

# Kes võidab ja kes maksab kinni ülemineku taastuvenergiale? Kuidas leida tasakaal energiasüsteemi toimimise ning tarbija ja tootja huvide vahel?

Kadri Männasoo PhD, Tallinna Tehnikaülikool

Einari Kisel PhD, Tallinna Tehnikaülikool

Milline on elektrihind tarbijale ja mis hinda mõjutab? .....	2
Kui palju maksab üleminek taastuvenergiale? .....	13
Juhitav tootmine .....	18
Energiaturu optimaalse majandusliku jaotuse mudel (ENOMA) .....	19
Stsenaariumite simuleerimine .....	21
Järeldused ja soovitused.....	26
Allikad.....	29
Lisad .....	30

Globaalpoliitilised arengud on seadnud valgusvihku kaubandussõja ja investeringud kaitsetööstusesse, surudes kliimaeesmärke ja rohepööret tahaplaanile. Euroopa pole siiski kliimapolitika ja rohelise leppe eesmärkidest taandunud. Pigemini on mitmed märgilised sündmused rõhutanud taastuvenergia ja muu kohaliku energia võtmetähtsust. 2022. aastal Euroopat tabanud Vene gaasitarnete katkemine andis väärtusliku õppetunni energiasõltuvuse ohtudest. Läänemerele toimunud kaablilõhkumised on näidanud välisühendustest sõltuva energiaturu haavatavust ning vajadust kindlustada energiapuudustele erinevate võimsuste arendamise, kaasamise ja tagavaralahenduste väljatöötamise teel. Balti elektrituru eraldumine Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemist ning vajadus sünkroniseerida süsteem iseseisvalt on tõstnud veelgi tugevamalt päevakorradele energia varustuskindluse ja talitluspidevuse tagamise olukorras kus üleminek taastuvallikatele toob kaasa täiendavat volatiilsust. Desünkroniseerimine oli kahtlemata paratamatu vajadus ja õige samm nii poliitiliselt kui majanduslikult. Küll vajab debatt energiasüsteemi varustuskindluse ja talitluspidevuse majanduslike võitude, kulude ja nende jaotamise üle jätkuvat tähelepanu.

## Milline on elektri hind tarbijale ja mis hinda mõjutab?

Taastuenergiade ülemineku positiivne programm on lisaks keskkonnanahoiule rõhutanud võite tarbijatele läbi madalama elektri hinna. Paraku kostub avalikkuses nõrdimust ootuste mittetäitumisest. Paljud kodutarbijad ei tunneta elektri arve kahanemist ja neid riivab see, et hind elektri arvel on börsihinnast kaks korda või enamgi kõrgem. See kuidas kujunevad võrguteenuse ja taastuenergia toetuse tasu<sup>1</sup> jääb tavatarbijale enamasti mittemõistetavaks. Kuigi füüsilises mõttes on elekter homogeenne hüvis, siis majanduslikus mõttes see päris nii pole. Kuna elektrit pole võimalik ladustada, ent üksnes märkimisväärse kuluga ning lühiajaliselt salvestada, siis on elektri hindadele omane märkimisväärne kõikumine üle piirkondade ja aja ning sesoonselt (Erdmann, 2015). Niisiis haavab tarbijate kindlustunnet börsihindade kõikumine ning hinnatippude pelguses eelistatakse (sageli kõrgema keskmise tasuga) fikseeritud hinnapakette. Ettevõtted omakorda kurdavad konkurentsivõime halvenemise üle võrreldes ettevõtjatega Soomes ja Rootsis kus elekter on odavam. Leevendamaks kõrge elektri hinna mõju tarbijatele on välja pakutud erinevaid lahendusi. Näiteks on valitsus arutanud taastuenergia tasude diferentseerimist. Erinevates poliitilistes debattides on kõlanud ka ettepanekud langetada käibemaksu elektritarbimisel või kõrvaldada CO<sub>2</sub> tasud elektri hinnast. Siiski jättes piisava tähelepanuta vajadused energiasüsteemi arendamiseks, energia varustuskindluse tagamiseks ja sagedusreservi hoidmiseks võib hinna leevendusmeetmete rakendumisel tekkida pettekujutelm taskukohasest energiahinnast, mille tegeliku maksumuse peab süsteem siis teisel viisil tagama ja kokku koguma.<sup>2</sup> Niisiis on selge vajadus, et teadlikke ja tasakaalustatud valikuid toetaks arusaam sellest, kuidas jaotuvad taastuenergiade ülemineku ja energiasüsteemi ülalhoiu ja arendamisega kaasnevad tulud ja kulud elektritarbijate, taastuenergia tootjate ning energiasüsteemi kui terviku seisukohalt.

Tarbimise ja nõudluse tasakaalustamiseks kaalutakse peamiselt elektri salvestamist ja elektri hinna ning võrguteenustega seotud tasude diferentseerimist madala ja kõrge nõudlusega tundidel. (Erdmann, 2015)<sup>3</sup> Siiski ei piisa kummastki, et süsteemi stabiilsust tagada ning peamine tasakaalu juhtimine toimub läbi elektri tootmise. Varustuskindluse ja süsteemi tasakaalu tagamine on kulukad ning mõlemas sisaldub märkimisväärne püsikulu komponent. Elektri ühikuhind tarbijale saaks langeda läbi tarbimise ja tootmismahdade kasvu, kuid seda trendi andmed üheselt ei kinnita. Elektrifitseerimine ja üldine jõukuse kasv

---

<sup>1</sup> 1. jaanuarist 2025 langetati taastuenergia tasu 1,05 sendilt kWh 0,84 sendile kWh (ilma käibemaksuta).

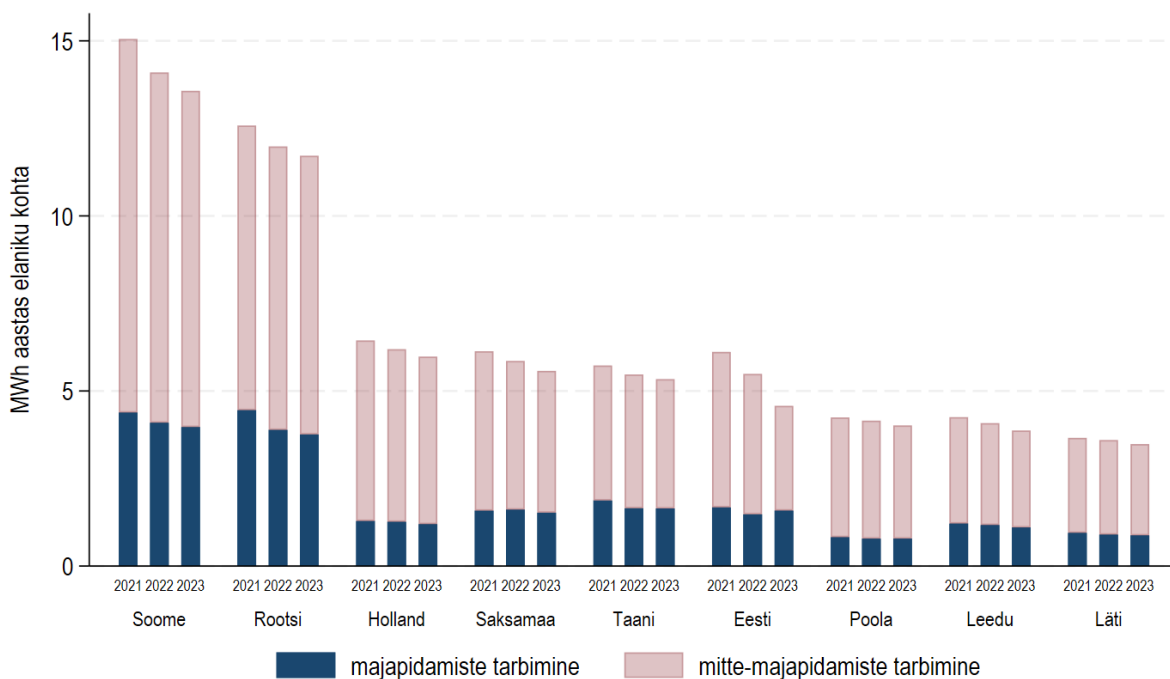
<sup>2</sup> Eestis tõusis elektriaktsiis 1.05.2025 2.1 €/MWh, enne 1.45€/MWh.

<sup>3</sup> Euroopa Liidus on kõigil elektri jaemüüjatel kohustus pakkuda varieeruva kilovatt-tunni hinnaga lepinguid

mõjutavad tarbimist küll kasvu suunas, teisalt uued energiasäästlikud tehnoloogiad ja suurem keskkonnateadlikus vähendavad seda.

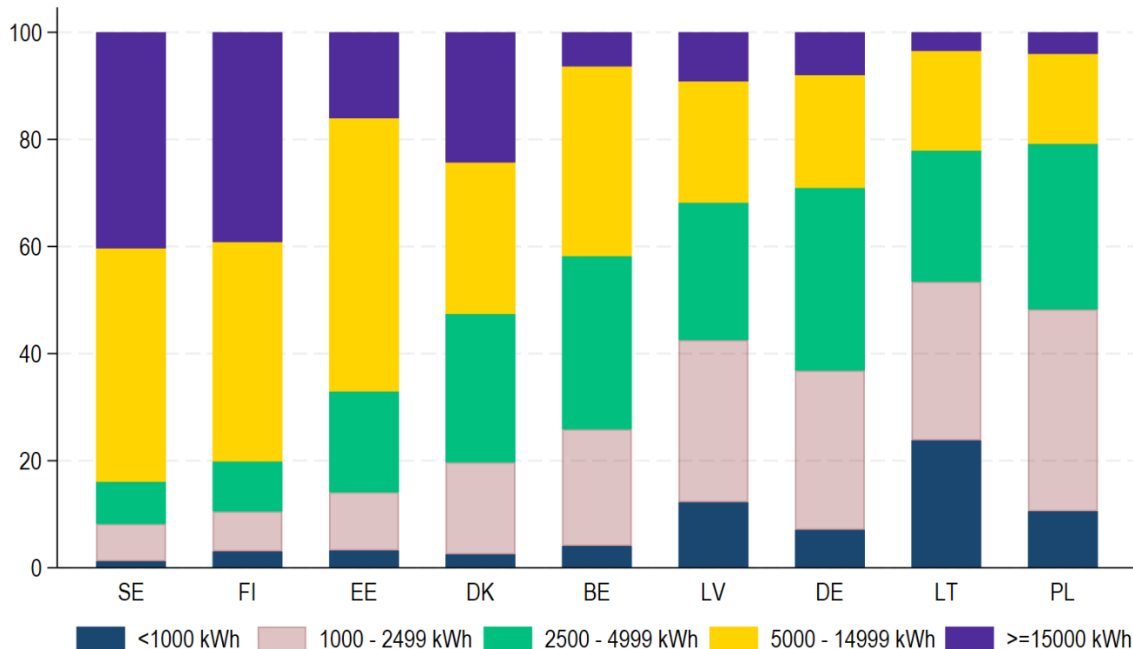
Joonis 1 kujutab majapidamiste ja mitte-majapidamiste elektritarbimist MWh elaniku kohta aastas valitud Euroopa riikides aastatel 2021-2023 (Eurostat, 2025). Kõigis võrdlusriikides on elektritarbimine vaadeldud ajavahemikus kahanenud ning peamiselt on tarbimise vähenemine toimunud mitte-majapidamiste arvelt. Siiski pole ka majapidamiste puhul mitte üheski vaadeldavatest riikidest täheldada elektritarbimise kasvu. Elaniku kohta kõrgeim on elektritarbimine Soomes ja Rootsis ja seda nii majapidamiste kui mitte-majapidamiste puhul. Eestis on majapidamise elektritarbimine elaniku kohta samal tasemel Taaniga, ent on kõrgem Balti naabritest ja Kesk-Euroopa riikidest. Antud võrdluspildis pole ette näha, et Eestis peaks elektritarbimine oluliselt kasvama, vähemalt mitte majapidamiste puhul, kus oleme elektritarbimiselt jõudnud samale ja isegi kõrgemale tasemele võrreldes meist jõukamate riikidega. Suundumusena on pigem täheldatav tarbimise vähenemine ja seda on aastatel 2021-2023 eriti mõjutanud ettevõtete elektritarbimise kahanemine olles vaadeldavatest riikidest kõige tugevamas languses. Ilmselgelt pole tulevikus välistatud energiamahukate ettevõtete rajamine, mis võiks ärisegmendis elektritarbimist oluliselt ja isegi hüppeliselt mõjutada.

