarium 1	Stsenaarium 2	Stsenaarium 3
2019	23,01	23,01	23,01
2025	51,37	23,00	42,00
2030	75,00	34,70	18,00
2035	88,13	43,50	17,00
2040	101,25	51,70	11,23
2045	114,38	58,20	4,09
2050	127,50	65,86	0,00

2.2.3 Meetmestsenaariumid

Käesolevas töös analüüsitakse kokku viis elektrituruga seotud meetet: päikeseenergia osakaalu suurendamise meede, tuuleenergia osakaalu suurendamise meede (maismaatuulepargid ja meretuulepargid), hüdropumpjaamade ehituse ja moodulreaktorite rajamise meede. Nimetatud meetmete rakendamise analüüsimiseks koostatakse meetmestsenaariumid. Meetmestsenaariumiks nimetatakse antud töö raames turule täiendavate tootmisvõimsuste lisandumist prognoosi perioodil aastatel 2020 – 2050, mis on toodud tabelis 2.3. Vastavalt SEI Tallinna poolt läbiviidud analüüsile alustatakse meetmete rakendamist aastal 2020 ning selle tõttu 2019 kõigi meetmete puhul lisanduvad tootmisvõimsused puuduvad [4].

Tabel 2.3 Balmoreli mudelisse lisatavad täiendavad tootmisvõimsused, MW

Meetme nimetus	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Päikesepaneelid	0	135	248	361	474	587	677
Maismaa tuulepark	0	96	177	274	338	419	483
Meretuulepark	0	216	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
Hüdropumpjaam	0	250	500	500	500	500	500
Moodulreaktorid	0	0	55	327	600	600	600

Päikesepaneelide ja maismaa tuuleparkide võimsused lisatakse mudelis juba olemasolevatele tootmisvõimsustele. Hüdropumpjaamasid, meretuuleparke ja moodulreaktorite võimsuseid eelnevalt mudelis ei ole, nende puhul lisatakse uued tootmisvõimsused Eesti elektrienergia tootmisportfelli. Tabelisse 2.4 on koondatud kõik mudelisse lisatavad summaarsed tootmisvõimsused.

Tabel 2.4 Modelleerimisel lisatavad tootmisvõimsused koos mudelis olemasolevate võimsustega

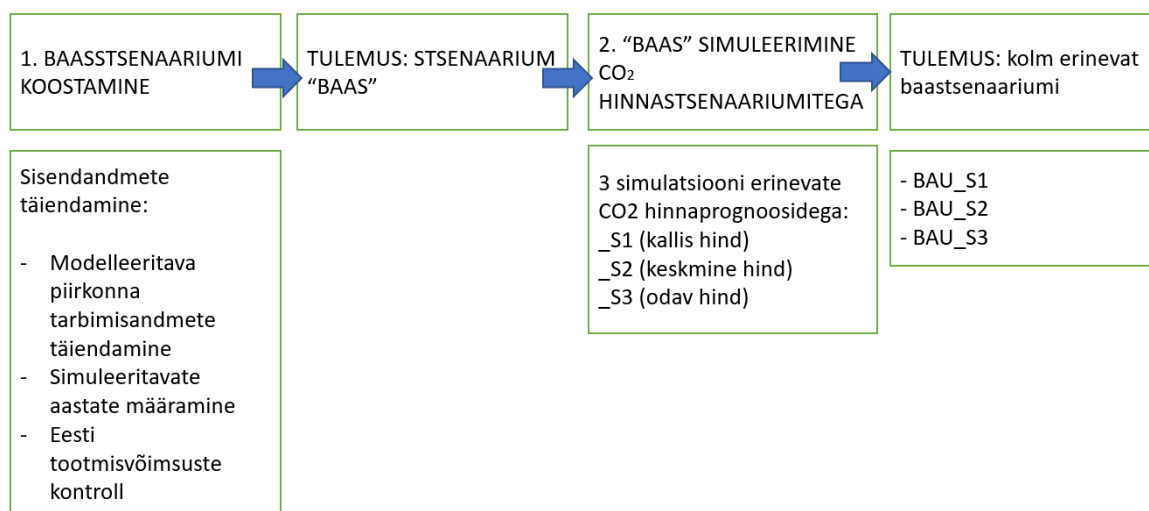
Meetme nimetus	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Päikesepaneelid, MW	52	188	301	411	474	587	677
Maismaa tuulepark, MW	320	567	576	673	339	419	484
Meretuulepark, MW	0	217	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
Hüdropumpjaam, MWh	0	2 350	4 700	4 700	4 700	4 700	4 700
Moodullreaktorid, MW	0	0	55	327	600	600	600

2.3 Mudeli kasutamise etapid

Mudeli kasutamise olulisemateks sammudeks on:

- Baasstsenaariumi koostamine;
- baasstsenaariumi simuleerimine kolme CO₂ hinnastsenaariumi korral;
- meetmestsenaariumite koostamine, andmete sisestamine;
- meetmestsenaariumite simuleerimine erinevate CO₂ hinnastsenaariumite korral;
- Tulemuste koondamine ja võrdlus.

Järgmisena on täpsemalt kirjeldatud mudeli kasutamise sammud koos toetavate joonistega. Mudeli kasutamise esimesed etapid on toodud joonisel 2.4.



Joonis 2.4 Balmorel kasutamise etapid ja kolme CO₂ baasstsenaariumi koostamine

1. Baasstsenaariumi koostamine

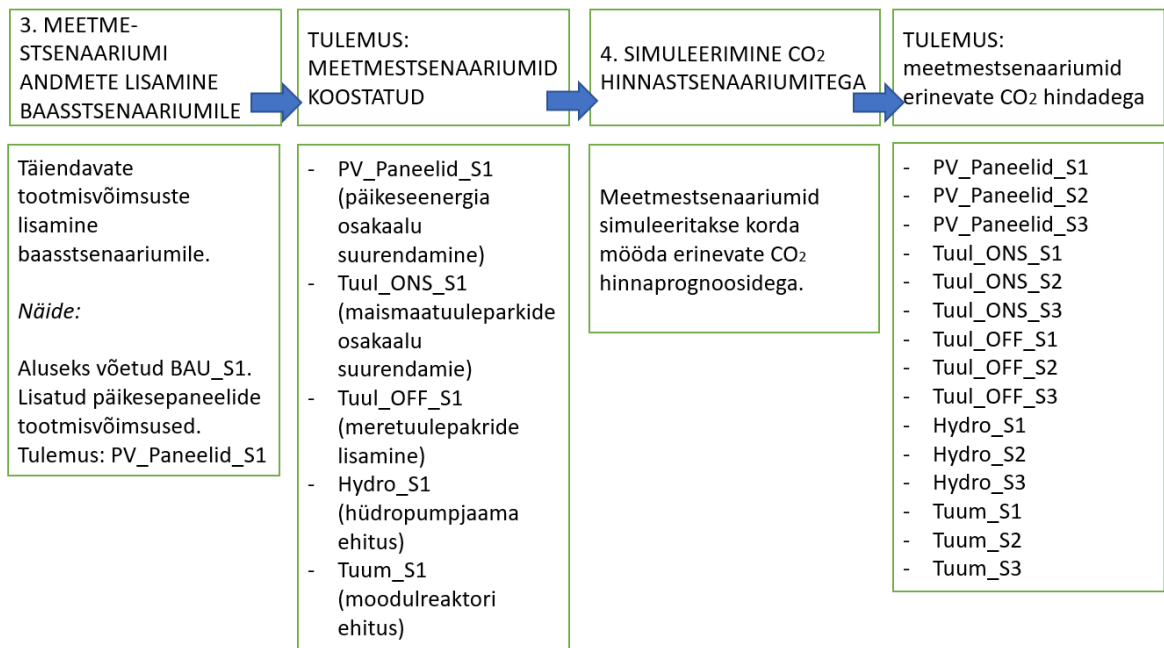
Modelleeritavate meetmete analüüsimiseks koostatakse kõigepealt baasstsenaarium. Baasstsenaariumi puhul sisestatakse mudeli sisend-tabelisse kõigi modelleeritava piirkonna riikide tarbimisprognoosid: Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Poola ja Saksamaa. Eesti tarbimisprognoosid aastani 2050 on toodud peatükis 2.2.1).

Järgmisena määratakse ära, milliste aastate kohta teostatakse simulatsioonid. Käesoleva töö raames valiti simuleeritavateks aastateks 2019, 2025, 2030, 2035, 2045 ja 2050.

Baasstsenaariumi koostamisel võetakse aluseks mudeli sisendandmete tabelis olemasolevad tootmisvõimsused. Eesti tootmisvõimsuste juures lõpetatakse aastast 2030 suures mahus põlevkivist elektrienergia tootmine. Kui aastal 2019 on põlevkivil töötavaid elektritootmisvõimsusi 2052,5 MW ulatuses, siis aastaks 2030 on need langenud 710 MW-le ning 2050 aastaks 274 MW-le. Ainus põlevkivi kasutatav tootmisvõimsus aastal 2050 on Auvere Elektriijaam. TE-I põhinevatest tootmisüksustes on baasstsenaariumis toodud päikese elektriijaamad, tuuleelektriijaamad ja ka puidupõhist biomassi kasutatavad tootmisvõimsused. Päikeseenergia ja tuuleenergia installeeritud võimsused on aastatel 2030 vastavalt 52 MW ning 399 MW. Aastaks 2050 langeb mõlema võimsus 0 MW-le. Puidupõhist biomassi kasutatavate tootmisüksuste summaarne võimsus on aastal 2030 1410,8 MW ning aastaks 2050 langeb see vähemal määral 1301 MW-ni.

2. Baasstsenaariumi simuleerimine kolme CO₂ hinnastsenaariumi korral

Baasstsenaarium simuleeritakse kolme CO₂ hinnastsenaariumi juures, mis on toodud peatükis 2.2.2. Tulemuseks on kolm baasstsenaariumi: BAU_S1, BAU_S2 ja BAU_S3. Simulatsiooni tulemusena on näha milliseid tootmisvõimsusi rajatakse ideaalse konkurentsiga vabas turuolukorras. Baasstsenaariumi tulemused on meetmestsenaariumite tulemuste analüüsi aluseks.



Joonis 2.5 Balmorel kasutamise etapid: meetmestsenaariumite koostamine ja kolme CO₂ hinnaprognosiga simuleerimine

3. Järgmisena koostatakse meetmestsenaariumid – iga meetme analüüsiks koostatakse eraldi stsenaarium, mida simuleeritakse kolme CO₂ hinnastsenaariumi juures.

a. Meetme rakendamisel täiendavate tootmisvõimsuste lähteandmetesse lisamine

Sisendandmete tootmisvõimsuste tabelisse lisatakse simuleeritava meetmestsenaariumi tootmisvõimsused (vt ptk 2.2.3). Päikeseenergia osakaalu suurendamise ja maismaatuuleparkide suurendamise meetmestsenaariumite puhul lisatakse täiendavad tootmisvõimsused mudeli sisendandmetes eelnevalt olemasolevatele tootmisvõimsustele.

Moodulreaktori meetmestsenaariumi puhul lisatakse Eesti elektri tootmisportfelli täiendav tootmisvõimsus. Täiendav tootmisvõimsus lisatakse ka meretuuleparkide meetmestsenaariumite juures, kusjuures antud meetme juures on määratakse õige piirkond (*Area*), sest mudel arvestab simulatsiooni teostamisel erinevate piirkondade puhul erineva tuuleressurssiga (nt avamerel on tuuleressurssi rohkem kui maismaal).

Hüdroakumulatsioonijaama meetmestsenaariumi puhul luuakse kõigepealt uus elektri tootmistehnoloogia, sest sobivate parameetritega pumphüdrojaama olemasolevate tehnoloogiate seas ei ole. Uue tehnoloogia lisamisel määratakse uuele hüdroakumulatsioonijaamade kasuteguriks

0,8. Seejärel lisatakse elektritootmisvõimsuste portfelli uus hüdroakumulatsioonijaam. Jaamade suurus lisatakse erinevalt teistest tootmistest MWh-des (vt tabel 2.4).

4. Meetmestsenaariumite simuleerimine erinevate CO₂ hindade korral

Järgmisena simuleeritakse meetmestsenaariumid erinevate CO₂ hindade korral.

5. Tulemuste koondamine ja võrdlus

Iga CO₂ hinnastsenaariumi juures koondatakse kõik analüüsitud meetmestsenaariumite tulemused ning teostatakse nende võrdlus omavahel ja baasstsenaariumiga. Lisaks rakendatavate meetmete osakaalule koguelektritootmisest vaadeldakse elektrihinna muutust, summaarseid CO₂ heitmeid ning meetmete rakendamisel elektrienergia müügist saadavat tulu, mis on sisendiks antud töö raames teostatavale lihtsustatud majandusanalüüsile.

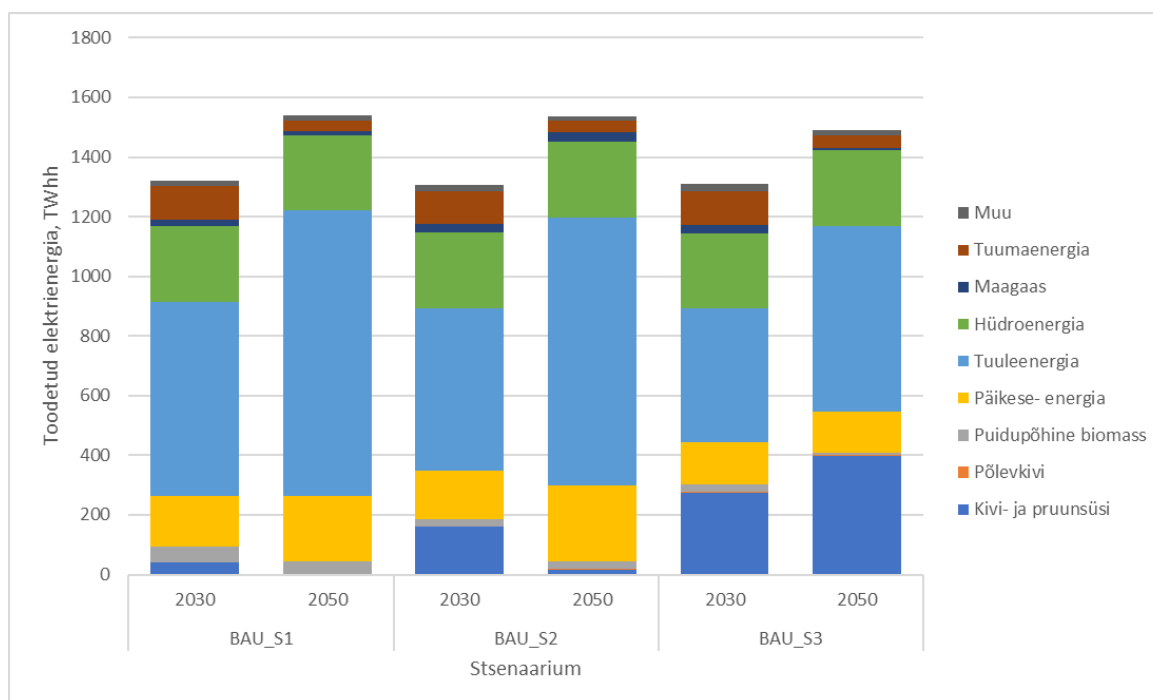
3. MODELLEERIMISE TULEMUS JA ANALÜÜS

Käesolevad peatükis antakse ülevaade Balmorel mudeliga modelleeritud meetmestsenaariumitest. Lisaks teostatakse meetmete rakendamise lihtsustatud majandusanalüüs.

3.1 Baasstsenaariumi tulemuste kirjeldus

Joonisel 3.1 on toodud kogu modelleeritud piirkonna baasstsenaariumite tulemused. Joonisel on näidatud elektrienergia toodangud kütuseliigi põhisel 2030-nda ja 2050-nda aasta kohta.

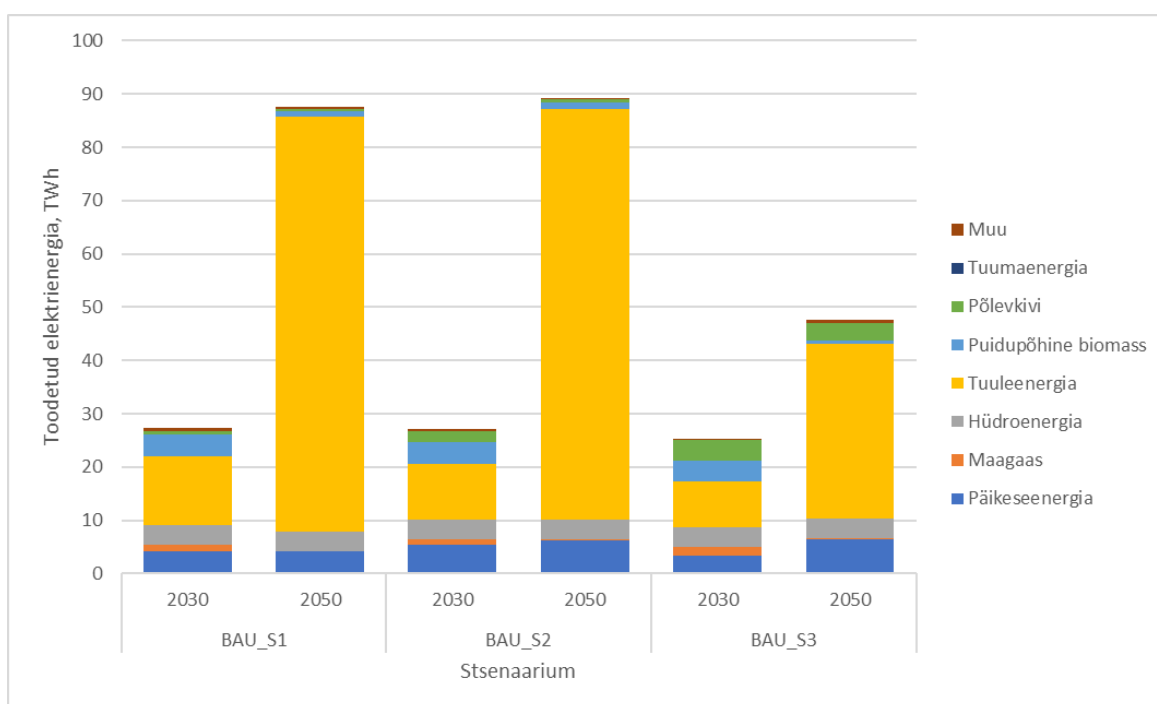
Modelleeritavas piirkonnas toodetakse 2030-ndal aastal kuni 1300 TWh ja 2050-ndal aastal kuni 1550 TWh elektrienergiat. Esimene baasstsenaarium (BAU_S1), mis on simuleeritud kõige kallima CO₂ korral (75 €/tonn 2030-ndal aastal ja 127 €/tonn 2050-ndal aastal) on näha küllaltki kõrget TE allikate osakaalu, eelkõige tuuleenergiat, mille toodangus on näha suurt kasvu prognoosiperioodi lõpuks. Kui 2030-ndal aastal on näha veel mingil määra fossiilsetel kütustel põhinevat elektrienergiat (kivisöest ja pruunsöest toodetud elektrienergia), siis prognoosiperioodi lõpuks on see kalli kvoodihinna tõttu avatud turu tingimustes konkurentsist väljas.



Joonis 3.1 Baasstsenaariumite simuleerimise tulemused kogu modelleeritava piirkonna kohta: elektritoodang kütuseliigi põhisel 2030-ndal ja 2050-ndal aastal

Joonisel 3.1 on toodud keskmise CO₂ hinnaga (35 €/tonn 2030-ndal aastal ja 66 €/tonn 2050-ndal aastal) simuleeritud baasstsenaarium (BAU_S2). Võrreldes BAU_S1-ga on antud simulatsiooni juures näha kõrgemat fossiilsetel kütustel põhinevat elektritootmist (kivi- ja pruunsüsi). Võrreldes

omavahel BAU_S1 2030-ndal aastal ja BAU_S2 2050-ndal aastal kivi- ja pruunsöest toodetud elektrienergiat on näha, et esimesel juhul pääseb 2030-ndal aastal kivi- ja pruunsöest toodetud elektrienergia turule suuremas mahus kui odavamaga CO₂ hinnaga 2050-ndal aastal. Antud asjaolu võib olla tingitud sellest, et mudel arvestab prognoosiperioodi lõpuks tehnoloogiamaksumuse odavnemisega. Antud juhul on prognoosiperioodi lõpuks tuuleenergiasse investeerimine hinna poolest piisavalt konkurentsivõimeline, et pääseda võrreldes fossiilsete kütustega suuremas mahus turule. Joonisel on näha, madalama CO₂ hinnaga (18 €/tonn 2030 ja 0 €/tonn 2050 a) on fossiilsetest kütustest toodetud elektrienergia turul suuremas mahus. Kõikide stsenaariumite korral on põhiliseks TE allikaks tuuleenergia, mis pääseb võrreldes teistega (päike, hüdro, puidupõhine biomass) suuremas mahus turule ka äärmuslikult madala CO₂ kvoodihinna korral.

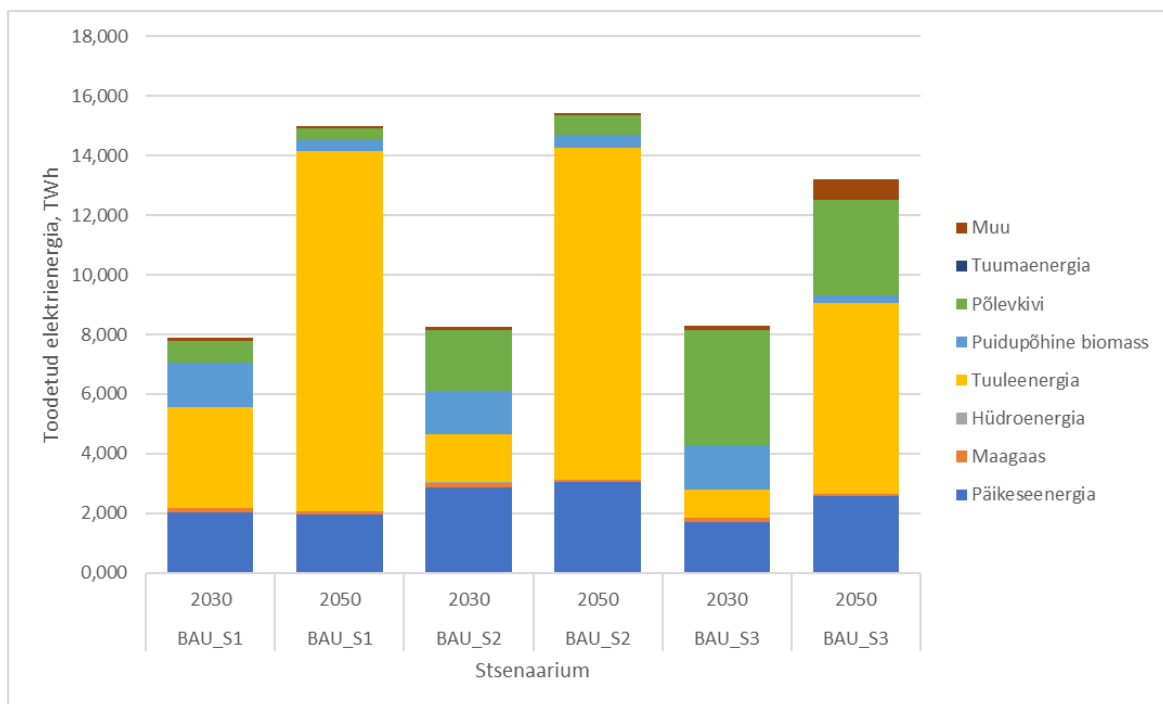


Joonis 3.2 Baasstsenaariumite simuleerimise tulemused Baltikumi piirkonna kohta: elektritoodang kütuseliigi põhiselt 2030-ndal ja 2050-ndal aastal

Baltikumis toodetakse kuni 6% modelleeritud piirkonna elektrienergiast. Joonisel 3.2 on toodud simulatsiooni tulemustena elektritoodang kütuseliigi põhiselt. Joonisel on näha, et prognoosiperioodi lõpuks on väga suur osakaal tuuleenergiast, millest toodetakse valdav osa piirkonna elektrienergiast. Balti riikidest kõige suurem toodang tuleb Leedust. Antud asjaolu tuleneb sellest, et vastavalt mudelisse sisestatud piirkonna tarbimisprognoosidele on aastaks 2050 Poolas väga kõrge elektrienergia tarbimine. Leedus toodetud elektrienergia eksporditakse suuremal määral Poola. Kuna nii Eestis, Lätis kui Leedus on tuuleressurss ja geograafilised olud

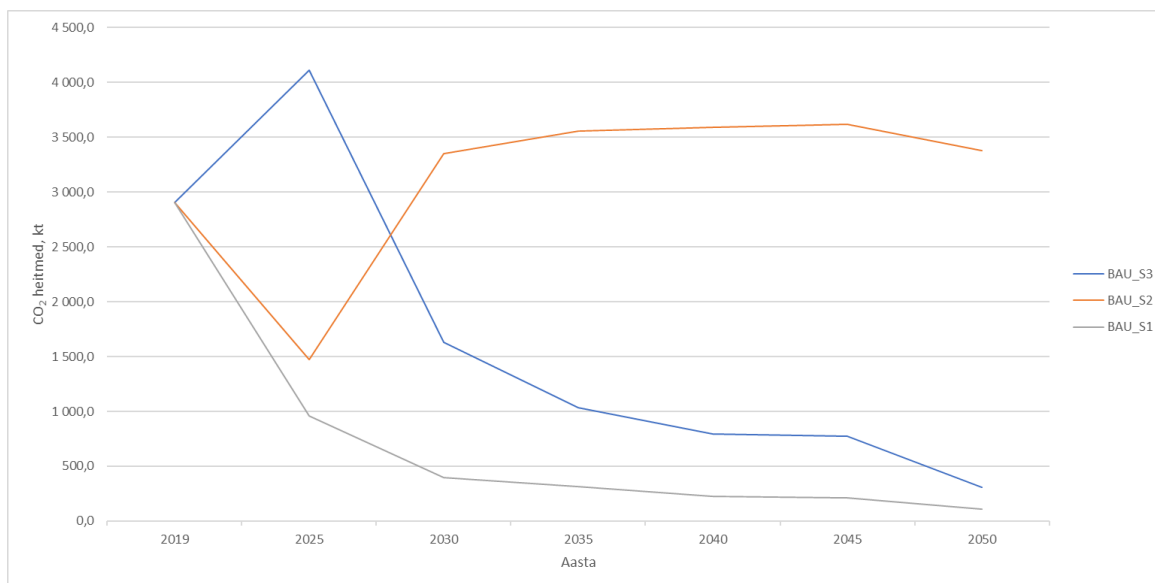
sarnased, võiksid tuuleenergiast toodetud elektrienergia jaguneda kolme riigi vahel pigem võrdväärsemalt.

Eesti varustab kogu modelleeritud piirkonda vaid 1% elektrienergiaga. Joonisel 3.3 on näha, et analoogselt teistele piirkonna prognoosidele, on ka Eesti baasstsenaariumite puhul nii S1 kui S2 korral kasutusel suur kogus tuuleenergiat. Mõlema stsenaariumi puhul hakkab prognoosiperioodi lõpuks CO₂ heitme kogused tasanduma jõudes 2050-ndaks aastaks alla 500 kilotonni, nagu on toodud joonisel 3.4.



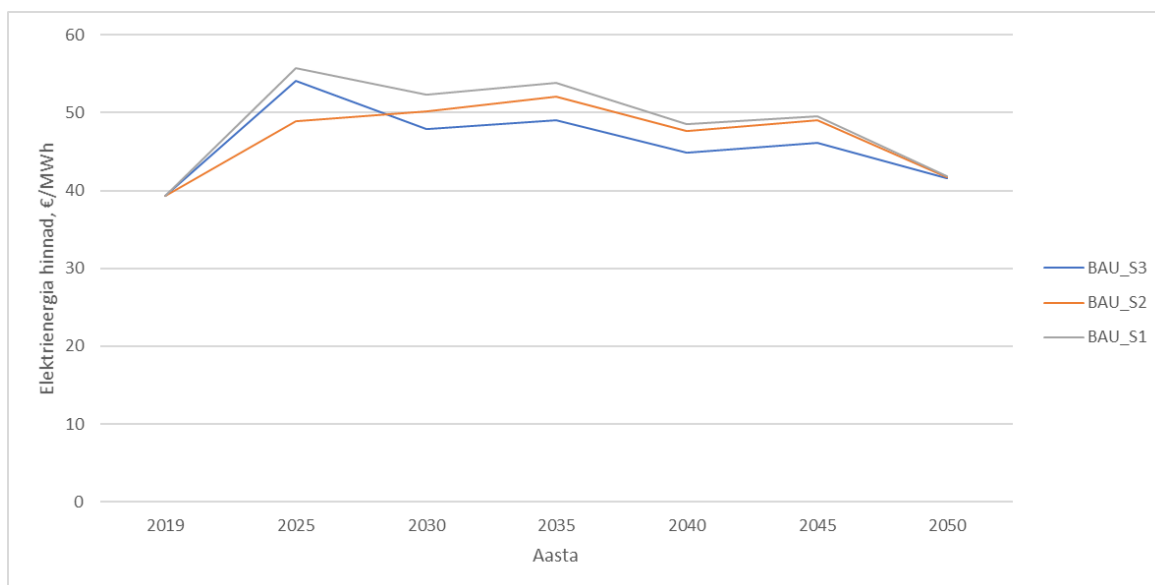
Joonis 3.3 Baasstsenaariumite simulatsioonide tulemused Eesti kohta: elektritoodang kütuseliigi põhisel 2030-ndal ja 2050-ndal aastal

Kõige rohkem CO₂ heitmeid on BAU_S3 puhul, kui süsteemis on võrreldes teiste stsenaariumitega rohkem põlevkivist toodetud elektrienergiat. Joonisel 3.4 on näha, et BAU_S2 puhul tõuseb heitmekogus 2025 võrreldes teistega tavapäratult kõrgele. See on seotud S3 CO₂ hinnastsenaariumi eripäraga, mille kohaselt on 2025-nda aasta CO₂ hind veidi madalam kui 2019-nda aasta oma.