Joonis 1: Elektritarbimine valitud Euroopa riikides 2021-2023 MWh aastas elaniku kohta



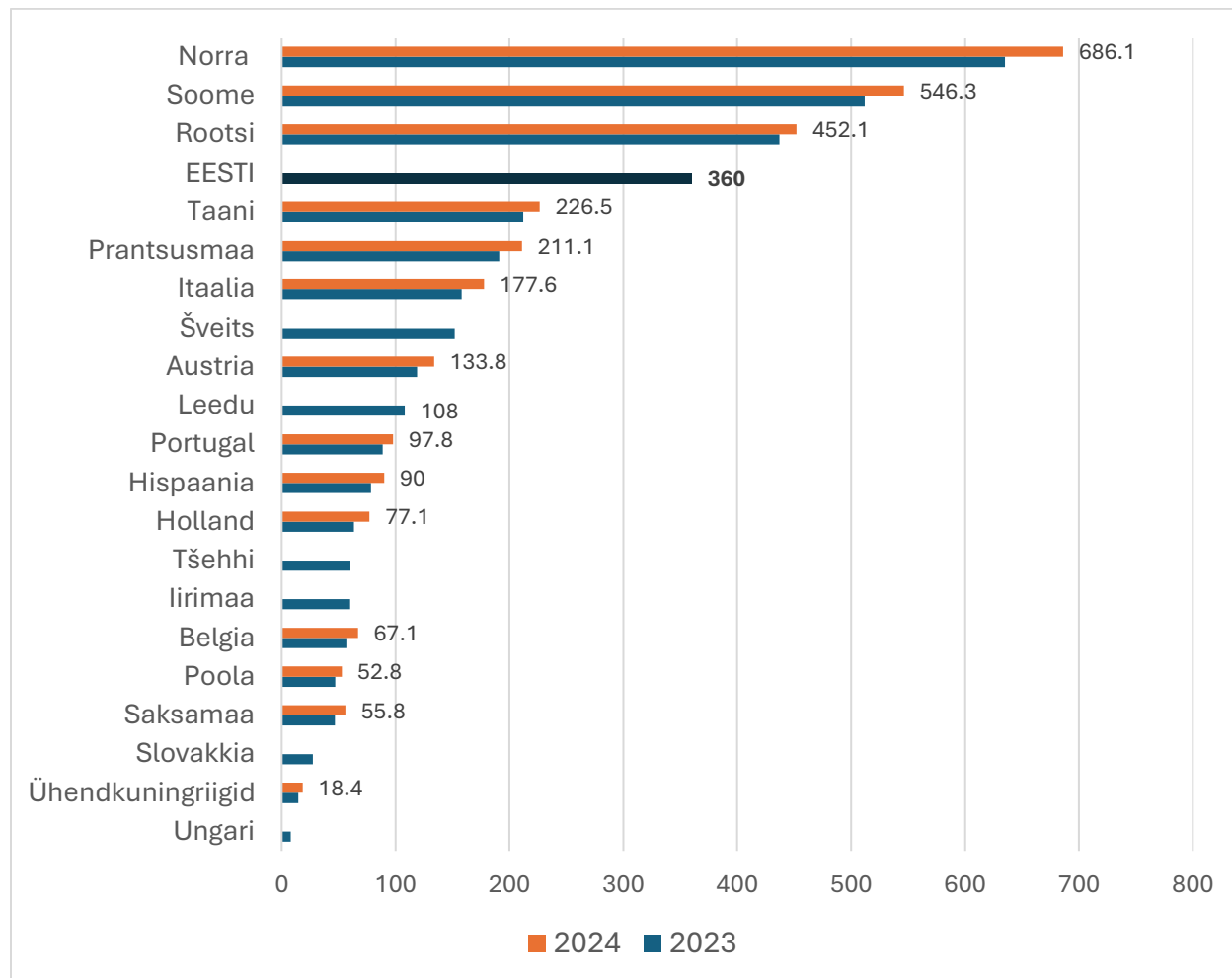
Kodutarbijate struktuurist annab ülevaate Joonis 2, mis kinnitab suure tarbimismahuga majapidamiste kõrget osakaalu Rootsis ja Soomes.

Joonis 2: Majapidamiste elektritarbimine, 2024 II poolaasta, kWh/aastas osakaalud



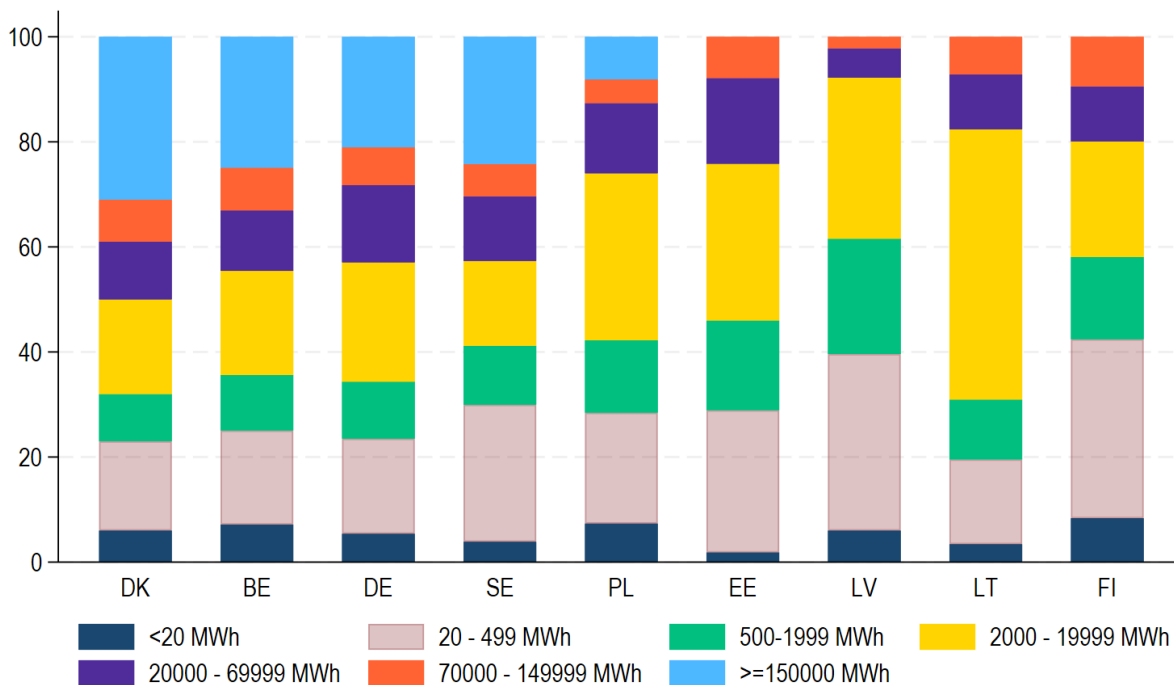
Eestis jääb üle 5000 kWh tarbimismahuga majapidamiste osakaal alla vaid Rootstile ja Soomele kinnitades koduklientide kõrget tarbimismahtu ning sellest tulenevat piiratud potentsiaali majapidamiste tarbimise edasiseks hüppeliseks kasvuks. Üheks majapidamiste kõrge elektritarbimise teguriks võib olla kasvav elektrifitseerimine kodude kütmisel ning sellega seotud soojuspumpade kasutuselevõtt. Soojuspumpade arvult 1000 majapidamise kohta hoiab Eesti kõrget neljandat kohta Norra, Soome ja Rootsi järel.

Joonis 3: Soojuspumpade arv 1000 majapidamise kohta 2023 ja 2024. aastal. Allikas: European Heat Pump Association.



Äriklientide struktuuris on kõrge elektritarbimise mahuga klientide osakaal suurim Taanis, Belgias ja Saksamaal. Eesti ei eristu märkimisväärselt mitte-majapidamistest klientide struktuurilt naaberriikidest.

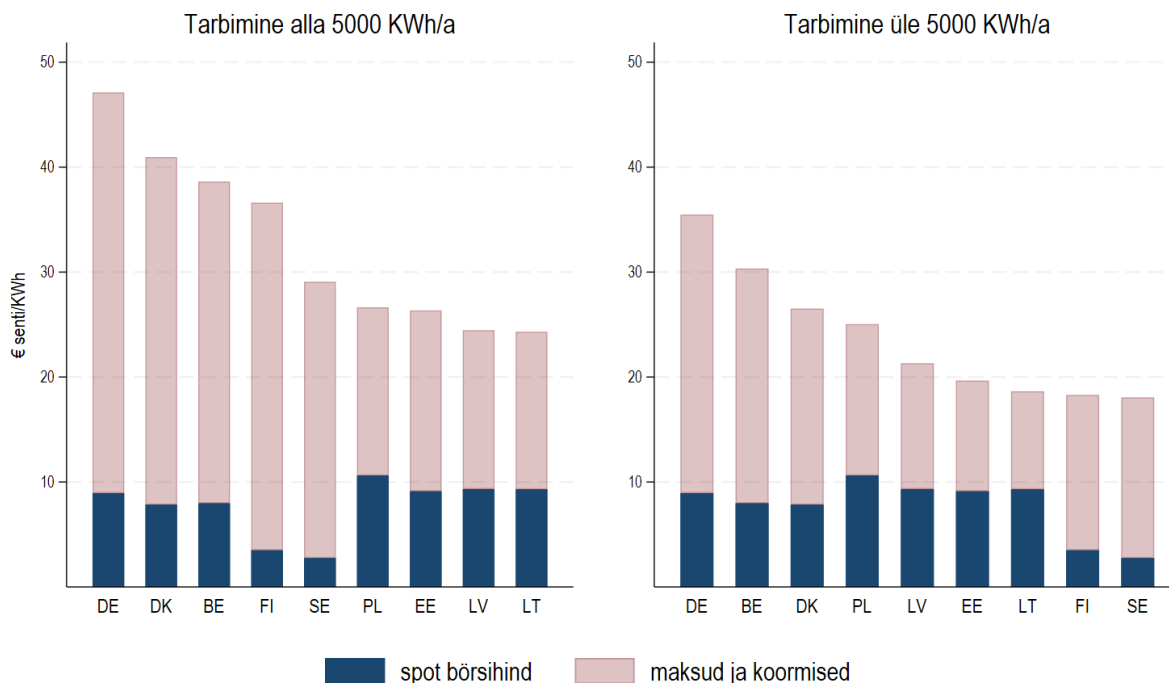
Joonis 4: Mitte-majapidamiste elektritarbimise struktuur, 2024 II pa, MWh/aastas osakaalud



Lisaks börsihinnale mõjutavad tarbija elektrikulu maksud ja teenustasud, mille suuruse ja diferentseerimise osas on riikide vahel märkimisväärsed erinevusi. Enamasti sõltub tarbija lõpphind tarbimismahust ning suurematele tarbijatele on tariifid soodsamad. Teisalt sõltuvad nii võrgutasu, aktsiis kui taastuvenienergia toetus tarbimise mahust ja tõstavad elektriarvet. Kuigi Eesti on börsihinnalt Euroopa keskmisel tasemel, siis lõpp-hind kodutarbijale on võrdlemisi soodne ja seda eriti madalama tarbimismahuga (alla 5000 kWh/a) majapidamistele (vt Joonis 5). Vaid majapidamistele üle tarbimismahu 5000 kWh/a on hind pisut soodsam Leedus, Soomes ja Rootsis. Kui Eestis on tarbija lõpphind 2.4 korda kõrgem kui elektri börsihind, siis Põhjamaades ületab tarbijahind börsihinda enam kui 4-kordselt ning Rootsis ligi 5-kordselt. Ometigi on Eesti tarbijatel tunnetus, et elektri hind on kõrge. Maailma võrdluses soodsat elektri hindu kinnitab ka 2023. aasta seisuga Maailma Energianõukogu (World Energy Council) poolt Eestile omistatud kõrge 7. koht energia trilemma pingereas ja väga kõrge energia võrdsuse (energy equity) skoor tasemel 94.8 maksimaalsest väärtusest 100.<sup>4</sup>