Joonis 3.4 CO₂ heitmed Eestis, kt

Joonisel 3.5 on näha, et kõige odavam elektrienergia hind on BAU_S3 stsenaariumi korral alates 2025-ndast aastast. Antud stsenaariumi puhul on kõige odavama CO₂ hind ning selle läbi pääseb ka kõige rohkem põlevkivienergiat turule. Prognoosiperioodi lõpuks elektrienergia hinnad tasanduvad jõudes hinnani 42 €/MWh.

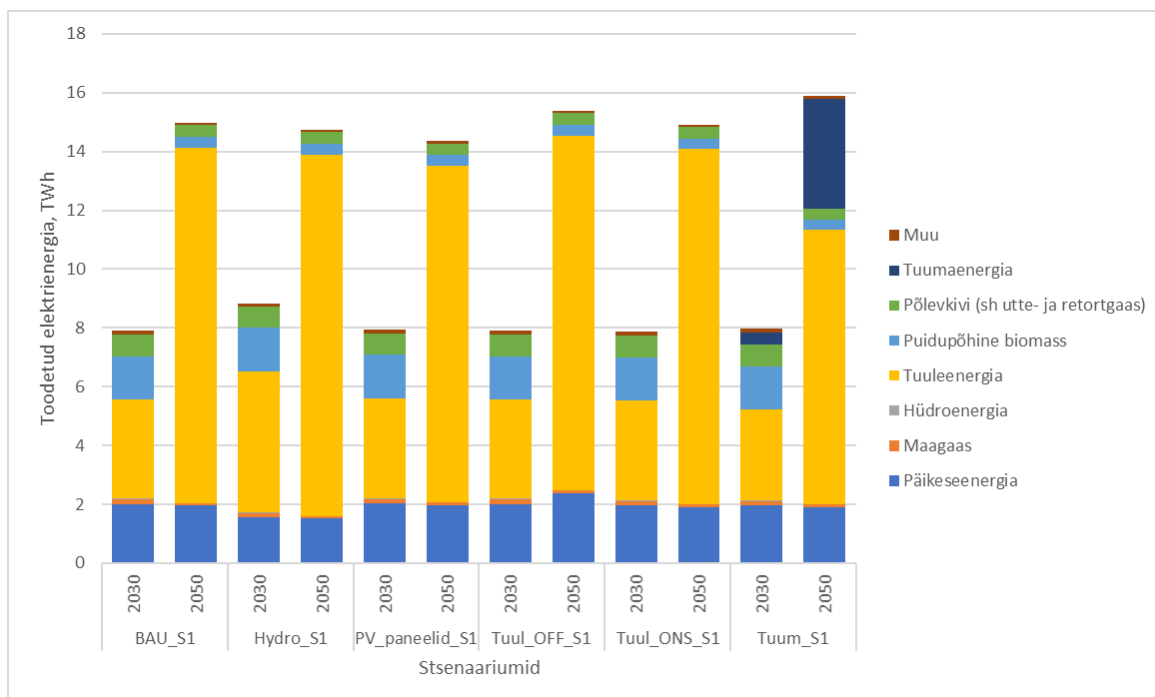


Joonis 3.5 Aasta keskmine elektrienergia hind Eesti hinnapiirkonnas, €/MWh

3.2 S1 hinnastsenaariumi tulemused

Aastatel 2030 ja 2050 on elektrienergia tarbimine Eestis vastavalt 9,3 TWh ja 14 TWh. S1 CO₂ hinnaprognosisiga simuleerides on elektrienergia bilanss positiivne 2050-ndaks aastaks kõigi

meetmestsenaariumite korral. Moodulreaktorite meetmestsenaariumi (Tuum_S1) korral toodetakse omatarbest lausa 2 TWh rohkem elektrienergiat. 2030-nda aasta puhul jääb kõigi stsenaariumite juures 100% varustuskindluse saavutamisest puudu vahemikus 5% - 17% elektrienergiat.



Joonis 3.6 Eestis toodetav elektrienergia erinevate meetmestsenaariumite korral

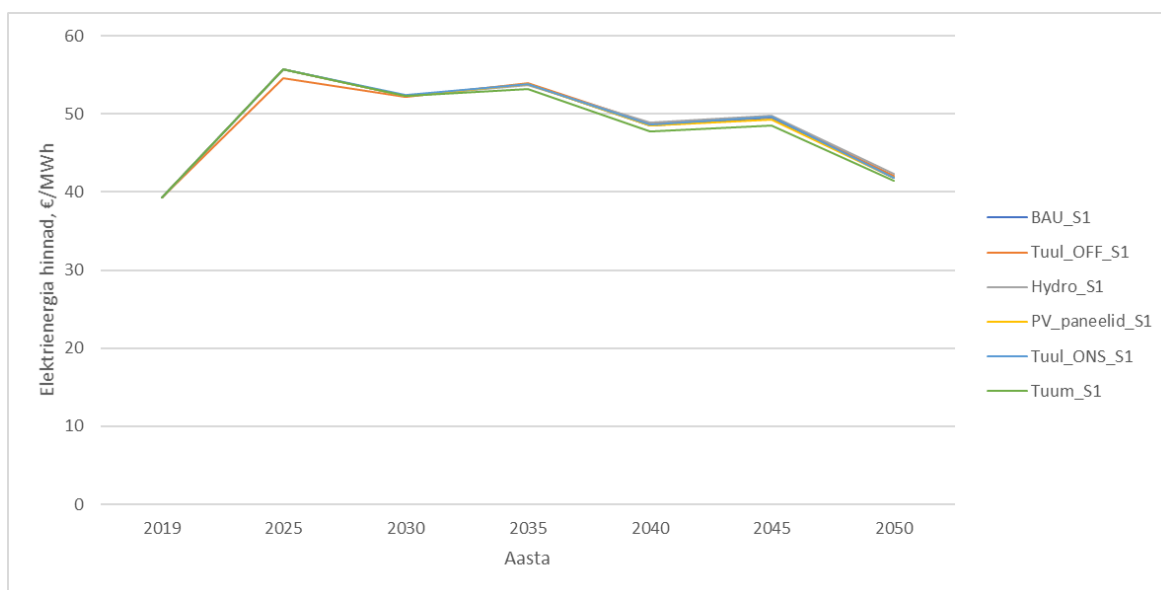
Joonisel 3.6 on toodud analüüsitud meetmestsenaariumid S1 hinnaprognosi korral. Jooniselt on näha, et kõikide modelleeritud stsenaariumite puhul on üsna kõrge TE allikate osakaal, mis on 2030-ndal aastal vahemikus 82-89% ning 2050-ndaks aastaks tõuseb 96%-ni (v.a Tuum_S1). Põlevkivielekter pääseb ka 2050 aastal 2%-3% ulatuses turule. Tuumaenergia turule tulek (Tuum_S1) vähendab põlevkivi osakaalu vaid 1% võrra. Tuumaenergia turuosa suurenemine toob endaga kaasa eelkõige TE allikate turuosa vähenemise.

Kuna hüdroakumulatsioonijaamad võimaldavad salvestada suures koguses stohhastilist elektrienergiat, siis on näha Hydro_S1 puhul 2030-nda aasta kõige suuremat TE osakaalu (89%). Akumulatsioonijaamade olemasolu tekitab võimaluse investeerida täiendavatesse TE allikatesse. Kui baasstsenaariumi juures toodeti tuuleenergiast 3,4 TWh elektrit, siis Hydro_S1 stsenaariumi juures tõuseb see 4,8 TWh-ni.

Päikesepaneeli meetmestsenaariumi (PV_Paneelid_S1) tulemused on võrdväärse mudeli poolt simuleeritud baasstsenaariumiga. Baasstsenaariumile vastavalt on päikeseelektri toodangut aastal 2050 0,2 TWh ulatuses vähem kui meetmega analüüsitud stsenaariumi juures. Balmoreli

tulemusena on S1 hinnastsenaariumi juures Eesti tingimustes ja avatud turu olukorras kulutõhus toota maksimaalselt 2 TWh elektrienergiat, mis on ehitatud aastaks 2030.

Nii maismaatuuleparkide (Tuul_ONS_S1), meretuuleparkide (Tuul_OFF_S1) ja baasstsenaariumi puhul toodetakse tuuleenergiat võrdväärselt samas koguses – 2030-ndal aastal 3,4 TWh ning 2050-ndal aastal 12 TWh. Eestis on igal juhul kõrge CO₂ hinna juures mõistlik rajada tuuleenergiapark, kuid investeeringute tegemisel tuleb arvestada meretuuleparkide tunduvalt kõrgemat hinda võrreldes maismaatuuleparkidega. Antud tulemuse põhjal võib olla ei olegi tarvis lisameetmena investeerida meretuuleparkidesse. Baasstsenaariumi põhjal on näha, et avatud turu olukorras on kulutõhus investeerida samas suurusjärgus tootmisega maismaatuuleparkidesse.

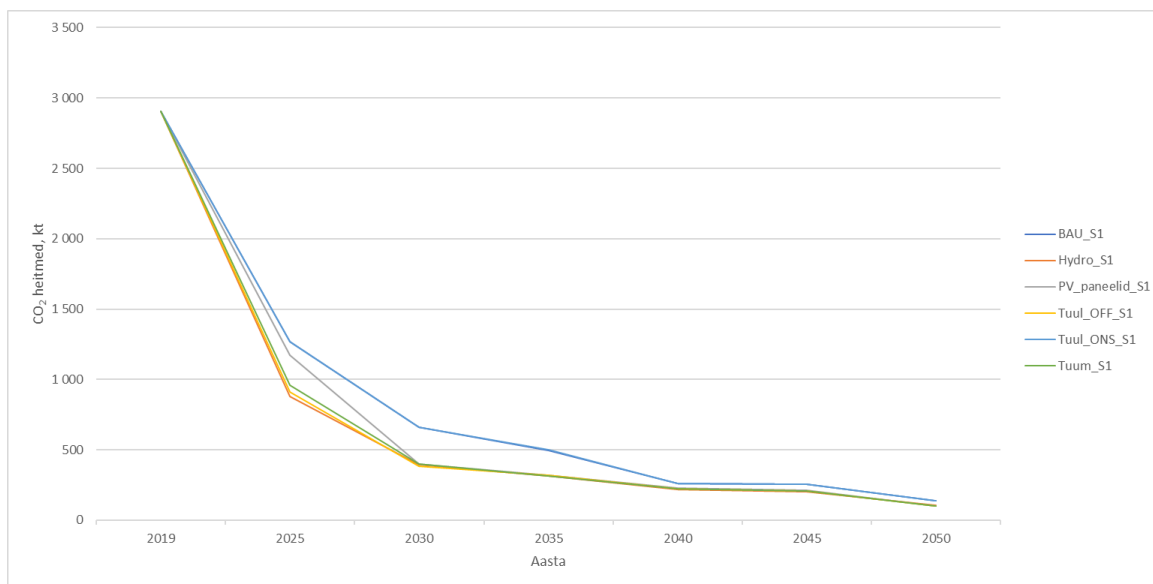


Joonis 3.7 Aasta keskmine elektrienergia hind Eesti hinnapiirkonnas S1 stsenaariumi põhisel, €/MWh

Kõikide meetmestsenaariumite juures on keskmine aastane elektrienergia hind üsna sarnane. Joonisel 3.7 on näha, et aastal 2025 on kõige odavam elektrienergia hind meretuuleparkide stsenaariumi juures, umbes 55 €/MWh. Peale 2025-ndat aastat on kõige odavam elektrienergia hind Tuum_S1 stsenaariumi juures. Suures mahus CO₂-vaba tuumaenergia turuletulek avaldab alandab elektrienergia lõpphinda. Aastaks 2050 on kõige madalam elektrienergia hind umbes 41 €/MWh moodulreaktori meetmestsenaariumi puhul.

Kuna enamuste meetmestsenaariumite puhul on CO₂-vabade ja fossiilkütustest toodetud elektrienergia osakaal suhteliselt võrdne, on ka õhku paisatavate CO₂ kogused võrdväärsed. Joonisel 3.8 on näha, et 2025-ndal aastal võib heitme koguses täheldada väikest erinevust, kus Hydro_S1 ja Tuul_OFF_S1 juures paisatakse õhku kõige vähem heitmeid. Tuul_OFF_S1 juures

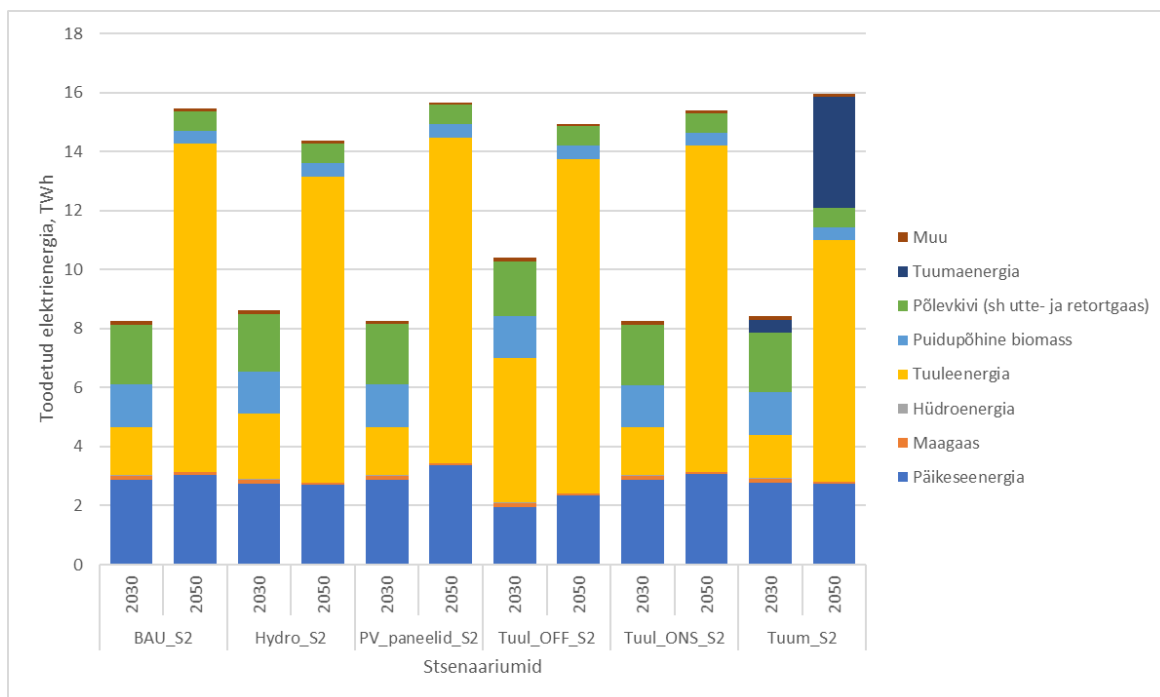
lisandus võrreldes teiste stsenaariumitega ka vähesel määral päikeseenergiat, mis viis teiste CO₂-rohkemate energiaallikate osakaalu veidi alla. Hydro_S1 juures oli TE osakaal mõnevõrra kõrgem kui ülejäänud stsenaariumite juures, tänu millele ka heitmete kogused on väiksemad. Madalad heitmekogused prognoosiperioodi lõpus tulevad vähesel määral põlevkivielektrist ning ka teistest elektritootmisallikatest nagu näiteks jäätmekütus. Üldiselt on näha, et kõrge CO₂ hind täidab oma eesmärgi. Tulemusena väheneb jõudsalt CO₂-tihedate energiaallikate osakaal, mis omakorda viib õhku paisatavate heitmete vähendamiseni ilma lisameetmete rakendamiseta.



Joonis 3.8 CO₂ heitmed kt stsenaariumi S1 põhiselt

3.3 S2 hinnaststsenaariumi tulemused

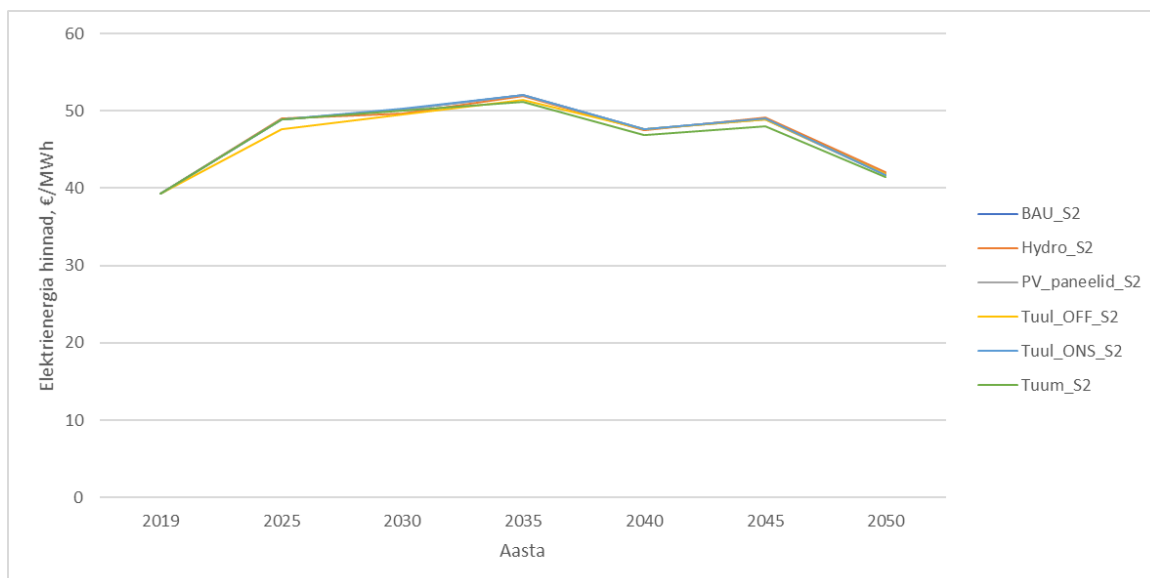
2050-ndaks aastaks on S2 hinnaststsenaariumi juures varustuskindlus 100% ulatuses kaetud kõigi stsenaariumite juures. 2030-ndaks aastaks on varustuskindlus tagatud 100% ainult Tuul_OFF_S2 juures, sest energiasüsteemi lisatakse 1300 MW ulatuses meretuuleparke. Tuul_OFF_S2 juures on aastaks 2030 kõige väiksem põlevkivist toodetava elektrienergia osakaal, mis on võrreldes teistega 7% väiksem. Prognoosiperioodi lõpuks on näha põlevkivist toodetud elektrienergia osakaalu ühtlustumist kõigi stsenaariumite korral ning selle osakaal koguelektritootmises on keskmiselt 5%.



Joonis 3.9 Eestis toodetav elektrenergia erinevate meetmestsenaariumite korral, stsenaariumi S2 põhiselt

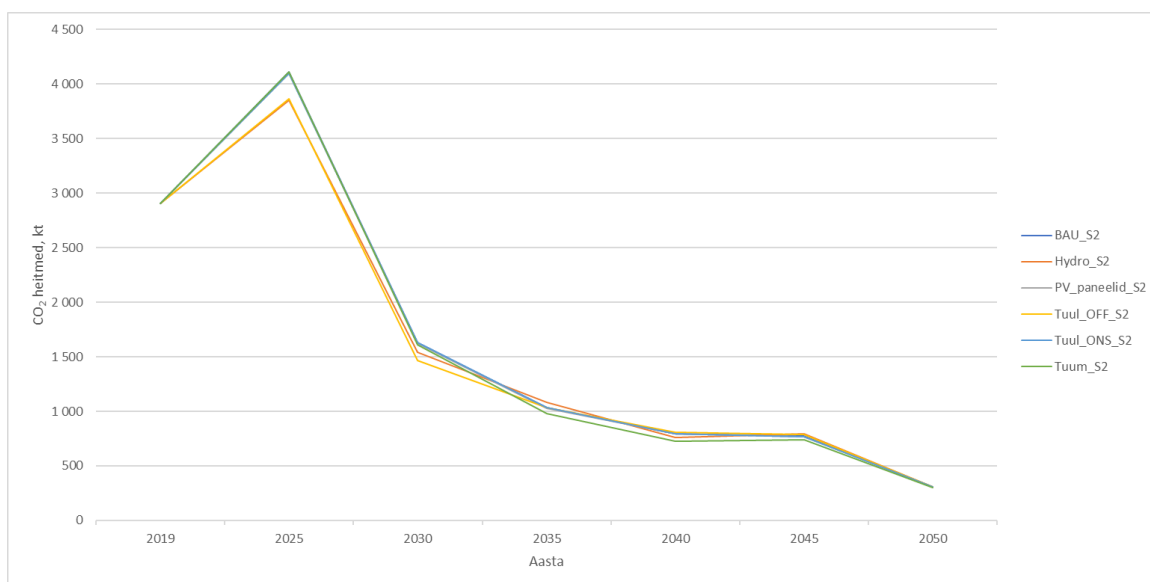
Joonisele 3.9 on koondatud kõik S2 hinnaga modelleeritud meetmestsenaariumid. BAU_S2 puhul on näha, et keskmise CO₂ hinna juures isegi ilma lisameetmete rakendamisega on aastaks 2050 95% elektrist toodetud TE allikatest. Vähesel määral jääb süsteemi siiski põlevkivienergia, mille vähendamine antud turuolukorras vajaks täiendavaid meetmeid. Tuumaelektrijaama rajamine ei eemalda põlevkivienergiat täiel määral vaid vähendab hoopiski TE allikaid. Tuumajaam võiks samas olla heaks baaselektrenergia tarbimise rahuldamiseks.

Elektrenergia hind kujuneb kõige kõrgemaks 2035-ndal aastal ligi 53 €/MWh. Joonisel 3.10 on näha, et üldiselt on kõigi meetmestsenaariumite korral elektrenergia hind suhteliselt võrdväärne. Võrreldes teistega on 2035-nda aastani veidi madalam elektrenergia hind meretuulepargi stsenaariumi korral, kus turule tuleb võrreldes teiste stsenaariumitega suuremas koguses tuuleelektrenergia. Samas aastaks 2035 kõigi stsenaariumite puhul tuuleenergiast toodetav elektrenergia kogus ühtlustub. Sellega kaasneb ka energia hinna ühtlustumine. Alates 2030, kui hakatakse installeerima moodulreaktoreid on näha Tuum_S2 puhul energiahinna langust võrreldes teiste stsenaariumitega. Prognoosiperioodi lõpus on elektrenergia hind kõigi stsenaariumite juures üsna sarnane – 42 €/MWh.



Joonis 3.10 Aasta keskmine elektrienergia hind Eesti hinnapiirkonnas S2 stsenaariumi põhiselt, €/MWh

Kuigi 2019-nda ja 2025-nda aastate vahel erineb CO₂ hind alla 1 €/tonn, on näha nimetatud aastate juures suurt erinevust heitmete tekkimisel. Joonisel 3.11 on näha, et 2025-ndal aastal on kõige vähem heitmeid Tuul_OFF_S2 ja Hydro_S2 korral, kus süsteemis on võrreldes teistega rohkem TE allikaid. 2035 - 2045 aastate vahemikus on CO₂ heitmed üsna stabiilsel tasemel. See võib olla seotud sellega, et CO₂ hinna tõusmisel 43,5 €/tonn, on installeeritud maksimaalselt TE allikatesse.

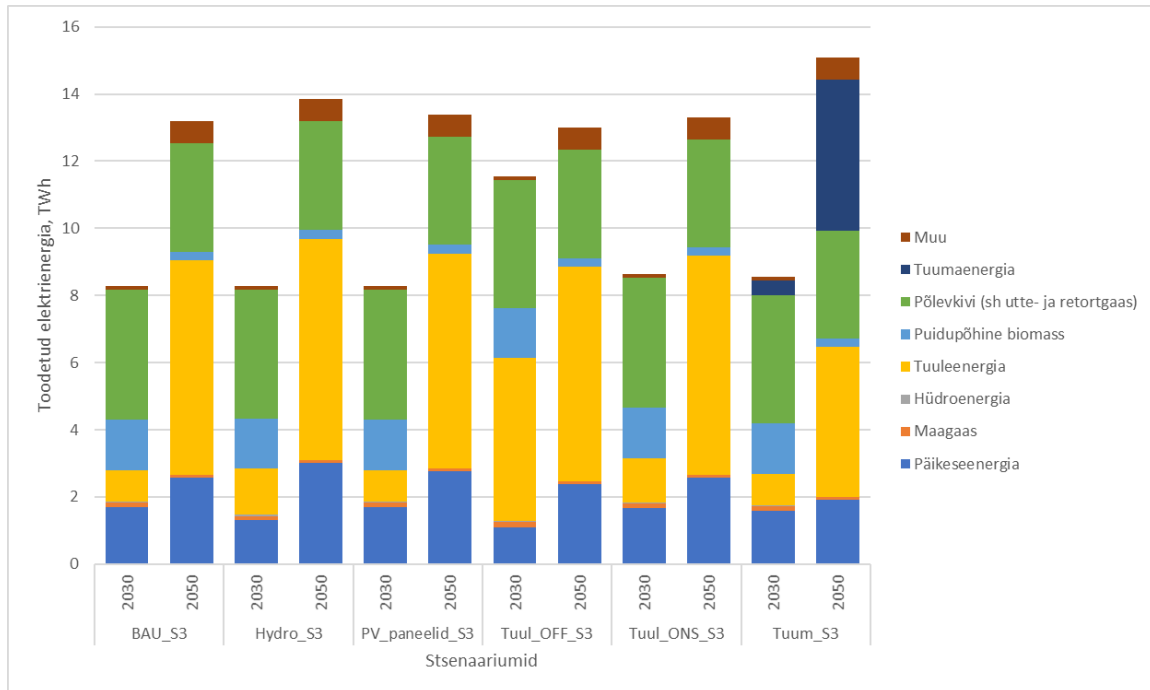


Joonis 3.11 Heitmete kogused stsenaariumi S2 põhiselt

3.4 S3 hinnasstsenaariumi tulemused

Analüüsitud meetmestsenaariumite S3 hinnaprognosi juures on Eesti varustuskindlus 100% ulatuses kaetud 2050-ndal aastal Tuum_S3 ja 2030-ndal aastal Tuul_OFF_S3 stsenaariumite juures,

kusjuures tootmine ületab tarbimist vastavalt 1,2 TWh ja 2,2 TWh. Teiste stsenaariumite puhul varustuskindlus ei ole tagatud. Maksimaalne puudujääk tootmises on 1,0 TWh, ehk tarbimise täielikuks katmiseks on puudu ligi 12% elektrienergia toodangust.



Joonis 3.12 Eestis toodetav elektrienergia erinevate meetmestsenaariumite korral, stsenaariumi S3 põhisel

Põlevkivist toodetav elektrienergia kogus (seal hulgas uttegaas ja retortgaas) jääb võrdlemisi sarnaseks kõigi meetmestsenaariumite juures, tootes 2030-ndal aastal ligi 47% ning 2050-ndal aastal ligi 25% elektrienergiast. Joonisel 3.12 tuleb esile, et kõige suurem vähenemine põlevkivielektri osakaalus on näha 2030-ndal aastal Tuul_OFF_S3 juures kus põlevkivi osakaal kogutootmisest langeb 33%-le ning 2050-ndal aastal Tuum_S3 juures, kus põlevkivi osakaal langeb 21%-le kogutootmisest. TE allikate osakaalud elektritootmisest on samuti üsna võrdväärseid kõigi meetmestsenaariumite juures: kui 2030-ndal aastal toodetakse ligi pool elektrienergiast TE allikatest (erandiks Tuul_OFF_S3), siis aastaks 2050 tõuseb selle osakaal 70%-ni (erandiks Tuum_S3).

Hydro_S3 puhul lisandub energiasüsteemi umbes 0,4 TWh tuuleenergiast toodetud elektrit. Tuuleenergia lisandumine on ilmselt seotud tänu 600 MW hüdroakumulatsioonijaamade lisandumisele, sest tekib võimalus salvestada suures koguses muutliku ressursiga elektrienergiat.