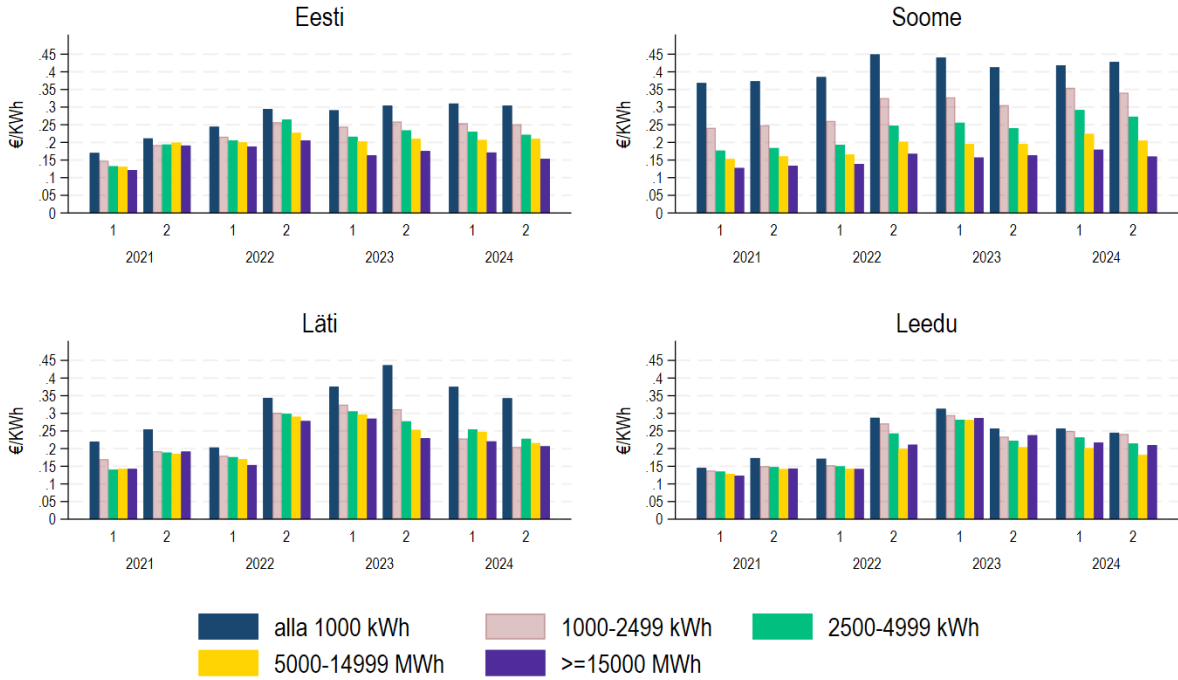
<sup>4</sup> [WEC Trilemma: Country profile](#)

Joonis 5: Majapidamiste elektri hinnad valitud Euroopa riikides 2024 II-pa, € senti/kWh

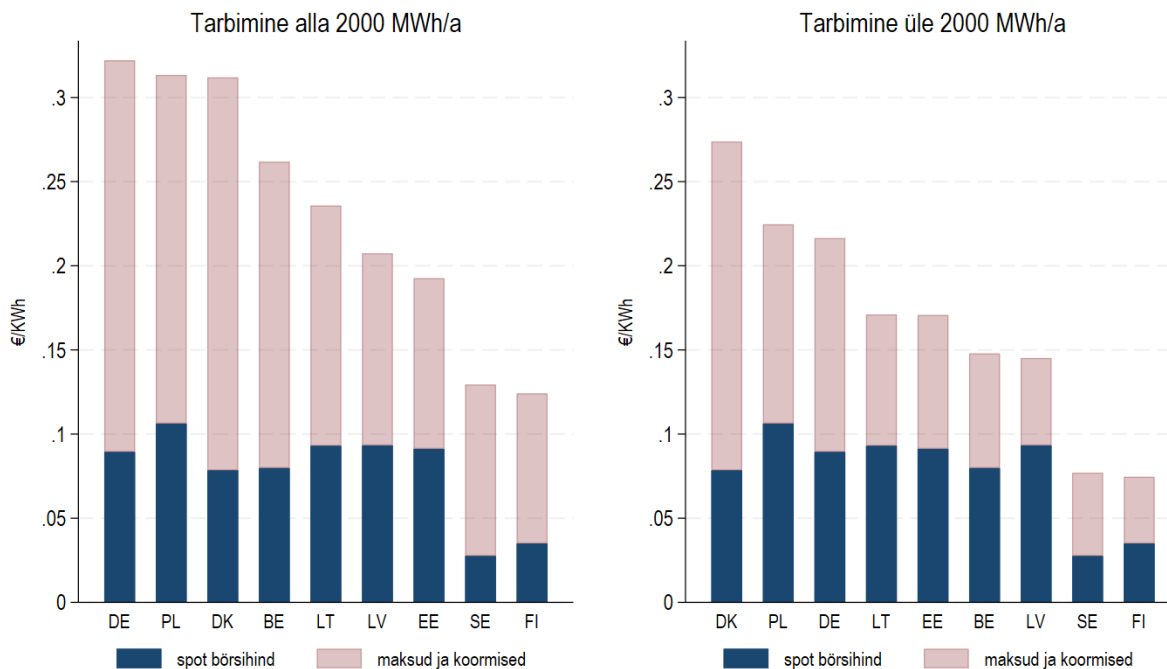


Joonisel 6. on toodud majapidamiste elektri hinna dünaamika 2021-2024 poolaastate lõikes. Eestis on elektri hind peale COVID-19 kriisi madalseisu alates 2021. aasta teisest poolest pidevalt tõusnud või on hinnad kõrgemal tasemel püsima jäänud. Üksnes kõige kõrgemas tarbimise segmendis üle 15000 kWh/a on toimunud mõningane hinnalangus. Seevastu Lätis ja Leedus on tarbijahinnad 2022-2023 aasta kõrgpunktist 2024. aasta langenud kõigis tarbimisvahemikes. Erinevalt Balti lõunanaabritest on Eestis toimunud ka hindade märkimisväärne diferentseerumine tarbijasegmentide lõikes, millest pole võitnud väiksema tarbimisega ning pahatihti ka hinnatundlikumad kliendid. Siiski on hindade diferentseerumine Eestis endiselt väiksem kui see on Soomes.

Joonis 6: Majapidamiste elektriinnad tarbimisvahemike lõikes, €/kWh

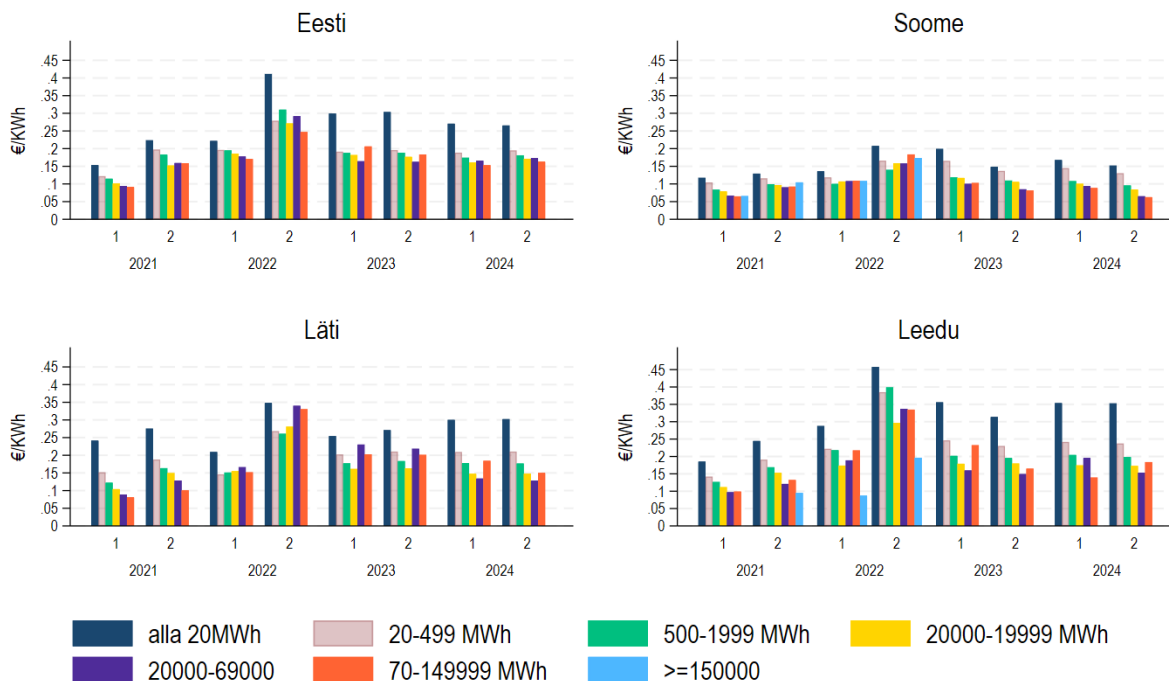


Joonis 7: Mitte-majapidamiste elektrihinnad valitud Euroopa riikides 2024 II p.a, €/kWh



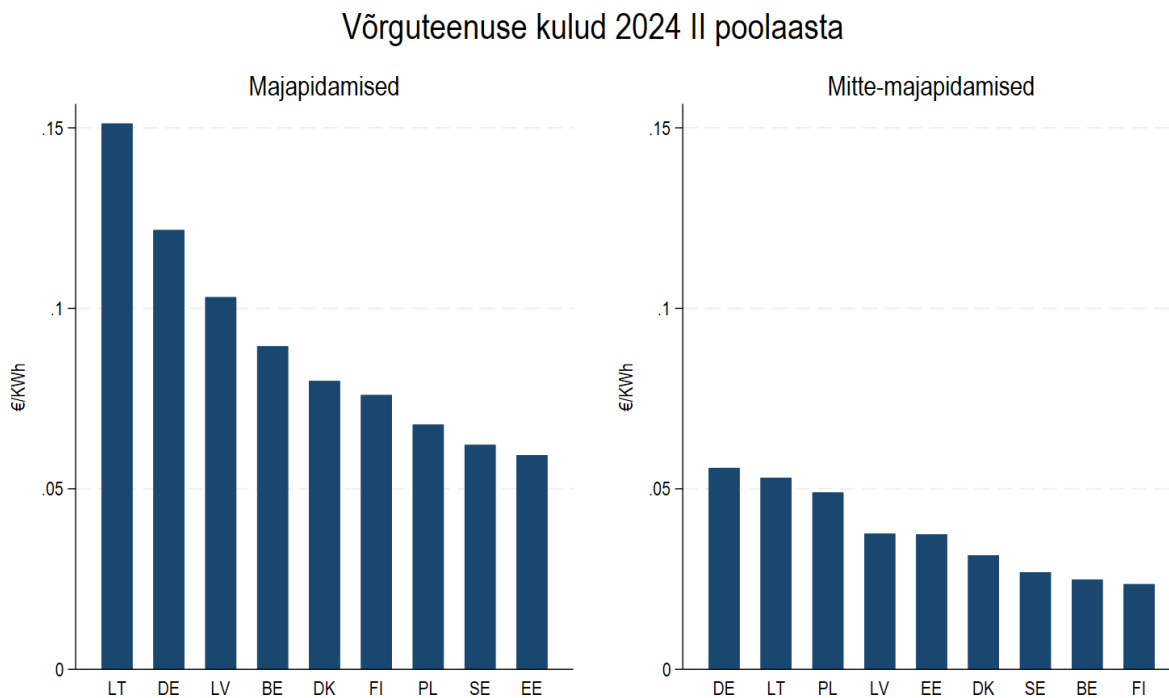
Ettevõtetele on elektrihind kõige soodsam Soomes ja Rootsis (vt Joonis 7). Alla 2000 MWh aastas tarbimismahuga ettevõtetele on Eestis elektrihind soodsam kui Leedus ja Lätis, kuid suurema tarbimismahu korral on hind Lätis soodsam ja Leeduga võrreldes on hind sama. Võrreldes Taani, Saksamaa ja Poolaga on elektrihind mitte-majapidamistele kõigis Balti riikides soodsam.