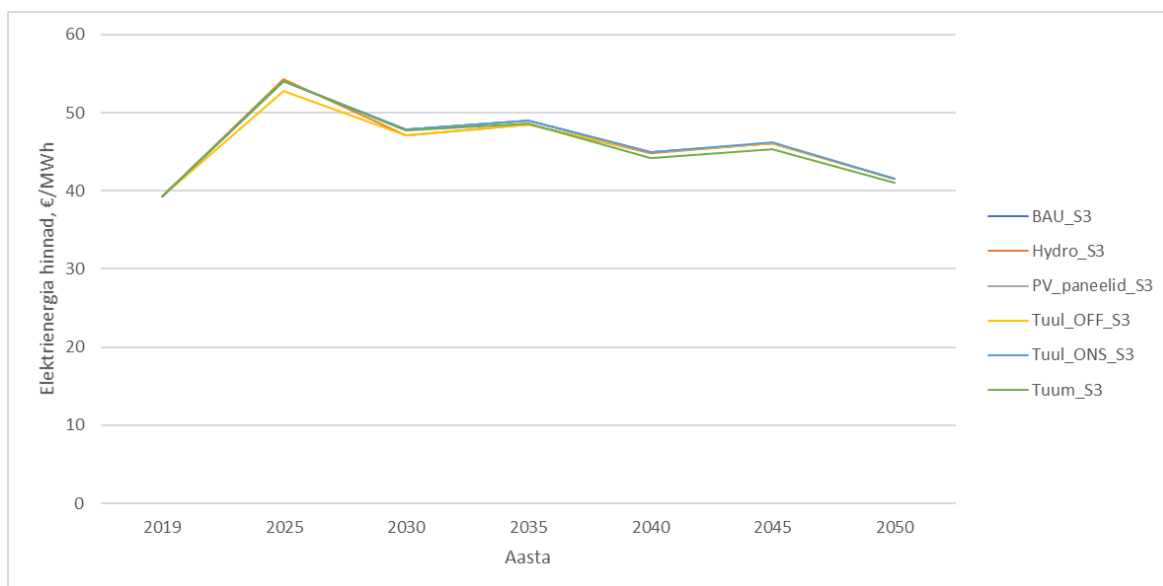
PV_Paneelid_S3 tulemused on võrdväärseid BAU_S3-ga, mille kohaselt on ideaalse konkurentsiga vaba turu olukorras kulutõhus investeerida päikesepaneeli parkidesse. Baasstsenaariumile

vastavalt on päikeseelektri toodangut aastal 2050 0,2 TWh ulatuses vähem kui meetmega analüüsitud stsenaariumi juures.

Kuigi aastal 2030 on Tuul_OFF_S3 juures näha suuremat elektrienergia tootmist tuuleenergiast kui näiteks BAU_S3 ja Tuul_ONS_S3 juures, ühtlustuvad kogutootmised aastaks 2050 kõigi nimetatud stsenaariumite puhul. Sellest võib järeldada, et ka madala CO₂ hinna korral on tuuleenergiasse investeerimine potentsiaalselt kulutõhus.

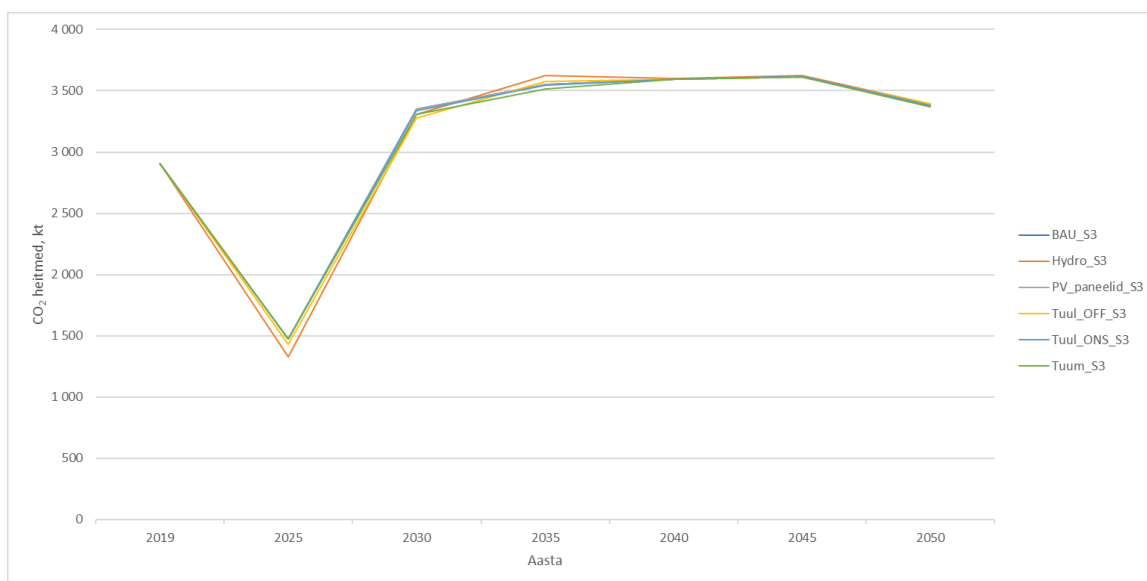
Tuum_S3 juures on näha, et nii aastal 2030 kui 2050 väheneb TE allikatest elektrienergia moodulreaktorite turule tulemise tõttu, kusjuures aastaks 2050 on see langenud 44%-le. 2050-ndal aastal toodetakse ligi 30% elektrienergiast moodulreaktorites. Põlevkivienergia osakaalu koguelektritootmisest moodulreaktorite turuletulek ei vähenda. Kuigi moodulreaktorite rajamine on tõhus vahend heitmete vähenemisele on näha, et madala CO₂ hinna juures toimub TE toodangus langus.

Kõigi meetmeststsenaariumite juures on elektrienergia hind sarnasel tasemel. Joonisel 3.13 ilmneb, et 2035-nda aastani on kõige odavam elektrienergia hind Tuul_OFF_S3 korral, kuid seal edasi on kõige odavam elektrienergia hind tuumaenergia olemasolu korral. Kõige kallim elektrienergia hind on aastal 2025 keskmiselt 54 €/MWh, mis on tingitud sama aasta võrdlemisi kõrge CO₂ hinnast 42 €/tonn. Aastani 2050 on näha elektrienergia hinnas langustrendi. Aastal 2050 on kõige odavam elektri hind on 41 €/MWh moodulreaktorite stsenaariumite korral.



Joonis 3.13 Aasta keskmine elektrienergia hind Eesti hinnapiirkonnas S3 stsenaariumi põhised, €/MWh

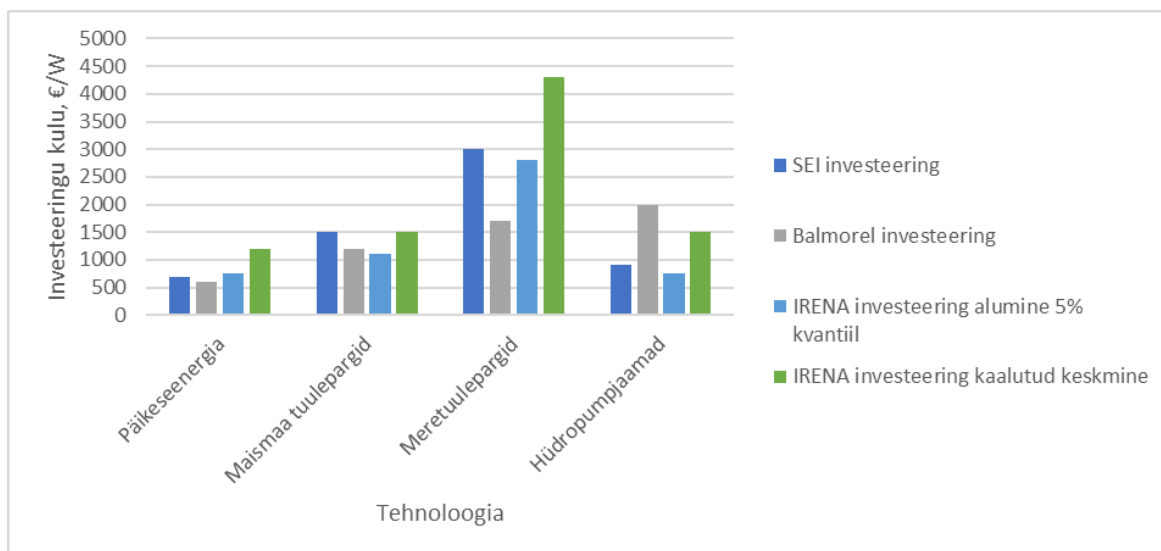
Kõigi meetmestsenaariumite korral jääb põlevkivi osakaal ja TE osakaal elektritootmisest enam-vähem võrdseks. Selle tõttu on ka erinevate meetmete rakendamisel õhku paisatavad CO₂ kogused võrdväärse tasemel nagu on näha joonisel 3.14. Kõige vähem emiteeritakse heitmeid 2025-ndal aastal. Antud aastal on ka prognoosiperioodi kõige kallim CO₂ hind, mis avaldab mõju põlevkivielektri turule pääsemisele. Heitmete kogused on tõusutrendis aastani 2040 – 2045 ning seejärel on näha väikest langust. Võimalik, et see langus on põhjustatud põlevkivielektrijaama eluea lõppemisega, sest 2050-ndal aastal vastavalt antud stsenaariumile toodetakse põlevkivist elektrienergiat ainult Auvere elektrijaamas.



Joonis 3.14 Heitmete kogused kt stsenaariumi S3 põhiselt

3.5 Modelleerimistulemuste majandusanalüüs

TE tootmisallikatesse investeeringud on väga kapitalimahukad ja pikaegset [14]. Investeeringute planeerimisel aluseks võetavate ehitushindade (ja ka hooldushindade) hinnangut võivad olenevalt algallikast teineteisest olulisel määral erineda. Joonis 3.15 on koondatud erinevatest algallikatest tehnoloogiapõhised investeeringumaksumused 2020 aasta kohta. Joonisel on toodud kaks hinda, mis on võetud IRENA (*International Renewable Energy Association*) 2018-ndal aastal koostatud [35], SEI Tallinna kliimaambitsiooni analüüsis kasutatavad investeeringute eeldused [4] ja Balmoreli mudelis olevad investeeringumaksumused. Tehnoloogiate investeeringumaksumused erinevad teineteisest väga suurel määral, järelkult on tasuvusarvutuste teostamisel soovitatav teha võrdlev analüüs erinevate maksumuste korral, võttes arvesse ka tehnoloogia maksumuse odavnemise ajas.



Joonis 3.15 Investeeringu kulu tehnoloogia põhiselt, erinevad allikad

Käesoleva töö raames võeti majandusanalüüsi teostamise aluseks Balmoreli mudelis olevad sisendandmed investeeringute ja hoolduskulude kohta. Balmoreli andmeid kasutatakse päikese- ja tuuleenergiasse (nii mere- kui maismaatuuleparkidesse) investeerimise tasuvuse analüüsimisel, sest sellisel juhul on mudeli ja autori poolt lisanduvate tootmisvõimsuste kasumite tulemused võrreldavad. Arvutustes kasutatavad investeeringu- ja hoolduskulud on koondatud tabelisse 3.1.

Tabel 3.1 Investeeringu ja hoolduskulud Balmorel andmete põhiselt

	€/W	Päikese-energia	Maismaa tuulepargid	Mere-tuulepargid
2019	investeering	600	1200	2100
	hooldus	8	14	39
2025	investeering	550	1100	2000
	hooldus	7	13	37
2030	investeering	500	1000	1900
	hooldus	6	13	35
2035	investeering	480	1000	1850
	hooldus	6	13	34
2040	investeering	450	1000	1800
	hooldus	6	12	33
2045	investeering	430	980	1750
	hooldus	6	12	32
2050	investeering	400	970	1700
	hooldus	5	12	31

Hüdropumpjaama ja moodulreaktorite puhul on tegemist väga spetsiifiliste tehnoloogiatega. Nende investeerimise analüüsi aluseks on võetud SEI Tallinna poolt koostatud aruandest olevad eksperthinnangutel saadud investeeringu- ja hoolduskulud [4] ning on lisatud tabelisse 3.2.

Tabel 3.2 Investeeringu- ja hoolduskulud

	Hüdropumpjaamad	Moodulreaktorid
Investeering €/W	900	3 600
Hoolduskulu	30 EUR/MW/a	30 EUR/MWh

3.5.1 Arvutusmetoodika

Meetme rakendamise tulususe arvutamisel võetakse aluseks Balmoreli väljundina antav tulu elektrimüügist, millest lahutatakse kulud vastavalt valemile 3.1. Antud arvutusmetoodikat saab rakendada päikesepaneelide, meretuuleparkide ja maismaatuuleparkide tasuvuse arvutamisel.

$$K = T - ((I + H) * P_i) \quad (3.1)$$

Kus

K – Kasum;
 T – elektrienergia müügitulu €;
 I – investeering €/W;
 P_i – installeeritud võimsus W;
 H – hoolduskulu €/W.

Moodulreaktorite tasuvuse arvutamisel tuleb arvesse võtta, et hoolduskulud on antud ühikuna €/MWh kohta. Sellisel juhul korrutatakse hoolduskulu vastava aasta toodanguga vastavalt valemile 3.2:

$$K = T - ((I * P_i) + (H * El_t)) \quad (3.2)$$

Kus

K – Kasum;
 T – elektrienergia müügitulu €;
 I – investeering €/W;
 P_i – installeeritud võimsus W;
 H – hoolduskulu €/Wh;
 El_t – elektrienergia toodang Wh.

Hüdropumpjaama kasumi analüüsimisel tuleb arvesse võtta vee akumulatsioonikulu. Hüdropumpjaama tasuvus arvutatakse vastavalt valemile 3.3:

$$K = T - ((+H) * P_i + V_{AK}) \quad (3.3)$$

Kus

K – Kasum;
 T – elektrienergia müügitulu €;
 I – investeering €/W;
 P_i – installeeritud võimsus W;
 H – hoolduskulu €/Wh;
 EL_t – elektrienergia toodang Wh.
 V_{AK} – vee akumulatsioonikulu.