Joonis 8: Mitte-majapidamiste elektrihinnad €/kWh tarbimisvahemike lõikes 2021-2024.



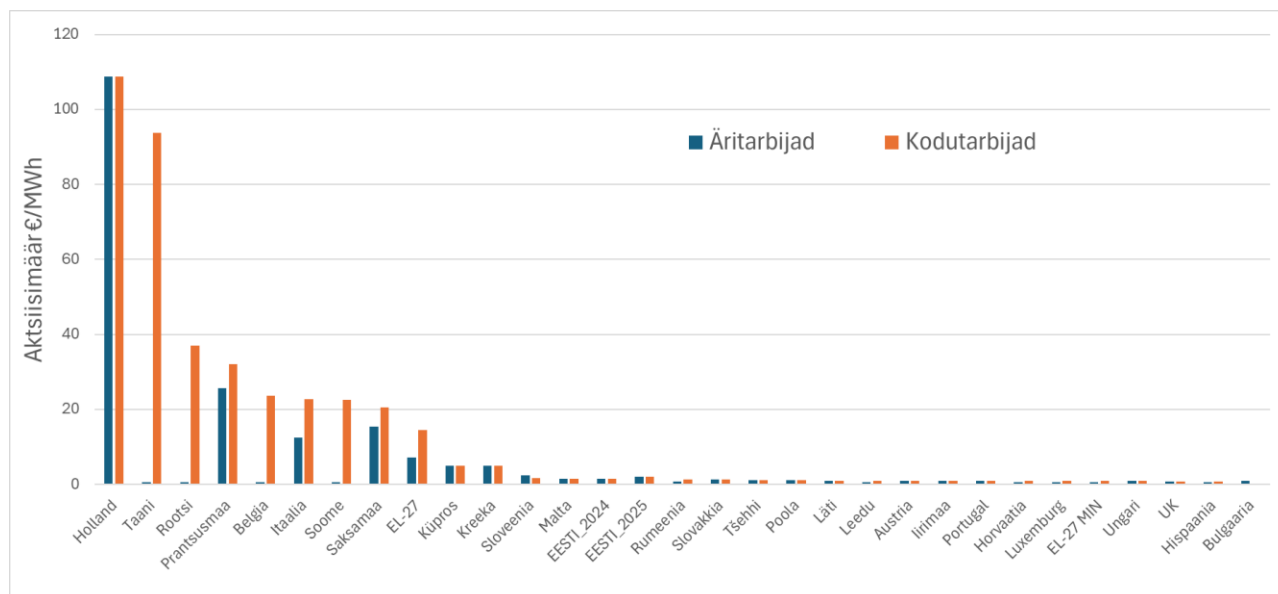
Võrreldes naaberriikidega on Eestis mitte-majapidamiste elektrihinnad tarbimisvahemike lõikes kõige vähem diferentseeritud (vt Joonis 8). Erandiks on madalaim, ehk alla 20 MWh tarbimisvahemik, mille puhul on elektrihind võrreldes suuremate tarbijatega suhteliselt kõrgem kui see on Soomes. Vastupidiselt Soomele pole Balti riikides elektrihinnad 2024. aastaks jõudnud energiakriisi eelsele tasemele.

Joonis 9: Võrgutasud majapidamised ja mitte-majapidamised 2024. II poolaasta.



Tarbija lõpphinnas on võrguteenustel ja maksudel börsihinnast suurem kaal. Riikide võrdluses on näha, et Eestis on võrgutasud majapidamistele kõige väiksemad. Seevastu mitte-majapidamistele ja ettevõtetele on võrgutasud kõrgemad kui need on Taanis, Rootsis, Belgias ja Soomes. Võrgutasud ettevõtetele on Lätiga võrreldavad, kuid madalamad kui need on Leedus.

Joonis 10: Elektriaktsiis Euroopa riikides €/MWh äri- ja kodutarbijad 2024. aasta.



Vaatamata aktsiisimäära tõusule 2025. aastal<sup>5</sup> on määrad Eestis püsimas Euroopa keskmisel tasemel. Kõige kõrgem on elektriaktsiis Hollandis 108.8 €/MWh ja seda nii äri- kui kodutarbijatele. Taanis, Rootsis, Belgias ja Soomes on aktsiisimäärad kodu- ja äritarbijate vahel enim diferentseeritud ja valdava osa aktsiisist kannavad kodutarbijad. Euroopa Liidus keskmiselt on aktsiis kodutarbijatele 2 korda kõrgem kui äritarbijatele, vastavalt 14.4 ja 7.1 €/MWh.

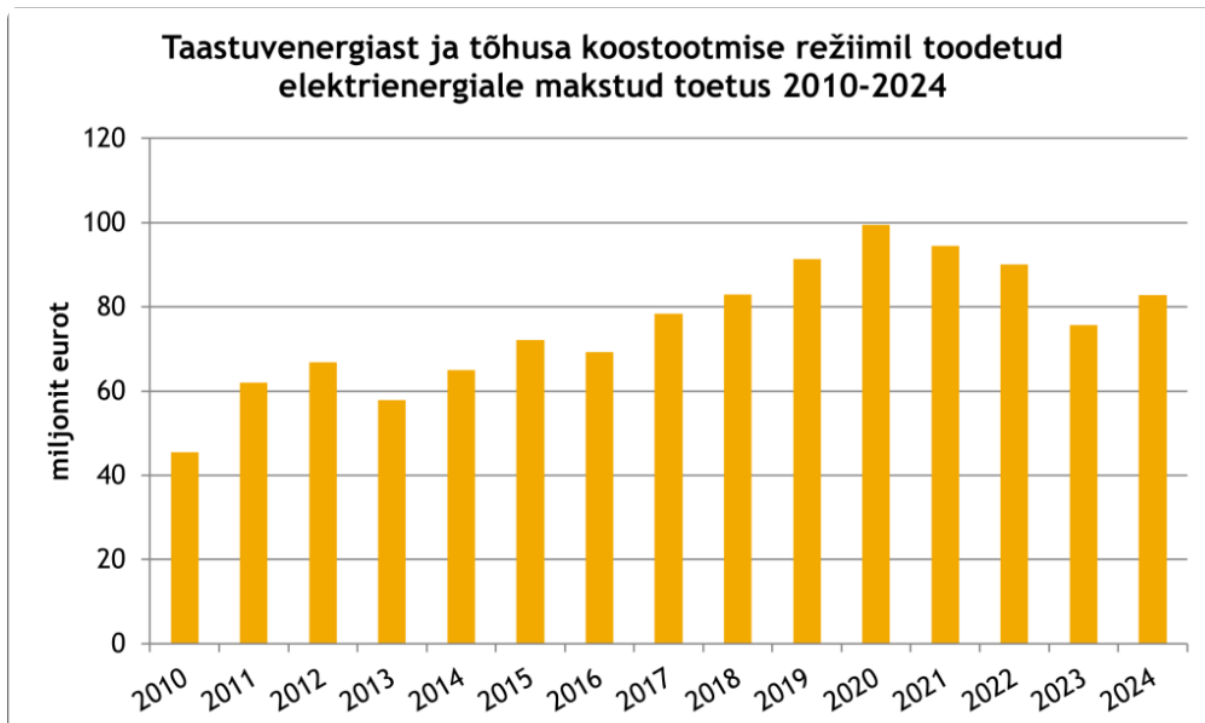
Kokkuvõttes on Eestis elektri hind kodutarbijale soodne. Äritarbijate puhul on hind kõrgem kui see on Soomes ja Rootsis.

<sup>5</sup> Vt aktsiisimäärad Euroopas 2024. NB! Eestis tõusis elektriaktsiis 1.05.2024 1.45€/MWh ja alates 1.05.2025 2.1 €/MWh. [Excise Duties on Electricity in Europe, 2024](#)

## Kui palju maksab üleminek taastuenergiale?

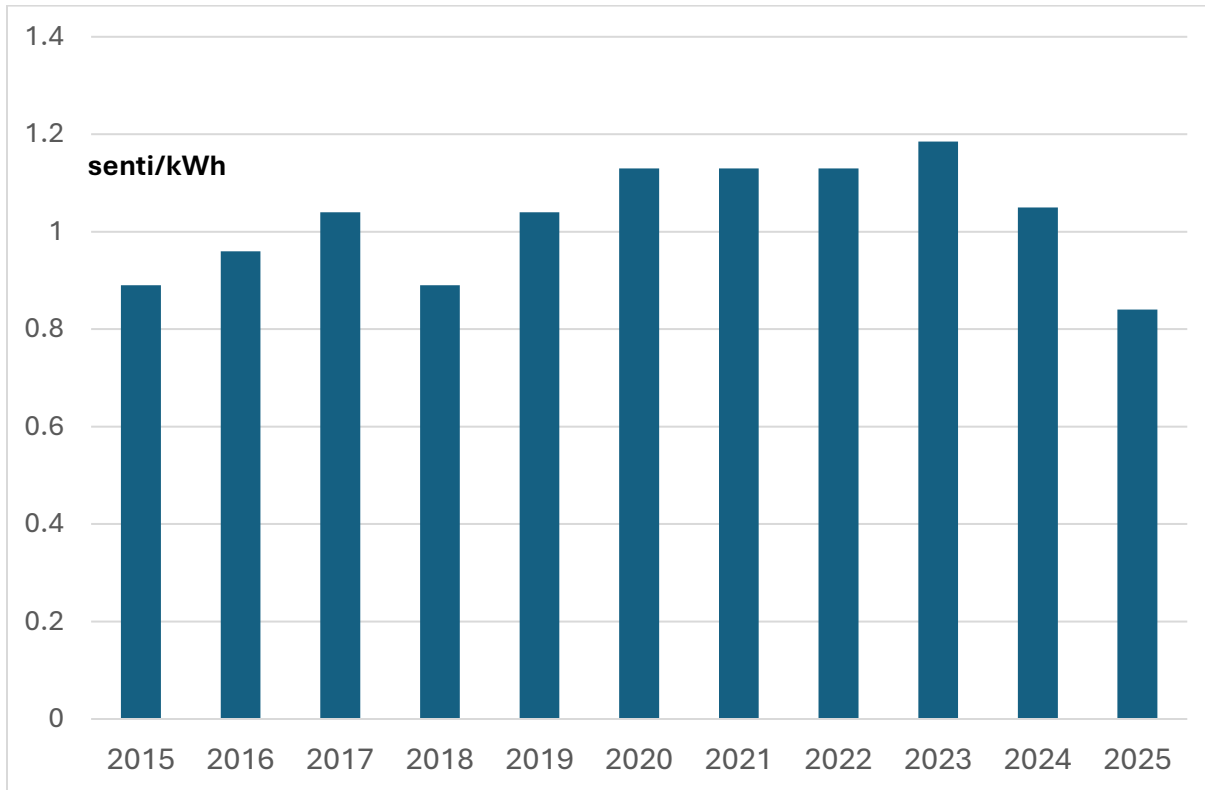
Taastuenergiast ja tõhusa koostootmisega toodetud elektrienergia tootmist on toetuskeemiga toetatud Eestis alates 2008. aastast. Alates 2020. aastast on toetussummad järk-järgult vähenenud seoses 12 aastase toetusperioodi lõppemisega ning hangetel põhineva toetuskeemi rakendamisega alates 2019. aastast. Alates 2024. aastast rakendus vana toetuskeem veel Aidu tuulepargile, mille ehitust alustati enne uue toetuskeemi rakendamist. Sellega seotult makstakse vana skeemi järgi neile toetust 2036. aastani. Joonisel 6 on toodud Eleringi poolt taastuvelektrile ja tõhusale koostootmisele makstud toetussummad.

Joonis 11. Taastuenergiast ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergiale makstud toetus 2010-2024.



Taastuenergia tasu kujuneb lähtuvalt oodatavast taastuvelektri toodangust. Alates 2023. aastast on taastuenergia tasu tulenevalt toetuste 12 aastase perioodi lõppemisest tootjatele ning madalamate toetusemäärade rakendamisest langenud ligi 30%. Joonisel 7 on näidatud taastuenergia tasu määrad läbi aastate.