Vee akumulatsioonikulu sõltub salvestamise hetkel olevast elektrienergia hinnast ehk elektrienergia ostukulust ja salvestatava elektrienergia kogusest (valem 3.4). Elektrienergia ostukulu hindamisel võetakse aluseks Balmoreli mudeli poolt antud keskmise elektrienergia hinna ja minimaalse elektrienergia hinna keskmine väärtus (valem 3.5). Salvestatav elektrienergia kogus arvutatakse vastavalt valemile 3.6.

$$V_{AK} = EL_{OK} * EL_S \quad (3.4)$$

Kus

V_{AK} – vee akumulatsioonikulu €;
 EL_{OK} – elektrienergia ostukulu €/MWh;
 EL_S – salvestatav elektrienergia kogus MWh.

$$EL_{OK} = EL_{KH} - \left(\frac{EL_{KH} - EL_{MH}}{2} \right) \quad (3.5)$$

Kus

EL_{OK} – elektrienergia ostukulu €/MWh;
 EL_{KH} – elektrienergia keskmine hind €/MWh;
 EL_{MH} – elektrienergia minimaalne hind €/MWh.

$$EL_S = \frac{EL_V}{n} \quad (3.6)$$

Kus

EL_S – salvestatav elektrienergia MWh;
 EL_V – väljastatud elektrienergia kogus MWh;
 n – kasutegur.

Kõik arvutatud rahavood teisendatakse nüüdisväärtusele vastavalt valemile 3.7 [36]:

$$Diskonteeritud\ rahavoog = Tegelik\ rahavoog * \frac{1}{(1+r)^t} \quad (3.7)$$

Kus

r – diskontomäär;
t – perioodide arv.

3.5.2 Tulemused

Tabelitesse 3.3, 3.4 ja 3.6 on koondatud installeeritavate tootmisvõimsuste lihtsustatud majandusanalüüsi tulemused. Tabelites toodud tulude ja kulude vahe on indikatsiooniks, kas investeering tasub end prognoosiperioodi jooksul ära. Negatiivse tulemuse korral ei pruugi investeering olla erainvestori seisukohast atraktiivne pika tasuvusaja tõttu ning sellisel juhul võib riik luua ja rakendada täiendavaid finantstoetusmeetmed.

Tabel 3.3 Installeeritavate võimsuste majandusanalüüs S1 hinna korral

S1 stsenaarium	Päikesepaneelid	Meretuulepargid	Maismaatuulepargid	Hüdropumpjaamad	Moodulreaktorid
Installeeritud maht; MW	677	1300	484	500	600
Investeering, miljon	339,84 €	2 535,00 €	514,68 €	450,00 €	2 212,50 €
Hoolduskulud, miljon	65,57 €	1 015,95 €	98,18 €	357,00 €	2 032,07 €
Vee akumulereimiskulu, miljon				1 372,58 €	
Tulud, miljon	360,65 €	3 786,86 €	680,24 €	2 330,16 €	3 619,16 €
Tulud-kulud, miljon	-44,76 €	235,91 €	67,38 €	150,58 €	-625,42 €
Tasuvusaasta		2047	2045	2044	

Tabel 3.4 Installeeritavate võimsuste majandusanalüüs S2 hinna korral

S2 stsenaarium	Päikesepaneelid	Meretuulepargid	Maismaatuulepargid	Hüdropumpjaamad	Moodulreaktorid
Installeeritud maht; MW	677	1300	484	500	600
Investeering, miljon	339,84 €	2 535,00 €	514,68 €	450,00 €	2 212,50 €
Hoolduskulud, miljon	65,57 €	1 015,95 €	98,18 €	357,00 €	2 099,58 €
Vee akumulereimiskulu, miljon				1 563,13 €	
Tulud, miljon	376,14 €	3 719,08 €	676,43 €	2 319,50 €	3 568,40 €
Tulud-kulud, miljon	-29,27 €	168,13 €	63,57 €	-50,64 €	-743,67 €
Tasuvusaasta		2049	2046		

Tabel 3.5 Installeeritavate võimsuste majandusanalüüs S3 hinna korral

S3 stsenaarium	Päikesepaneelid	Meretuulepargid	Maismaatuulepargid	Hüdropumpjaamad	Moodulreaktorid
Installeeritud maht; MW	677	1300	484	500	600
Investeering, miljon	339,84 €	2 535,00 €	514,68 €	450,00 €	2 212,50 €
Hoolduskulud, miljon	65,57 €	1 015,95 €	98,18 €	357,00 €	2 215,98 €
Vee akumulereimiskulu, miljon				1 876,35 €	
Tulud, miljon	440,12 €	3 715,52 €	685,26 €	2 459,27 €	3 448,54 €
Tulud-kulud, miljon	34,71 €	164,57 €	72,41 €	-224,08 €	-979,94 €
Tasuvusaasta	2047	2049	2045		

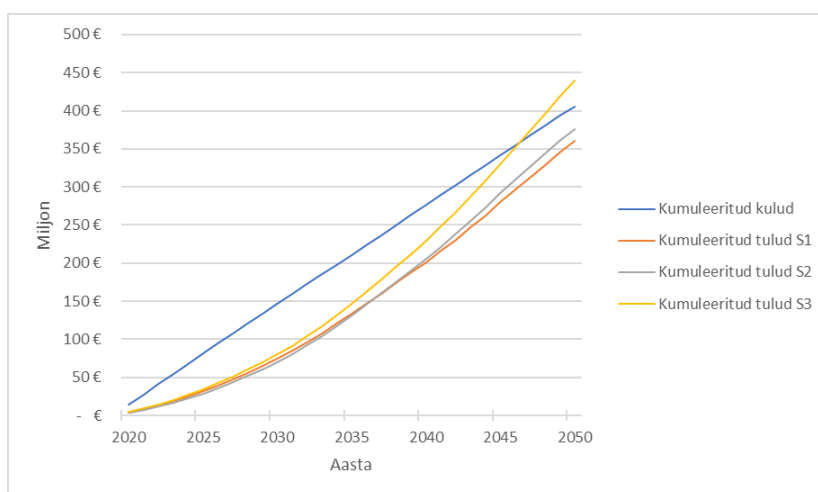
Mere- ja maismaatuulepargid tasuvad prognoosiperioodi jooksul ära kõigi CO2 hinnastsenariumite puhul. Käeoleva analüüsi põhjal on hüdropumpjaamad kasumid ainult S1 hinnastsenariumi puhul. Analüüsis tehti lihtsustusi vee akumulereimisega seonduvate kulude hindamisel, mille arvestamise

aluseks võeti keskmised elektrienergia hinnad. Detailsema analüüsi jaoks tasub teostada tasuvusarvutused võttes aluseks näiteks tunnipõhised elektrienergia hinnad.

Moodulreaktoritest toodetavast elektrienergiast ei piisa investeringute ja jooksvate kulude katteks ning antud tehnoloogia on kõikide stsenaariumite puhul kahjumis. Antud tehnoloogia analüüsimisel on valitud ka võrdlemisi kõrge alginvesteering (3 600 €/W). Madalama investeeringusummaga (2 500€/W) juures oleks tasuvusaasta prognoosiperioodi lõpus.

Päikesepaneelide puhul on märgata teiste tehnoloogiatega võrreldes teatud erinevust. Tabeli 3.5 põhjal on näha, et päikesepaneelidesse investeerimine on kasumlik S3 hinnastenaariumi puhul. S1 ja S2 stsenaariumite puhul ei jõua päikesepaneelidesse teostatud investeeringud aastaks 2050 kasumisse. Balmorel näitab, et päikesepaneelipargid toodavad kõige rohkem elektrienergia toodangut just S3 stsenaariumi juures, mille pärast on saadud elektrienergia müügi tulu võrreldes teiste stsenaariumitega kõige suurem.

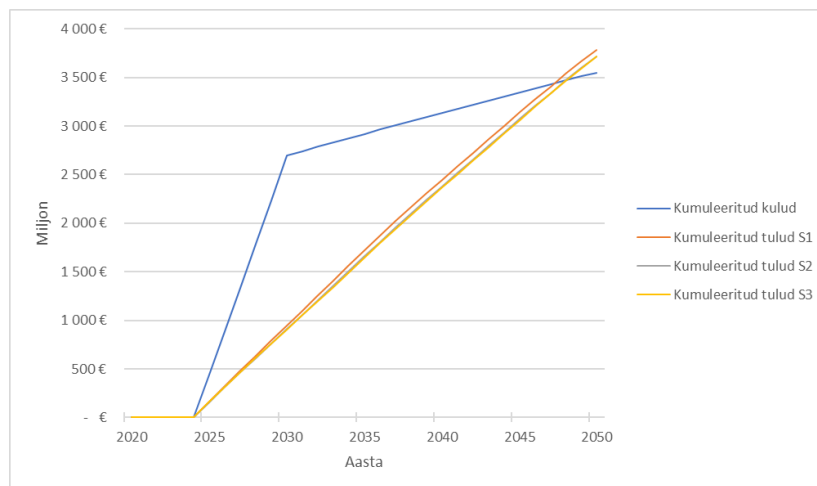
Joonisel 3.16 on toodud päikesepaneelide tasuvusaaja võrdlus. Simulatsiooni tulemusena otsustas Balmorel investeerida päikesepaneeli parkidesse kõigi hinnaprognoside korral, kuid kõik uued võimsused on lisatud 2030-ndaks aastaks. Peale 2030-ndat aastat Balmorel uusi tootmisvõimsusi süsteemi ei lisa. Meetmestsenaariumite uurimisel lisatakse uusi päikesepaneelide tootmisvõimsusi süsteemi aastani 2050. Balmoreli poolt lisatavate võimsuste üheks eelduseks on nende tasuvus 20-aasta jooksul. Järelikult on päikesepaneelide tootmisvõimsused turuolukorras tasuvad, kui nendega seotud investeeringud teostada enne käesoleva kümnendi lõppu.



Joonis 3.16 Päikesepaneelide tasuvusaegade võrdlus

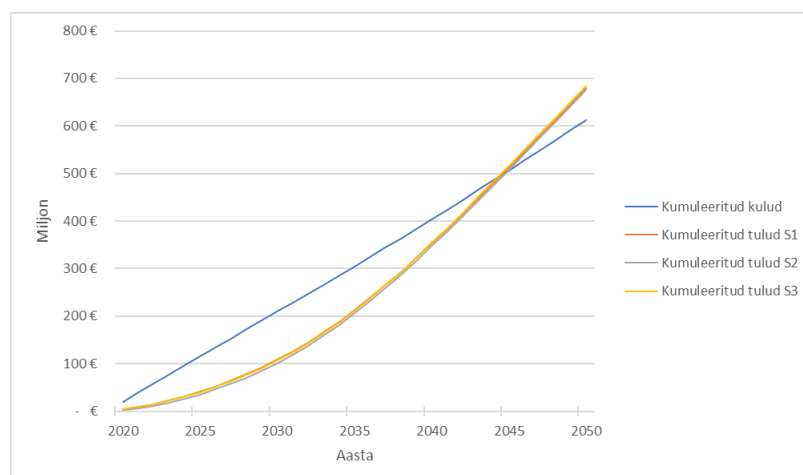
Meretuuleparkide puhul on kõigi CO₂ hinnastenaariumite juures tasuvusperiood enam-vähem võrdne. Kõige suuremad kulutused on seotud tehnoloogiasse investeerimisel, mis teostatakse aastaks 2030, mille tulemusena on näha joonisel 3.17 kõrget kumuleeritud kulu aastani 2030. Joonisel on näha, et meretuulikute kasutamine toodab väga stabiilset tulu kogu prognoosiperioodi

jooksul. Tuuleenergiasse investeerimise kasumlikkusele viitavad ka Balmoreli tulemused, mille põhjal on aastaks 2050 suurt tuuleenergia osakaalu Eesti elektritootmise portfellis (vt joonis 3.1). Samas Balmoreliga võrreldes lisatakse meetmestsenaariumite puhul tuuleenergiavõimsusi palju varem. Ehk võib eeldada, et jättes suuremahulised investeeringud peale 2030-ndat aastat on ka meretuuleparkide tasuvusaeg lühem, mis kaasneb muu hulgas ka tehnoloogia- ja hoolduskulude odavnemisega. Samas, kui riigi poolt soovitakse näha TE osakaalu suurenemist käesoleva kümnendi jooksul tasub kaaluda täiendavate toetusmehhanismide loomist, et muuta investeeringud antud tehnoloogiasse atraktiivsemaks.



Joonis 3.17 Meretuuleparkide tasuvusaegade võrdlus

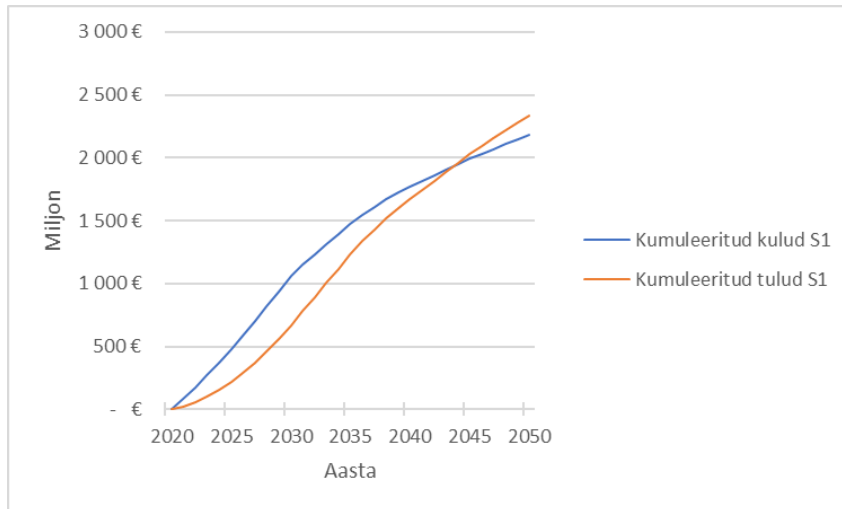
Võrreldes meretuuleparkidega teenivad maismaatuulepargid ennast tasa umbes 2-3 aastat varem. Antud asjaolu on seotud tunduvalt madalamate investeerimiskuludega ning ka tulevikus tehnoloogia odavnemisega.



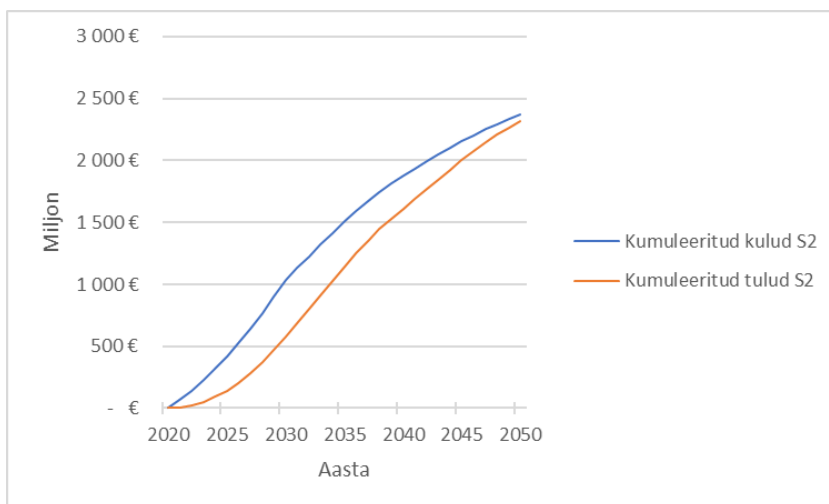
Joonis 3.18 Maismaa tuuleparkide tasuvusaegade võrdlus

Hüdropumpjaamade ja moodulreaktorite puhul on tegu väga spetsiifiliste tehnoloogiate, mille puhul on tasuvuse arvutamine võrreldes teiste tehnoloogiate (tuule- ja päikeseenergia) keerulisem,

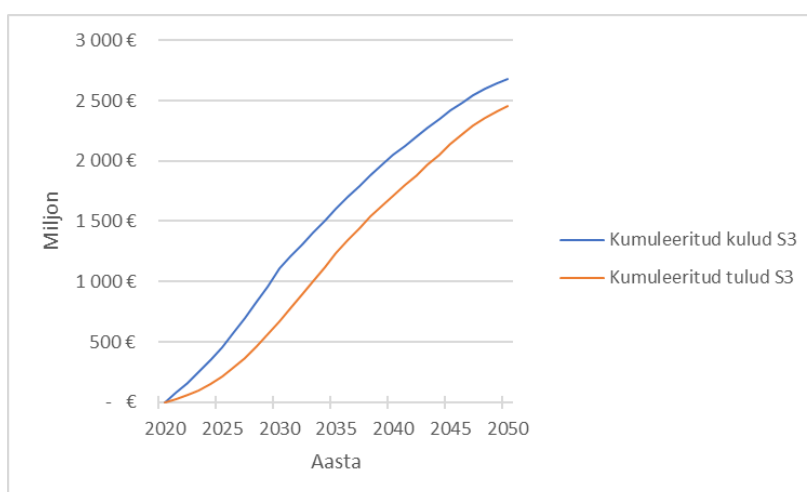
sest antud tehnoloogia juures tuleb arvesse võtta ka vee akumuleerimise kuluga seotud elektrienergia ostukulu. Kuna elektrienergia ostukulu ja selle läbi kumuleeritud kulud on kõigi stsenaariumite puhul erinevad, on tasuvusaegad toodud eraldi stsenaariumite kohta joonistel 3.19 – 3.21. Kõige varasem tasuvusaeg saavutatakse S1 hinnaststsenaariumi korral. S2 puhul võib eeldada, et tasuvusaeg tuleb varsti peale 2050-ndat aastat. Tasuvuse paremaks arvutamiseks tasub võtta antud tehnoloogia põhjal võtta arvesse detailsemad elektrienergia ostu- ja müügi hinnad. See vajab täiendavad modelleerimist, mis jäi käesoleva töö skoobist välja.



Joonis 3.19 Hüdropumpjaama tasuvusaeg S1 korral

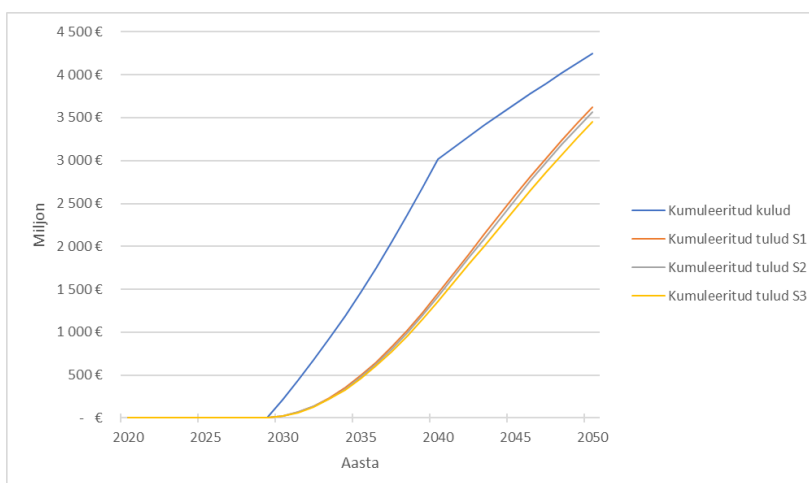


Joonis 3.20 Hüdropumpjaama tasuvusaeg S2 korral



Joonis 3.21 Hüdropumpjaama tasuvusaeg S3 korral

Moodulreaktorite negatiivne tootlus on seotud väga kõrgete alginvesteeringute kuludega, mis muudavad tasuvusaja väga pikaks. See tähendab, et antud investeeringu teostatavus käesoleva töö tulemuste põhjal erasektori poolt ilma täiendavate toetusteta on pigem vähetõenäoline. Tuumaenergia Eestis kasutusele võtmisel peab riik võtma selle üheks oma prioriteetseks suunaks ning vajadusel viima sisse täiendavaid toetusmeetmeid.



Joonis 3.22 Moodulreaktorite tasuvusajad

3.6 Modelleerimise ja tasuvusarvutuste koondtulemused

Tabelisse 3.8 on koondatud kõigi analüüsitud stsenaariumite tulemused seoses varustuskindluse tagamisega ja TE osakaaluga elektrienergia tootmise portfelist. Koondtabeli tulemuste põhjal on näha, et isegi kõige madalama CO₂ hinnaprognooosi korral avatud ideaalse konkurentsiga turu

olukorras on võimalik aastaks 2030 toota vähemalt 50% elektrienergiast TE allikatest. Ainuke stsenaarium, mille juures antud eesmärk jääb täitmata on tuumaenergia rakendamisel.

Modelleerimise tulemusena ilmneb, et CO₂ hind mõjutab väga suures ulatuses TE tehnoloogiate konkurentsivõimet avatud turu olukorras. Kõige lähemale ambitsioonikatele kliimaneutraalsuse eesmärkidele viib kõrge CO₂ hind (antud uuringus 127 €/tonn aastaks 2050), kuid ka sellisel juhul ei suuda kõrged KHG kvoodihinnad ja madalate püsikuludega TE allikad fossiilseid kütused täielikult turult tõrjuda. Järelikult on vaja kliimaneutraalsuse saavutamise suunas liikumisel toetavaid poliitilisi meetmeid, seal hulgas vajadusel piiranguid ja keelde. Abiks võivad olla ka hetkel arendusjärgus innovaatilised tehnoloogiad, näiteks CO₂ püüdmistehnoloogiad (CCS).

Taastuenergia eesmärkide saavutamisel on oluline, et ETS-i tasemel hoitaks kõrge CO₂ hind. Selle jaoks on juba tänasel päeval viidud sisse erinevad mehhanismid (nn *back-loading* ja turustabiilsusreserv, vt ptk 1.2.1), et hoida KHG kvoodihinnad liiga madalale langemast ning seeläbi hoides ETS-i eesmärgipärasust. Sellega seoses on soovitatav erinevatel turuosalisel investeringute planeerimisel majandusanalüüside koostamisel teostada tasuvusaja tundlikkuse analüüs erinevate, sh kallimatest CO₂ hinnaprognoside korral.

Tabel 3.6 Meetmeid kokkuvõttev tabel

CO ₂ stsen.	Meetme stsen.	Elektrienergia bilanss, TWh		TE osakaal elektrienergia tootmisest %	
		2030	2050	2030	2050
S1	Baas	-1,4	1,1	87	96
	PV_Paneelid	-1,4	0,5	87	96
	Tuul_OFF	-1,4	1,5	87	96
	Tuul_ONS	-1,4	1,0	87	96
	Hydro	-0,5	0,8	89	96
	Tuum	-1,3	2,0	82	73
S2	Baas	-1,0	1,5	72	95
	PV_Paneelid	-1,0	1,7	72	95
	Tuul_OFF	1,1	1,0	79	94
	Tuul_ONS	-1,1	1,5	72	95
	Hydro	-0,7	0,5	74	94
	Tuum	-0,9	2,0	68	71
S3	BAU	-1,0	-0,7	50	70
	PV_Paneelid	-1,0	-0,5	50	70
	Tuul_OFF	2,2	-0,9	65	71
	Tuul_ONS	-0,7	-0,6	52	70
	Hydro	-1,0	-0,1	51	69
	Tuum	-0,7	-1,2	47	44

Et hinnata paremini tulevikuinvesteeringuid diskonteeritakse tuleviku rahavood eesmärgiga tuua tuleviku investeeringusumma tänapäevasesse vääringusse. Tabelites 3.3 – 3.5 olevad rahavood diskonteeriti nüüdisväärtusele, analüüsimeks kui tundlikud on tehnoloogiate tasuvusajad erinevatele diskontoteguritele. Käesoleva töö raames on võrdluseks diskonteeritud kahe erineva diskontoteguriga: 2% ja 3%. Tulemused on koondatud tabelisse 3.7.

Analüüsi tulemusena on kõige tulusam investeerida maismaatuuleparkidesse, sest nende puhul on ka 2% diskontoteguriga investeering prognoosi perioodi jooksul tasuv. Samas sellest kõrgema diskontoteguri puhul ei jää üksi investeeringu tasuvusaeg prognoosiperioodi sisse.

Tabel 3.7 Tasuvusaegsid kokkuvõttev tabel – tundlikkusanalüüs erinevatele diskontoteguritele

CO ₂ stsen.	Meetme stsen.	Tasuvusaasta		
		0%	2%	3%
S1	PV_Paneelid	-	-	-
	Tuul_OFF	2047	-	-
	Tuul_ONS	2045	2048	-
	Hydro	2044	2049	-
	Tuum	-	-	-
S2	PV_Paneelid	-	-	-
	Tuul_OFF	2049	-	-
	Tuul_ONS	2046	2049	-
	Hydro	-	-	-
	Tuum	-	-	-
S3	PV_Paneelid	2047	2050	-
	Tuul_OFF	2049	-	-
	Tuul_ONS	2045	2048	-
	Hydro	-	-	-
	Tuum	-	-	-

Tasuvusanalüüside teostamisel tasub muu hulgas teostada ka tundlikkusanalüüs erinevate investeeringu- ja hoolduskulude korral, mis jäi käesoleva töö skoobist välja. Lisaks tasub arvesse võtta suuremahulise TE allikate turule tuleku korral nende nõ „kannibaliseerimisefekti“. Antud efekti puhul võib kalli elektri hinnaga turuolukorras laialdane madalamate püsikuludega TE tehnoloogiate turule tulek hakata mõjuma elektri hinnale negatiivselt. Tulemusena väheneb elektrienergiatootmisest saadav tulu ning pikeneb investeeringute tasuvusaeg [37].

KOKKUVÕTE

Kuigi Euroopa Liidus toodetakse vaid 10% maailma KHG emissioonidest, on Euroopa Komisjon võtnud eesmärgiks olla ülemaailmseks liidriks kliimaneutraalse ringse majanduse saavutamisel. See on toonud endaga kaasa ambitsioonikate kliimaeesmärkide püstitamist, sh varasemate eesmärkide üle vaatamist. Kui varasemalt oli ELi eesmärgiks vähendada KHG emissioone aastaks 2030 40% võrra, siis uuendatud eesmärkide kohaselt soovitakse vähendada KHG heitmeid aastaks 2030 50% võrra ning saavutada aastaks 2050 kliimaneutraalsus. Kliimaneutraalsuse saavutamisel on oluline roll energeetikasektori dekarboniseerimisel, kust pärineb enamuse Eesti CO₂ emissioonidest. Eesti jaoks tähendab kliimaneutraalsuse saavutamine ambitsioonikate eesmärkide püstitamist, kuna see tähendab põlevkivienergeetika osakaalu tugevat vähendamist elektrienergia tootmises.

EL heitmekoguste kauplemisüsteemil (ETS) eesmärk on toetada liikmesriikide KHG heitmete vähendamist, piirates süsteemis saadaval olevaid lubatud heitmeühikuid ning võimaldades turuosalistel nendega kauplemise. Kliimaeesmärkide saavutamisel on oluline hoida kõrge CO₂ kvoodihind, et vähendada fossiilsetel kütustel põhinevat elektrienergia toodangu konkurentsivõimet ning toetada erinevate TE tehnoloogiate turuletulekut. Vabal turul kujunev CO₂ hind on läbi ETS-i ajaloo olnud üsna volatiilne, sest seda mõjutavad sealhulgas ettenägematud makroökonomilised protsessid (nt Brexit), mis muudab CO₂ tuleviku hinna prognoosimise keeruliseks.

Muutliku ning pikemas perspektiivis tõusva CO₂ hinnaga avatud elektrituru olukorras võib juhtuda, et põlevkivist toodetud kohalik elektrienergia võib konkurentsist välja langeda. Nii kliima kui varustuskindluse seisukohast on tarvilik Eestisse investeerida suures mahus TE tehnoloogiatesse. Volatiilse CO₂ hinna olukorras võib suuremahuliste investeerimisotsuste langetamine olla keeruline, kuid riik saab olla suunanäitajaks läbi erinevate kliimapoliitiliste meetmete.

Käesoleva töö eesmärgiks on uurida erinevate süsinikuvabade energiatehnoloogiatesse investeerimise tulusust aastaks 2050 avatud elektrituru olukorras. Selle jaoks koostatakse viis meetmestsenaariumi, mille raames lisandub Eesti energiasüsteemi vahemikus 2020 – 2050 suures mahus erinevaid TE allikaid. Iga stsenaarium uurib korraga ühte TE tehnoloogiat, kuhu kuuluvad: 667 MW päikesepaneele, 500 MW maismaatuuleparke, 1300 MW meretuuleparke, 500 MW hüdroakumulatsioonijaamasid ja 600 MW moodulreaktoreid. Lisatavad võimsused on võetud SEI Tallinna poolt 2019-ndal aastal koostatud Eesti kliimaambitsiooni tõstmise analüüsist. Nimetatud tehnoloogiate rakendamise potentsiaal modelleeritakse kolme CO₂ hinnastenaariumi korral:

- Stsenaarium 1 puhul kerkib CO₂ hind aastaks 2050 127 €/tonn;
- Stsenaarium 2 puhul kerkib CO₂ hind aastaks 2050 65 €/tonn;

- Stsenaarium 3 puhul langeb CO₂ hind aastaks 2050 0 €/tonn.

Meetmestsenaariumid modelleeritakse elektrituru mudeliga Balmorel. Balmorel on Läänemere äärsete riikide energiasüsteemide modelleerimise jaoks väljatöötatud mudel, millega on võimalik analüüsida erinevate energiatootmisvõimsuste perspektiivikust avatud elektrituru kontekstis. Modelleerimise käigus võetakse aluseks Läänemere piirkonna riikide tarbimisprognoosid, meetmestsenaariumite raames Eesti turule lisatavad tootmisvõimsused ja koostatud CO₂ hinnaprognosid aastani 2050.