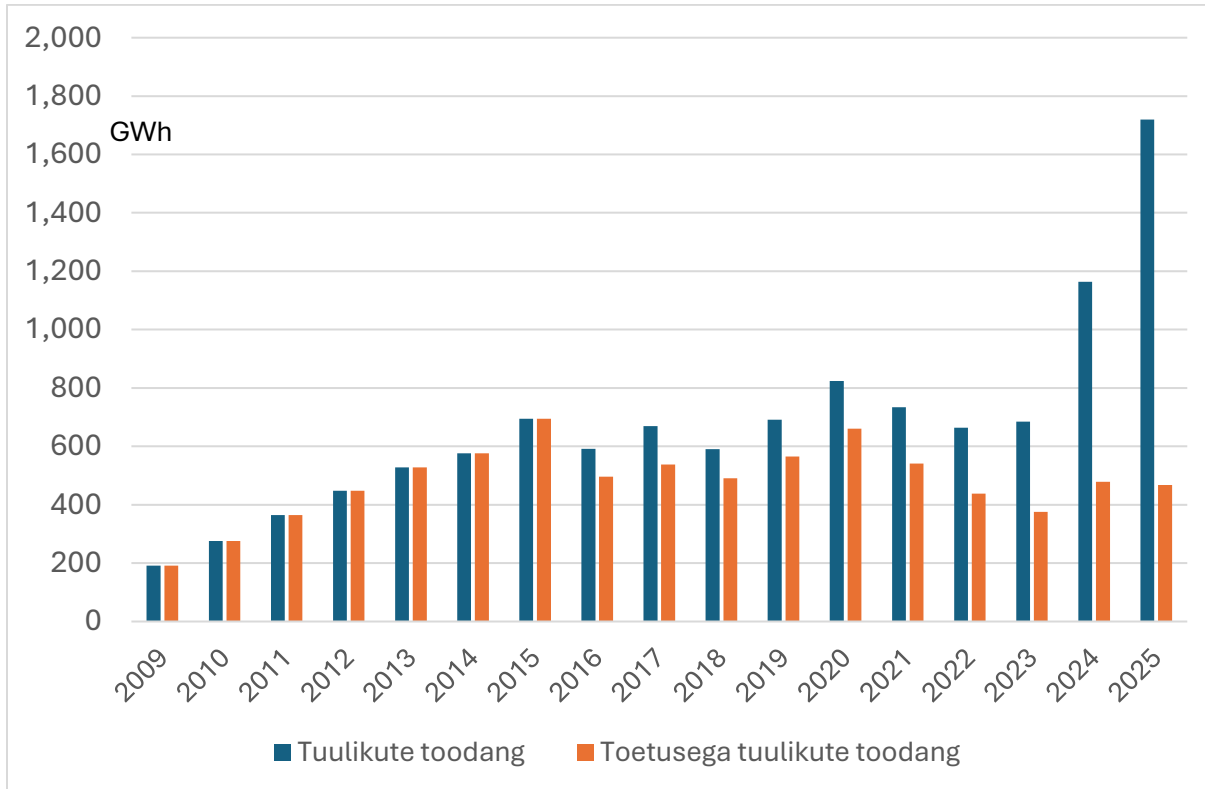
Joonis 12. Taastuenergia tasu määrad (ilma käibemaksuta). Allikas: Elering



Alates aastast 2020 on taastuvelektri toetamisel üle mindud oksjonitele, kus fikseeritakse igale tootjale individuaalne toetusemäär vastavalt oksjonil pakutule. Kokku on 2025. aasta seisuga oksjonitel edukaks kuulutatud tuule- ja päikeseelektri projektide poolt pakutud taastuvelektri aastane tootmismahut üle 1300 GWh, millest turule on 2025. aasta mai seisuga jõudnud ligi kolmandik. Eleringi poolt on kavandamisel täiendav oksjon kuni 2000 GWh kogumahuga.

Suuremate tuuleelektri projektide puhul, millele toodangule on elektrimüüjad suutnud sõlmida tarbijatega pikaajalisi elektri ostu-müügi lepinguid, on tänaseks võimalik rajada ka ilma toetusteta. Samuti on mitmed päikesepargid ja ka hoonetele paigaldatud päikesepaneelid rajatud ilma toetusteta. 2025. aasta alul käivitus täismahus ka Sopi-Tootsi päikese ja tuule hübriidprojekt, mille toodangust vaid väike osa on kaetud toetusega. See 255MW tuulepargiga projekt tõstab oluliselt Eesti taastuvelektri toodangut ilma toetusega. Joonisel 8 on näha et toetatud tuuleelektri osakaal kogu tuuleelektri toodangus on alates 2020. aastast oluliselt vähenenud.

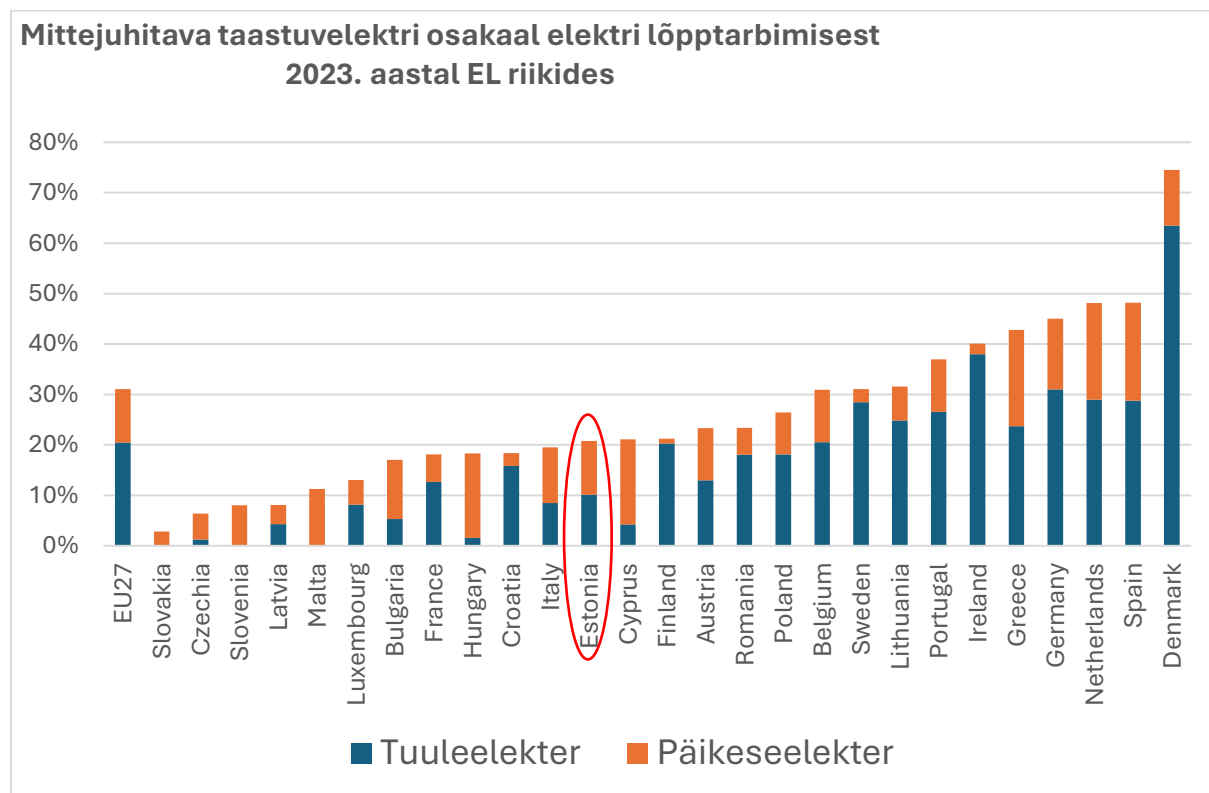
Joonis 13. Tuuleelektri kogutoodang ja toetusega tuuleelektri toodang. Allikas: Elering (2025. aasta numbrid on prognoos)



Elektrisüsteemi toimepidevuse seisukohast peaks mittejuhitavate tootjate (päikese- ja tuuleelekter) tootmise kõikumiste tarbeks olema süsteemis piisavalt juhitavaid võimsusi. Hiljutiste Hispaania ja Portugali elektrisüsteemi väljalülitumiste taustal on aruteluna tõusetunud küsimus mittejuhitavate võimsuste suurest osakaalust ning sellega seotud süsteemi juhtimise tehnilistest riskidest.

Selles kontekstis on oluline märkida, et Eesti taastuvelektri portfelli koosneb suure osas biomassist toodetud elektrist, mida toodetakse juhitavates elektrijaamades. Paljudes teistes riikides moodustab taastuvelektri portfellis suure osa juhitav hüdroenergia. Süsteemi juhtimisega seotud riskide hindamisel tuleb vaadata mittejuhitavate elektritootjate tootmise osakaalu elektrinõudluse katmisel ning ka riigi ühendatust teiste riikide elektrisüsteemidega. Jooniselt 9 võib näha, et Eesti mittejuhitava elektritootmise osakaal on võrreldes teiste EL riikidega keskmisel tasemel ning arvestades meie tugevaid ühendusi Läti ja Soomega on tehnilistest kriteeriumitest lähtuvalt meil selgelt potentsiaali tuule- ja päikeseelektri toodangu kasvuks. Eesti koos Läti ja Leeduga on sarnaselt Taaniga kahe suure elektrinõudlusega tarbimispiirkonna (Soome ja Poola) vahel, mis võimaldab nendega koostöös mittejuhitava elektri tasakaalustamist juhitava elektri tootmisega.

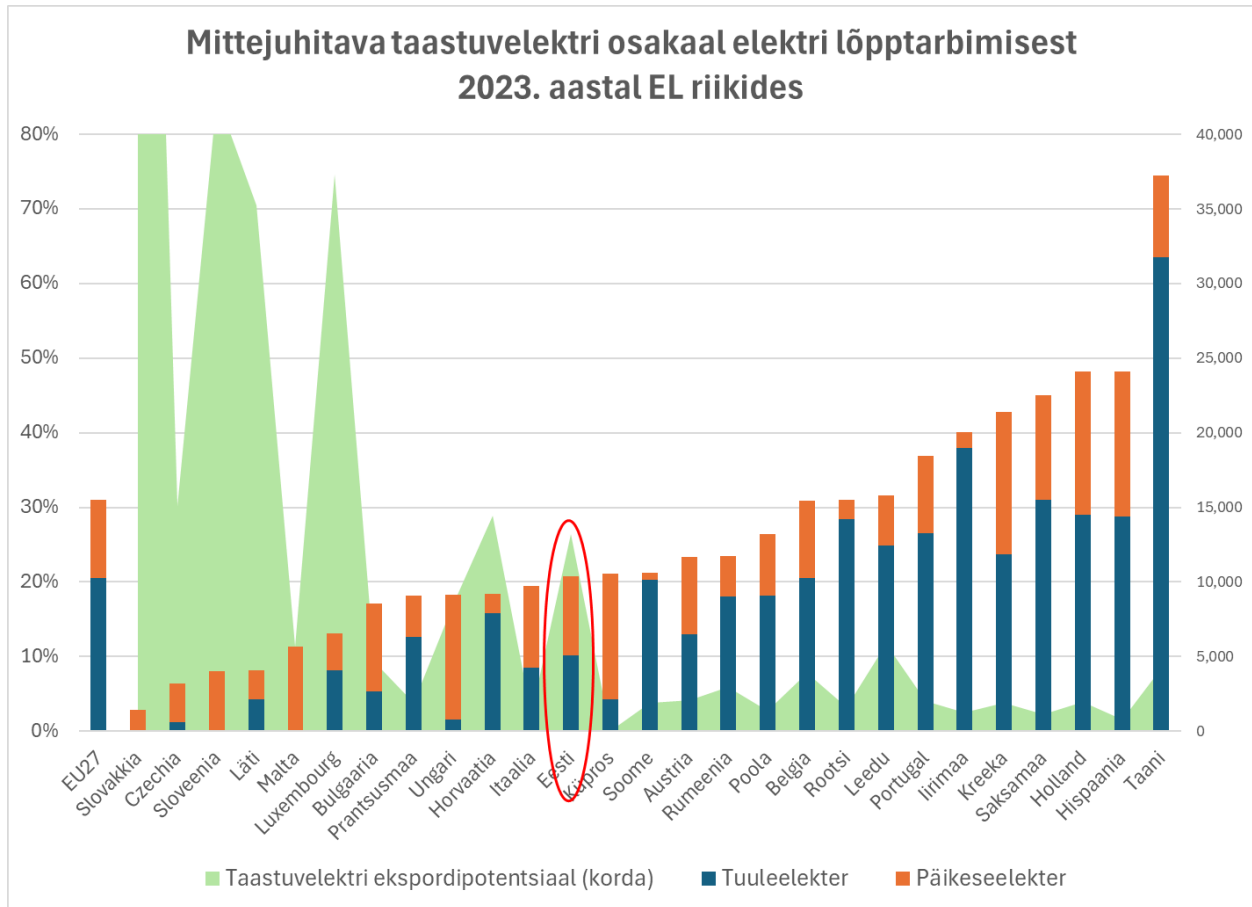
Joonis 14. Tuule- ja päikeseelektri osakaal elektritarbimisest 2023. aastal.