Simulatsiooni tulemusena vaadeldakse:

- meetmestsenaariumite raames energiatootmisvõimsuste toodetud elektrienergiat TWh;
- toodetud elektrienergiast saadud tulu;
- Eesti piirkonnas kujunenud elektrienergia hind;
- CO₂ heitmete vähenemine aastaks 2050;
- millised tootmisvõimsused lisanduvad ideaalse konkurentsiga avatud turu olukorras aastani 2050, et katta ära piirkonna elektrienergia nõudlus.

Modelleerimise tulemused näitavad, et Eestis on ideaalse konkurentsiga avatud turu olukorras ka kõige madalama CO₂ hinnaga võimalik aastal 2030 toota üle 50% elektrienergiast TE allikatest. Kõige suurem TE allikate osakaal on kõrge CO₂ stsenaariumi korral, moodustades aastaks 2030 vahemikus 82% - 89% ning kerkides aastaks 2050 96%-ni enamuste stsenaariumite puhul. Tuumaenergia suuremahulisel rakendamisel jääb aga TE allikate osakaal aastal 2050 73% juurde. Kõige rohkem toodetakse elektrienergiat tuuleenergiast, mis on meie geograafilise asukoha mõistes ootuspärane. Erinevate stsenaariumite tulemustena toodetakse tuuleenergiast kuni 11 TWh elektrit. Ka päikeseenergiast toodetakse ligi 2,5 TWh elektrit.

Elektrienergia hind on kõikide stsenaariumite juures väga sarnane jäädes kogu prognoosiperioodi jooksul 40 ja 55 €/MWh vahemikku. Kõige odavam elektrienergia hind on kõige odavama CO₂ hinnastsenaariumi juures, kuid prognoosiperioodi lõpuks erinevate stsenaariumite hinnad ühtlustuvad saavutades aastaks 2050 42 €/MWh.

Kuigi modelleerimise tulemusena on näha, et CO₂ hind mõjutab suures ulatuses TE allikate konkurentsivõimet, ei ole ühegi hinnastsenaariumi juures fossiilsete kütuste osakaal 0%-i, sh Eesti tingimustes on ka kõrge CO₂ hinna juures põlevkivienergia vähesel määral turul. See tähendab, et kliimanetraalsuse saavutamise suunas liikumisel võib tekkida vajadus põlevkivist toodetavat elektrienergiat piirata täiendavate poliitiliste meetmetega.

Töös analüüsitud energiatehnoloogiatest on mere- ja maismaatuuleparkidesse tehtud investeeringud prognoosi perioodi lõpuks ära tasunud kõigi kolme hinnaprognosid korral.

Päikesepaneelidesse tehtud investeeringud tasuvad ennast kõige odavama CO₂ hinnaprognooosi korral ning hüdropumpjaama investeeringud ainult kõige kallima CO₂ hinnaprognooosi korral.

Tehnoloogiate tasuvusaegsid saab mõjutada ühelt poolt investeeringute nihutamisega prongoosiperioodi lõpu poole, kui tehnoloogia maksumus on madalam. Selline talitamine ei pruugi ühilduda kliimapoliitika eesmärkide raames energiasüsteemi dekarboniseerimise sihtarvudega aastaks 2030. Alternatiivina võib riik toetavate meetmetena pakkuda investeeringutoetusi, tänu millele muutuvad tasuvusajad lühemaks. Investeeringute tasuvusaja arutamine muudab keeruliseks suur ebamäärasus ehitushindades. Töö raames on tasuvusanalüüsid teostatud Balmorel sisendandmetes olevate investeeringuhindadega. Kindlasti on soovitatav edasise uurimise käigus teha tasuvusaja tundlikkusanalüüs erinevate investeeringuhindade, diskontotegurite ja ka hüdropumpjaamade puhul ka elektrienergia hindade korral.

SUMMARY

Although the European Union produces only 10% of global GHG emissions, the European Commission has the goal of being a global leader in achieving a climate-neutral and circular economy. As a result, the European Union has set ambitious climate targets, including a review of past targets. In the past the EU aimed to reduce GHG emissions by 40% by 2030. According to the renewed targets aim for reductions of GHG emissions by 50% by 2030 and to achieve climate neutrality by 2050. The decarbonisation of the energy sector, which accounts for most of Estonia's CO₂ emissions, plays an important role in achieving climate neutrality. For Estonia, achieving climate neutrality means setting ambitious goals, because it requires a large reduction or electricity produced from oil shale.

The EU Emissions Trading System (ETS) aims to support EU Member States in reducing their GHG emissions by limiting the CO₂ allowances available in the scheme and allowing market participants to trade them. In order to achieve the ambitious climate goals, a high price of CO₂ allowances is needed in order to reduce the competitiveness of electricity production based on fossil fuels and to support the market entry of various renewable technologies. The price of CO₂ on the free market has been quite volatile throughout the history of the ETS, as it is affected by, among other things, unforeseen macroeconomic processes (eg Brexit), which makes it difficult to predict the future price of CO₂.

In the future electricity produced from oil shale may not be competitive due to rising CO₂ prices. From the point of view of both climate and the security of supply, it is necessary for Estonia to invest heavily in RES (Renewable energy source) technologies. In a situation of volatile CO₂ prices, making large-scale investment decisions can be difficult, but the government guides investment decisions through its climate policy measures.

The aim of this work is to study the profitability of investing in various carbon-free energy technologies in the situation of an open electricity market by 2050. For this purpose, five scenarios were developed. In these scenarios different RES were added to the Estonian energy system between 2020 and 2050. Each scenario examines one RES technology at a time, including 667 MW of solar panels, 500 MW of onshore wind farms, 1,300 MW of offshore wind farms, 500 MW of hydro storage plants and 600 MW of modular reactors. The added capacities of energy generations are taken from the analysis of "Raising the Estonian climate ambition" written by SEI Tallinn in 2019. The application potential of these technologies was modelled for three CO₂ price scenarios:

- In scenario 1, the price of CO₂ will increase by 2050 127 € / tonne;

- In scenario 2, the CO₂ price will increase by 65 € / tonne by 2050;
- In scenario 3, the price of CO₂ will fall to € 0 / tonne by 2050.

The action scenarios are modelled with the Balmorel electricity market model. Balmorel was developed for modeling the energy systems of the countries bordering the Baltic Sea. It can be used to analyze the perspective of different energy production capacities in the context of an open electricity market. The modeling is based on the consumption forecasts of the Baltic Sea region countries using five scenarios each for different RES technology and the prepared CO₂ price forecasts until 2050.

As a result of the simulation the following data was examined:

- TWh of electricity produced by energy production capacities under each scenario;
- Revenues from electricity produced by added technologies;
- The price of electricity in the Estonian region;
- Reduction of CO₂ emissions by 2050; and
- Generation capacity to be added in an ideally competitive open market situation by 2050 to meet the region's electricity demand.

The results of the modeling show that Estonia has the possibility to produce more than 50% of electricity from RES in 2030, even at the lowest CO₂ price scenario. The highest share of RES is in the CO₂ scenario with the highest price, ranging from 82% to 89% by 2030 and rising to 96% by 2050 in most scenarios. However, in the case of large-scale implementation of nuclear energy, the share of RES will remain at 73% in 2050. Most electricity is generated from wind energy, which is to be expected in terms of the geographical location. Based on the different scenarios, up to 11 TWh of electricity is generated from wind energy. Almost 2,5 TWh of electricity is also produced from solar energy.

The forecasted price of electricity is very similar in all scenarios, remaining between 40 and 55 €/MWh throughout the forecast period. The cheapest electricity price was simulated with the cheapest CO₂ price scenario. By the end of the forecast period, the electricity prices of different scenarios will converge, reaching 42 € / MWh by 2050. Estonia is part of a large electricity market and produces only 1% of the electricity in the entire Baltic Sea region. Due to this, the changes introduced in the Estonian generation portfolio have little effect on the development of electricity prices in the open market situation.

The modelling results show that the price of CO₂ greatly affects the competitiveness of RES. However, the share of fossil fuels does not fall to 0% in any scenario. This means that as we move towards achieving climate neutrality, it may be necessary to limit electricity produced from oil shale with additional policy measures.

Investments in offshore and onshore wind farms have paid off by the end of the forecast period for all three price forecasts. Investments in solar panels pay off with the cheapest CO₂ price forecast and hydropower plant investments pay off with the most expensive CO₂ price forecast.

Technology payback periods can be affected, on the one hand, by shifting investments towards the end of the forecast period when the cost of the technology is lower. But this may not be compatible with the energy system decarbonisation targets for 2030 in the context of climate policy objectives. Alternatively, the state may provide investment subsidies as support measures, which will reduce payback periods. Discussing the payback period of investments is complicated by the high uncertainty in construction prices. As part of the work, cost-benefit analyses have been performed with the investment prices in Balmore's input data. A sensitivity analysis of the payback period is recommended in the course of further research for different investment prices, discount factors and electricity prices in case of hydro energy.

KASUTATUD KIRJANDUS

- [1] J. Murray, „How the EU’s Green Deal is plotting a move to cleaner energy,” 29 Jaanuar 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.nsenenergybusiness.com/features/eu-green-deal-energy/>. [Kasutatud 01 04 2020].
- [2] J. D. S. K. J. S. F. P. F. V. G. C. H. H. K. S. K. E. K. L. M. Rogelj, „Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development,” 2018.
- [3] E. F. Merchant, „IPCC: Renewables to Supply 70%-85% of Electricity by 2050 to Avoid Worst Impacts of Climate Change,” 08 Oktoober 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/ipcc-renewables-85-electricity-worst-impacts-climate-change>. [Kasutatud 01 04 2020].
- [4] T. L. G. O. K. K. S. K. O. M. Meeliste S., „Eesti kliimaambitsiooni tõstmise võimaluste analüüs,” SEI Tallinn, Tallinn, 2019.
- [5] E. Komisjon, „Puhas planeet kõigi jaoks Euroopa pikaajaline strateegiline visioon, et jõuda jõuka, nüüdisaegse, konkurentsivõimelise ja kliimanetraalse majanduseni,” Brüssel, 2018.
- [6] „Eurostat: 4.1 How are emissions of greenhouse gases by the EU evolving?,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-4a.html>. [Kasutatud 27 04 2020].
- [7] E. Comission, „The European Green Deal,” Brussels, 11.12.2019.
- [8] „Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030 (REKK 2030),” 2019.
- [9] E. Keskkonnaministerium, „GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN ESTONIA 1990-2018,” 2020.
- [10] „Keskkonnaministeriumi koduleht,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.envir.ee/et/eesmargid-tegevused/kliima/rahvusvaheline-aruanne/kui-palju-eestis-kasvuhoonegaase-tekib>. [Kasutatud 18 04 2020].
- [11] A. Kõiks, *Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning kättesaadavus, magistritöö*, Tallinn, 2015.
- [12] Elering, „Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2019,” Tallinn, 2019.

- [13] „Statistikaamet,“ [Võrgumaterjal]. Available: www.statistikaamet.ee. [Kasutatud 08 05 2020].
- [14] H. A. L. A. S. N. Gugler K., „Investment opportunities, uncertainty, and renewables in European electricity markets,“ *Energy Economics*, kd. 85, 2020.
- [15] „European Comission homepage,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en#tab-0-0. [Kasutatud 20 04 2020].
- [16] E. K. koduleht, „Euroopa Komisjoni koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0. [Kasutatud 20 04 2020].
- [17] „EU ETS Handbook,“ 2015. [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf. [Kasutatud 14 04 2020].
- [18] E. L. N. H. eesistuja, „Submission by Croatia and the European Commission on behalf of the European Union and its Member States,“ Zagreb, 2020.
- [19] Š. S. G. O. Uiga J., „Kliimapoliitika põhialused aastani 2050. Energeetika ja tööstuse valdkonna mõjude hindamine,“ Tallinn , 2016.
- [20] „European Comission webpage: EU Emissions Trading system,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013_en. [Kasutatud 21 04 2020].
- [21] K. P. K. Kirsimaa, „Kas Eesti täidab Pariisi kliimakokkulepet?,“ SEI , 2018.
- [22] J. Deign, „Greentech Media,“ 25 Juuni 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/brexit-threatens-europes-carbon-price-rebound>. [Kasutatud 27 04 2020].
- [23] E. Comission, „Analysis of the use of Auction Revenues by the Member States,“ 2017.
- [24] „Keskkonnaministeerium: EL HKS avalik teave,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.envir.ee/et/eesmargid-tegevused/kliima/rahvusvaheline-aruandlus/el-hks-avalik-teave>. [Kasutatud 21 04 2020].
- [25] „EMBER Coal to Clean Energy Policy,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://ember-climate.org/carbon-price-viewer/>. [Kasutatud 27 04 2020].

- [26] A. E. C. J.-Y. M. M. S. S. V. C. S. W. V. D. C. F. Marcu A., „2019 State of the EU ETS Report,“ ERCST, Wegener Center, ICIS, I4CE and Ecoact , 2019.
- [27] „European Commission: Climate Action,“ 14 05 2018. [Võrgumaterjal]. Available: https://ec.europa.eu/clima/news/ets-market-stability-reserve-will-start-reducing-auction-volume-almost-265-million-allowances_en. [Kasutatud 27 02 2020].
- [28] T. O. I. f. E. Studies, „The EU ETS phase IV reform: implications for system functioning and for the carbon price signal,“ 2018.
- [29] I. E. Agency, „World Energy Outlook,“ 2019.
- [30] „Energiamajanduse arengukava aastani 2030,“ Tallinn, 2017.
- [31] „Balmorel Energy system model,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.balmorel.com/>. [Kasutatud 29 04 2020].
- [32] F. B. R. K. H. P. A. A. R. B. O. K. J. G. T. Å. G. B. T. F. M. M. R. H. V. Wiese, „Balmorel open source energy system model,“ *Energy Strategy Reviews*, nr April18, pp. 26-34, 2018.
- [33] „ENSTO-E,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>. [Kasutatud 05 05 2020].
- [34] „Market Insider,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances>. [Kasutatud 30 04 2020].
- [35] International Renewable Energy Agency , „Renewable Power Generation Costs in 2018,“ Abu Dhabi, 2019.
- [36] „Rahandus,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.rahandus.ee/et/diskonteeritud-tasuvusaeg>. [Kasutatud 12 05 2020].
- [37] S. K. W. Z. v. Lopez J., „The cannibalization effect of wind and solar in the Californiawholesale electricity market,“ *Energy Economics*, kd. 85, 2020.