Allikas: arvutused Eurostat andmete põhjal

2025 aastal kasvab Eesti mittejuhitavate tuule- ja päikeseelektri tootmise osakaal lõpptarbimisest hinnanguliselt üle 40%. Arvestades vähempakkumisel edukaks osutunud projekte, ehitamisel olevaid projekte ning kavandatavat taastuvelektri oksjonit on tõenäoline et Eesti mittejuhitava taastuvelektri osakaal kasvab 2035. aastaks 60-70%ni lõpptarbimisest. Koos piisava salvestuse, uute juhitavate elektrijaamade ning ühendustega naaberriikidesse on sellise elektrisüsteemi juhtimine Taani näitel hallatav. Seega tuleb tagada piisava juhitavate elektritootjate teke Eesti ja Baltimaade elektriturule.

Joonis 15. Taastuvelektri osakaal ja välisühendused Euroopa riikides 2023. aastal.



Allikas: EMBER. Electricity Interconnection in Europe - data tool

Euroopa riikide võrdluses on Eestis välisühenduste võimsus suhtena taastuenergia osakaalu tugevas proportsioonis. Joonisel 10 on paremal skaalal on suhtarv, mille lugejas on välisühenduste võimsus korrutatuna 8760 tunniga aastas ning nimetajas on päikese- ja tuuleelektri toodang 2023. aastal. Visuaal näitab, et kõrge tuule- ja päikeseenergia osakaaluga Taanis, Hispaanias ja Hollandis on välisühenduste võimsus suhestatuna kohaliku taastuenergia toodangusse oluliselt madalam kui see on Eestis. Niisiis on Eestil läbi välisühenduste võimekus katta tootmise puudujääk täiel määral, samas teisalt avavad välisühendused Eesti ka piiritagustele elektri hinna survele.

## Juhitav tootmine

**Arvi Hamburg (PhD), energeetikaekspert**

Ilmastikust sõltuva elektritootmise lisandumine eeldab elektrisüsteemis salvestuse-, juhitava baas- ja reservvõimsuse- ja tootvatele tarbijatele suunatud teenuste piisavuse ning nende optimaalse koostoime süsteemi olemasolu. Elektritootmise bilansis on viimastel aastatel oluliselt kasvanud ilmastikust sõltuva elektritootmise osakaal, mis esitab väljakutsed energiasüsteemi stabiilsuse ja varustuskindluse tagamisel, eriti kriisiolukordades või saartalitluse režiimis. Senised energiapoliitilised valikud tuginevad arusaamale, et CO<sub>2</sub> on keskkonnamõjude põhitegur.

Varustuskindluse, energiajulgeoleku ja elektri koguhinna optimaalseim suhe on saavutatav mitmekesise elektritootmise struktuuriga väähindades kohalikke loodusressursse. Suure maksutulu ja sotsiaalse mõjuga energiaettevõtted toetavad regionaalarengut ja energeetikateadust.

Juhitav tootmine on üles ja alla reguleeritav ning tagab elektrisüsteemi inertsi. Lähimal perioodil, 2025–2035/2040, peame energiajulgeoleku riskide maandamiseks säilitama olemasolevad põlevkivil töötavad juhitavad tootmisüksused ja seda kuni uute võimsuste kasutuselevõtuni. Põlevkivienergeetika suudab üleminekuperioodil ainsana tagada varustuskindluse ja energiajulgeoleku, seejuures peamiseks takistuseks on regulatiivsed piirangud ja vanade plokkide töökindluse vähenemine.

Biomassil töötavate koostootmisjaamade elektritoodangut saab vaid osaliselt lugeda baaskoormuse katteallikana kuna nende töörežiimi mõjutab ilmastikust sõltuv sooja/külma nõudlus.

Maagaasil töötavad elektrijaamad pole baaskoormuse katmiseks sobivad kuna jaama muutuvkulud tulenevalt gaasi hinnast on kõrged ja lisaks importkütuse hinnamuutused ja logistika pole meie kontrolli all. Nende roll on elektrisüsteemi reservvõimsuse tagamine ja tipukoormuse katmine. Alates vahemikust 2035-2040 võivad baaskoormust katta tuumajaama energiaplokkid.

Eleringi konservatiivse prognoosi kohaselt on elektri varustuskindluse tagamiseks Eestis vaja hoida kuni 2030. aastani 1000 MW juhitavaid võimsusi ning alates 2030. aastast 1200 MW.

Prognooside kohaselt põlevkivivõimsused vähenevad 2029. aastaks veel 430 MW võrra, jäädes 785 MW tasemele, seega vajame 500 MW ulatuses gaasijaamasi. Loodetavat lisa (ca 110 MW) saame ka tööstus- ja koostootmisjaamadest.

## Energiaturu optimaalse majandusliku jaotuse mudel (ENOMA)

### **ENOMA** – ENergiaturu Optimaalse MAjandusjaotuse mudel <sup>6</sup>

Juba mõnda aega on näha kasvavat skeptilisust avalikkuses ja kogukondade vastasseisu tuule- ja päikesepeakide rajamisele, sest selguse puudus oodatavatest kasudest ja kuludest tekitab umbusku ja tõrksust. Otsimaks vastust küsimusele, kes maksab kinni rohepöörde Eesti energiamajanduses, tuleb luubi alla võtta kolmnurk - tarbija, tootja ja energiasüsteem. Taastuvenergiale üleminekuga seotud tootmisvõimsuste rajamine ning uued väljakutsed süsteemi tasakaalustamisel ja sageduse hoidmisel on kõigi osapoolte huvides, kuid kes ja millises ulatuses peaks kandma ülemineku kulud, on see mida ei saa vaadata ühe osapoole, näiteks tarbija, vaatevinklist unustades taastuvenergia tootja ja energiasüsteemi või vastupidi, keskendudes päikese ja tuuleenergiatootjate huvidele jättes kõrvale energiasüsteemi ja tarbija.

Niisiis otsib analüüs parimat lahendust energia trilemmas ja optimeerib tasakaalupunkti tarbijate elektrikulude, taastuvtootjate äritulemi ja riigi energiasüsteemi ülalhoiu vahel. Mudel püstibab kolm sihifunktsiooni: tarbija kulufunktsioon, päikese ja tuuleenergia tootja äritulemi funktsioon ja energiasüsteemi netotulemi funktsioon. Optimeerimisalgoritm leiab samaaegselt parima lahendi kõigile kolmele sihifunktsioonile minimeerides tarbija kulu ning maksimeerides taastuvtootja ja energiasüsteemi netotulemit. Tulemuseks on pareto optimaalne lahend mille korral ühegi turuosalise netokasu pole võimalik tõsta ilma vähemalt ühe teise turuosalise huve kahjustamata. Selline tulemus on parim kõigi turuosaliste – tarbija, tootja ja energiasüsteem - vaates samaaegselt.

ENOMA simuleerib erinevaid elektriturustsenaariume ja neist johtuvaid hinnakujunemise mehhanisme arvestades erinevaid energiahinna komponente nagu börsihind, tootmise omahind, võrgutasud, aktsiis, käibemaks jne<sup>7</sup>. Eeskätt on eesmärk leida optimaalsed parameetri väärtused taastuvenergiatootusele, tarbimise juhtimisele ning bilansiteenustele erinevatel tuule- ja päikeseenergia osakaaludel kogutarbimisest.

Tagamaks stabiilsed tulemused ja välistamaks äärmuslikke (lokaalseid) lahendeid itereeritakse algoritmi juhuslikel algväärtustel ning leitakse tulemused itereeritud vahetulemuste keskmiste põhjal. Optimeerimise käigus rakendatakse otsitavatele

---

<sup>6</sup> ENOMA on Kadri Männasoo poolt MATLAB tarkvaras arendatud optimeerimis- ja simulatsioonimudel.

<sup>7</sup> Sarnaselt Balmorel energiasüsteemi mudelile (Wiese et al, 2018)<sup>1</sup> on energiaressursside, energiakandjate omahinna, maksude, CO2 hinna ja muude fikseeritud komponentide eeldused eksogeensed ja neid on mudelis lihtne muuta ja kalibreerida.

parameetritele minimaalsed piirangud näiteks seatakse piirang sellele kas otsitav parameeter on negatiivse või positiivse väärtusega.

Optimeerimis- ja simulatsioonanalüüs on viidud läbi tarkvaras MATLAB ja koosneb kaheksast peamisest sammust:

- (1) Börsihinda mõjutavate elastsuste leidmine tuginedes tunnipõhistele elektriturule ja ilmastiku andmetele ning päeva CO<sub>2</sub>-kvoodihinna andmetele 2024. aasta kohta.
- (2) Ebabilansi suurust mõjutavate päikese- ja tuuleenergia osakaalude elastsuste leidmine tunnipõhiste elektriturule andmete põhjal 2024. aasta kohta.
- (3) Elektriturule stsenaariumite püstitamine ning stsenaariumitele vastavate elektrituruhindade ja ebabilansi prognoosimine tuginedes sammudele (1) ja (2). Peamiseks stsenaariumite dünaamikat juhtivaks teguriks on päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasv kogu tarbitavast elektrist.
- (4) Piirangute seadmine optimeeritavatele parameetritele välistades anomaalsed, negatiivsed või liiga kõrged positiivsed, väärtused. Samuti seatakse piirang vajalikule bilansiteenuse mahule, mis tuleb tootjate ja tarbijate vahel ära jagada ning tingimus, et taastuvenergia toetus peab ära katma vahel päikese- ja tuuleenergia tootja teenitava turuhinna ja garanteeritud hinna vahel.
- (5) Püstitatakse tarbija, päikese- ja tuuleenergia tootja ja elektrisüsteemi sihifunktsioonidest koosnev, ehk kolme-sihifunktsiooniga optimeeritav funktsioon.
- (6) Optimeeritavatele parameetritele omistatakse juhuslikult valitud algväärtused punktis (3) nimetatud määramisvahemikes ning iga parameeter leitakse 10 optimeerimisiteratsiooni keskmisena.
- (7) Sisendite, väliste parameetrite ja optimeeritavate parameetrite põhjal leitakse igale stsenaariumile vastavad sihifunktsioonide väärtused – tarbija kulu sentides kWh kohta, päikese- ja tuuleenergia tootja äritulem kWh kohta ning energiasüsteemi netotulem kWh tarbitava elektri kohta.
- (8) Simuleeritakse erinevatel stsenaariumitel mudeli tulemusi punktides (6) ja (7).

Analüüsi raamistiku püstitamisel ja fikseeritud parameetrite määratlemisel kasutatakse mitmeid teemakohaseid turuosaliste (Eesti Energia, Elering, Elektrilevi NordPool jt) andmeallikaid, samuti varasemaid raporteid, ülevaateid ja poliitikadokumente (ENMAK), mis sisaldavad energiaturu empiirilisi näitajaid või on tõstatanud erinevaid elektriturule reformimise stsenaariume. Samuti rakendab uuring tunnustatud energeetika ja energiapoliitika ekspertide sisendit.

## Stsenaariumite simuleerimine

Mudeli baasstsenaariumi eeldused on gaasi hind 37 €/MWh ja CO2 kvoodihind 70 €/m tonni kohta. Käibemaksu, elektriaktsiisi ja võrgutasu osas kehtivad jooksvad maksu – ja tasumäärad: käibemaks 22%, aktsiis 0.21 senti/kWh ja võrgutasu 4.4 senti/kWh. Päikese- ja tuuletoodangu omahinna eelduseks on 0.3 senti/kWh, ehk 3 €/MWh kohta. Taastuvenergia garanteeritud müügitulumääraks on eeldatud 3 senti/kWh kohta, ehk 30 €/MWh kohta. Alljärgnevas simuleeritakse kolm stsenaariumi erinevatel päikese- ja tuuleenergia osakaaludel kogutarbimisest.

- 1) Baasstsenaarium CO2 kvoodihind 70 €/m tonni ja gaasi hind 37 €/MWh
- 2) CO2 kvoodihinna tõus tasemele 100 €/m tonn
- 3) Gaasi hinna tõus tasemele 50€/MWh

Hind tarbijale langeb kui päikese- ja tuuleenergiat on rohkem, kuid hinnavõit stagneerub 80% taastuvenergia osakaalu juures, samuti kahaneb tarbimiskaja parameeter. Kulude kokkuhoid tarbimise juhtimisest väheneb kui mittejuhitava päikese ja tuuleenergia osakaal tarbimises ületab 50%, sest püsitasude, võrguteenuse ja taastuvenergia toetuse, osakaal lõpphinnas kasvab. Päikese- ja tuuleenergia tootja liigub 90% taastuvenergia osakaalu turutingimustes kahjumisse ning seda peab kompenseerima taastuvenergia toetuse kasv. Arvestades, et nii tuule- kui päikeseenergia tootmise LCOE on oluliselt kõrgem kui muutuvkulu millega turule tullakse, siis baasstsenaariumi korral muutub uute investeeringute tasuvus küsitavaks kui päikese- ja tuuleenergia osakaal ületab 40-50% tarbimisest. Taastuvenergia toetusmäär hakkab kasvama alates päikese- ja tuuleenergia osakaalust mis ületab 60% tarbimisest ning eriti järsk on optimaalse toetusmäära hüpe liikudes 80%-le ja 90%-le taastuvenergia osakaalus kogutarbimisest. Päikese- ja tuuleenergia tootja eabilansilt makstav bilansiteenuse optimaalne tasumäär on 20-40% päikese- ja tuuleenergia osakaalu tingimustes 0.4€ MWh kohta, tõustes 0.5€ MWh kohta kui päikese- ja tuuleenergia osakaal tarbimisest on 50-70% ning kerkides 0.64 €/MWh-le kui päikese- ja tuuleenergia osakaal on 90% tarbimisest. Süsteemi opereerimise netotulu<sup>8</sup> koos aktsiisi- ja maksutuluga langeb taastuvenergia osakaalu kasvades, kuna elektrihinna odavnemine kahandab käibemaksutulu ja juhitavatelt võimsustelt teenitavat tulu. Siiski päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades üle 80% energiasüsteemi tulu tõuseb seoses kahaneva tarbimise juhtimisega ning kõrgematest taastuvenergia ja eabilansiteenuse tasudest johtuvalt. Siinkohal tuleb panna tähele, et süsteem (riik) kogub kõigilt elektritarbimise teenustelt käibemaksu. Optimaalne bilansiteenuse tasu tarbimiselt 6.3-6.4 €/MWh on

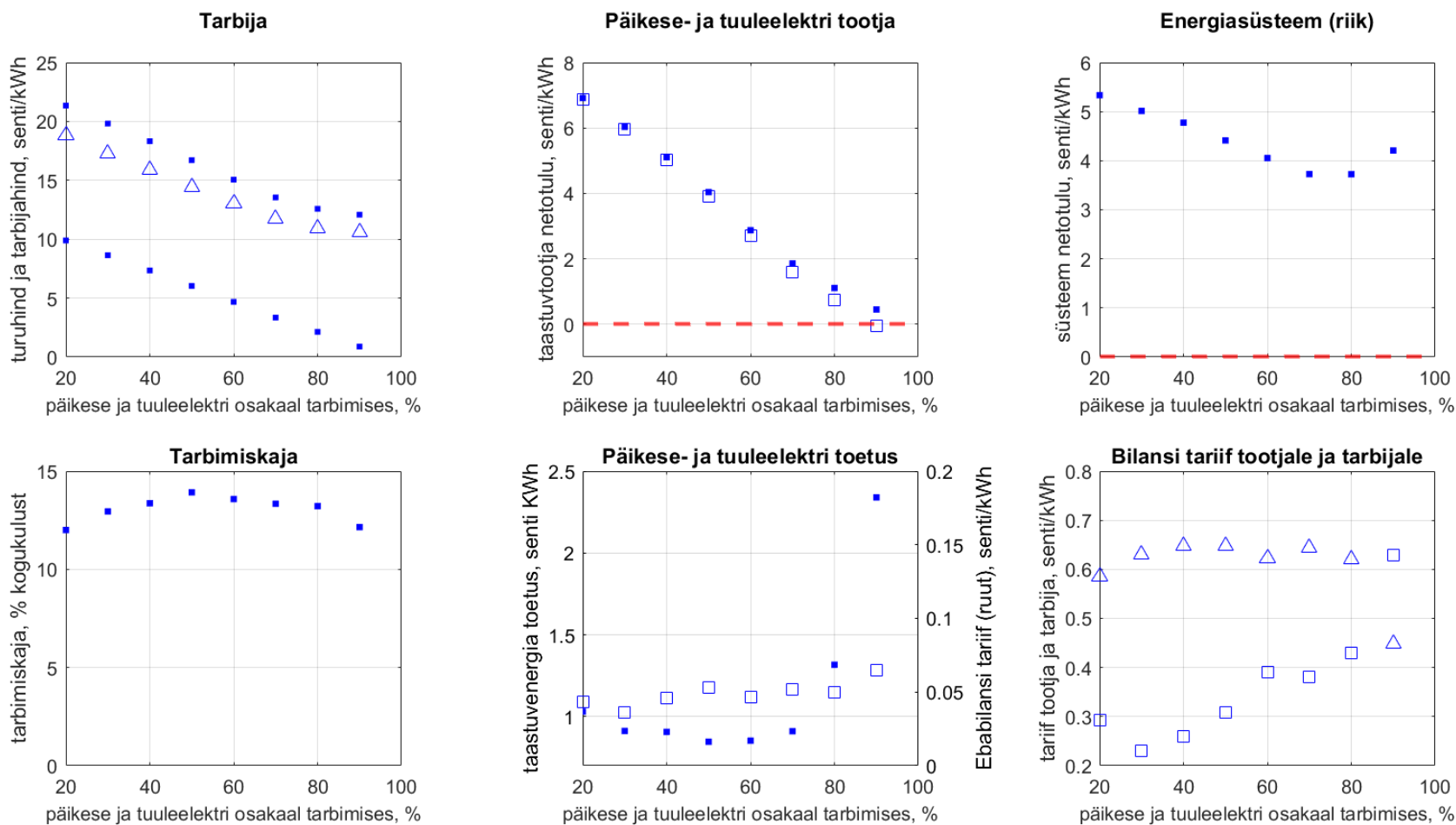
---

<sup>8</sup> Elektrisüsteemi opereerimise netotulu ei sisalda nn pudelikaelatasu välisühendustelt, ega välisühendustega seotud muid tulusid ja kulusid. Samuti ei sisalda elektrisüsteemi sihifunktsioon sagedusturul opereerimisega seotud tulusid ja kulusid.

kõrgem kui tasu tootmiselt, välja arvatud väga kõrge 90%-lise taastuenergia osakaalu tingimustes kui optimaalne tasu tarbimiselt langeb 4.5 €/MWh-le. Optimaalne tootmiselt kogutav bilansiteenuse tasu kasvab taastuenergia tootmise osakaalu suurenedes jäädes alla 3 €/MWh kui päikese- ja tuuleenergia osakaal tarbimises on alla 50% ning tõustes 4 €/MWh kui see moodustab 60-80% kogutarbimisest ja hüpates üles 6.2 €/MWh tasemele kui päikese- ja tuuleenergia osakaal on 90%. Optimaalse bilansiteenuse tasu vastassuunaline liikumine tarbimiselt ja tootmiselt tuule- ja päikeseenergia osakaalu kasvades peegeldab tasakaalu leidmist stagneeruva tarbijahinna ja kõrgete taastuenergia toetuste vahel.

Olulisteks elektriturgu mõjutavateks välisteks teguriteks on CO<sub>2</sub> kvoodihind ja maagaasi hind rahvusvahelisel turul. Ilmselgelt tõstavad nii CO<sub>2</sub> hind kui gaasi hind elektrikulu tarbijale, kuid antud kulukomponendi roll langeb päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades elektri kogutarbimisest. Kõrgem CO<sub>2</sub> ja gaasihind tõstavad juhitavate mitte-taastumatute võimsuste pakutavat sisendhinda ja kergitavad üldist turuhinda, mis omakorda muudab päikese- ja tuuleenergia tootmise kasumlikumaks. Kõrge CO<sub>2</sub> kvoodihinna ja gaasihinna tingimustes säilitavad päikese- ja tuuleenergia kasumi teenimise võimekuse ka taastuenergia osakaalu kasvades ning seetõttu puudub vajadus tõsta olulisel määral taastuenergia toetuseid.

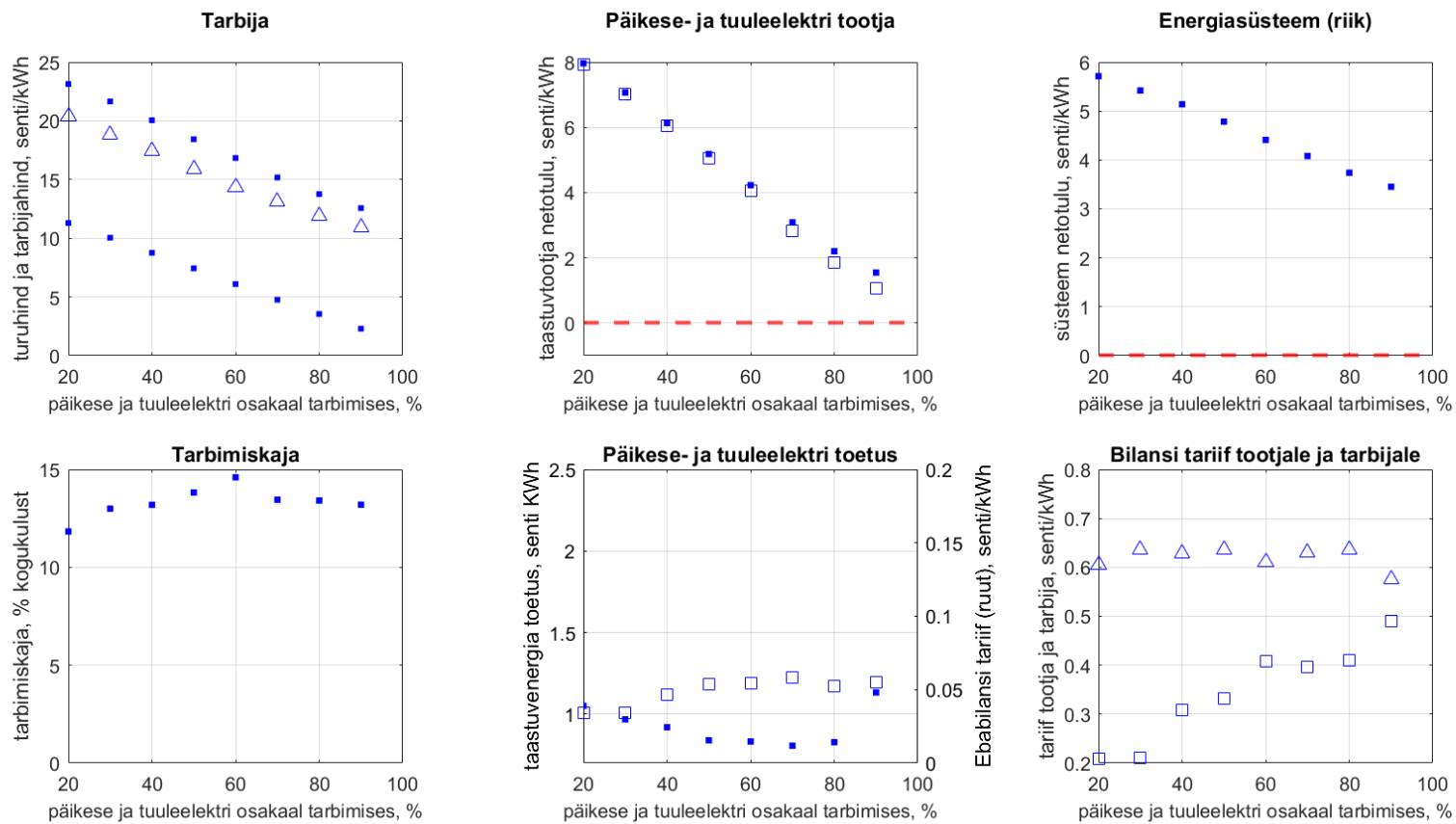
Joonis 16. Baasstsenaarium: CO2 kvoodihind tasemel 70 € m/tonn ja maagaasi hind 37 €/MWh



Autor: Kadri Männasoo | 27-05-2025

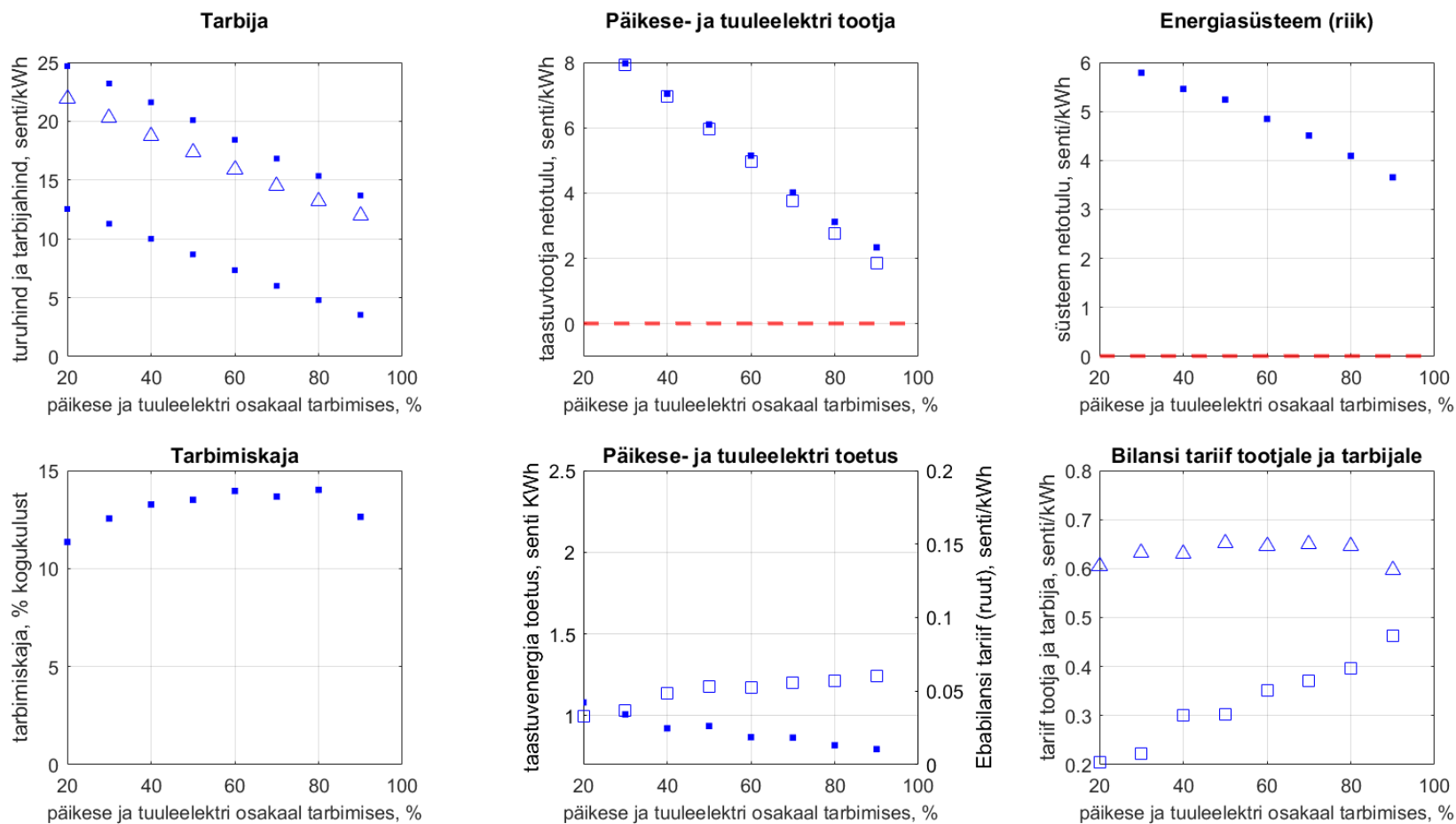
Tarbija: Alumine punktirida tähistab simuleeritud börsihinda. Ülemine punktirida tähistab tarbija lõpphinda ilma tarbimiskajata, kolmnurkadega on tähistatud tarbija-lõpphind koos tarbimiskajaga.  
 Tootja: Alumine ruutudega punktirida tähistab päikese- ja tuuleelektri tootja netotulu ilma taastuenergiatoetusega. Ülemine punktirida tähistab netotulu koos taastuenergiatoetusega.  
 Päikese- ja tuuleelektri toetus: Ruudud tähistavad eabilansi tariifi (parem y-skaala). Punktirida tähistab taastuenergia toetusmäära (vasak y-skaala).  
 Bilansi tariif tootjale ja tarbijale: Ruudud tähistavad bilansiteenuse tariifi tootmisele. Kolmnurgad tähistavad bilansiteenuse tariifi tarbijale.

Joonis 17. Stsenarium 1: Kõrge CO2 kvoodihind tasemel 100 € m/tonn



Autor: Kadri Männasoo | 27-05-2025

Joonis 18. Stsenaarium 2: Kõrge gaasihind 50 €/MWh



Autor: Kadri Männasoo | 27-05-2025

## Järeldused ja soovitused

Elektrituru toimimist ja energiasüsteemi efektiivsust toetab mastaabisääst. Tunnistust mastaabisäästu olulisusest annab energiatootjate konsolideerumine nii Eestis kui muudel turgudel. Energiakontsernidel on suurem investeerimisvõimekus ning suutlikkus elektritootmist kulutõhusamalt korraldada. Mastaabivõite saab otsida ka tarbimise poolel. Energiasüsteemi efektiivsusvõite ja taastuenergia kasutuselevõttu aitab ellu kutsuda laialdasem elektrifitseerimine ja seda eriti tööstussektoris, kus kasvuruumi on võrreldes majapidamistega rohkem. Rahvusvaheline Energiaagentuur (The International Energy Agency, IEA) soovib leevendada elektrifitseerimisega seotud investeeringukulusid ettevõtetele ning toetada elektrifitseerimisega seotud teadus- ja arendustegevust tööstuses.<sup>9</sup>

Eesti majapidamiste elektritarbimine on seoses soojuspumpade laialdase kasutuselevõttuga kõrge ja soojuspumpade arvult 1000 majapidamise kohta jääme alla vaid Norrale, Soomele ja Rootsile. Kuna Eesti kodudes on elektritarbimine samal tasemel või ületamastki meist jõukamate Kesk- ja Lääne-Euroopa riikide oma (Põhjamaadele jääme alla), siis on vähetõenäoline, et majapidamiste elektritarbimise kasv lähitulevikus hüppeliselt kasvaks.

Elektrihind Eesti kodutarbijale on võrreldes Euroopa teiste riikidega madal ja seda eeskätt väikese tarbimisega ning ilmselt ka hinnatundlikematele majapidamistele. Vaatamata elektriaktsiisi tõusule 1. maist 2025 on määr võrreldes näiteks Soome, Rootsi, Taani või Saksamaaga oluliselt madalam ja seda eriti kodutarbijate vaates. Enamik meist kõrgema elektriaktsiisi määraga riike, eriti Taani, Rootsi, Belgia ja Soome, diferentseerivad maksukoormust kodutarbijatele ja suurtarbijatele, kehtestades oluliselt madalamaid aktsiisimäärasid suurtarbijatele. Ka Eestis tuleks kaaluda elektriaktsiisi ja tasude diferentseerimist, et langetada lõpphinda teatud äritarbijate segmentides, kus tänane elektri ühikukulu ületab konkurentettevõtjate oma naaberriikides. Elektriaktsiisist laekuvaid tasusid võiks sihtotstarbeliselt rakendada näiteks elektrifitseerimise toetamiseks.

Eesti elektriturg on välisühendustega tugevalt seotud, mis pakub võimalusi süsteemi tasakaalustamiseks piiritaguste võimsuste abil. Teisalt teeb avatus läbi välisühenduste Eesti elektrituru välistest hinnasurveetest mõjutatavaks, kuid tagab konkurentsiolekorra ka tingimustes kus tootmine Eesti elektriturul on konsolideerumas.

Tuule- ja päikeseenergia on olemuselt paljuski üksteist tasakaalustavad. Saksa ilmasteenistuse uuringute andmetel kahaneb päikesevaese ja tuuletu ilma (*dunkelflaute*) risk märkimisväärselt kui tuuleenergiale lisandub päikeseenergia ning omakorda

---

<sup>9</sup> [Electrification - Energy System - IEA](#)

välisühendustega liitumisel muutub risk väga väikeseks.<sup>10</sup> Tuulikute tootlikkus sõltub lisaks tuulekiirusele ka õhutihedusest. Õhutihedus on kõrgem külmemal ilma ja madalamal õhuniiskuse tingimustes. Eestis on tuulikute tootlikkus kõrgeim just külmadel, tuulistel ja päikesevaestel talve- ja sügiskuudel, mil ka tarbimine on enamasti suur. Öötundidel kui päike ei paista on tuulikute tootlikkus kõrgem kui päeval kuna temperatuurid on madalamad ning puuduvad päikesest tingitud turbulentsed õhuvoolud, mis tuulikute efektiivsust mõnevõrra kärbibivad.

Tuginedes Deutscher Wetterdienst uuringutele (Kaspar, et al 2024) võiks Eesti unikaalne paiknemine merelise ja mandrilise kliimavööndi piiril pakkuda häid võimalusi tuuleenergia, aga ka päikeseenergia ühtlasemaks tootmiseks hajutades ja jaotades tootmisvõimsused Eesti erinevatesse piirkondadesse. Ida-Eesti eristub Lääne-Eesti ja Kesk-Euroopa tuulerežiimist ning see võimaldaks läbi ülekandevõimsuste pakkuda tuuleenergiat soodsa turuhinnaga. Võiks kaaluda põhjaliku meteoroloogilise uuringu läbi viimist eesmärgiga kaardistada tuulekiiruse hälbimised Eesti erinevates piirkondades üle pika ajaperioodi. Antud uuring peaks sarnaselt Deutscher Wetterdienst analüüsile pühenduma dunkelflaute, ehk tuulevaiksete ja päikesevaesete, kuid kõrge nõudlusega päevade analüüsile, et saada parem arusaam sellest kuidas planeerida taastuvenergia tootmisvõimsusi ja välisühendusi viisil, et minimeerida taastuvenergia mahtude kõikumisi ja puudujääke kriitilistel ajavahemikel. Päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades tuleks uute võimsuste rajamisel senisest enam arvestada süsteemi tasakaalustamise vajadustega ja tuulerežiimi piirkondlike eripäradega ning eripäradega tehnoloogiates, ehk üksnes aasta keskmisele tuulekiirusele ja investeeringu omahinnale (erinevate piirangute tingimustes) keskendumine tuuleparkide rajamisel jääb juba täna ja nii ka tulevikus ebapiisavaks.

Tähelepanu tuleks pöörata teadustööle, arendustegevusele ja investeeringutele efektiivsetesse juhitavatesse võimsustesse, mille CO<sub>2</sub> heide on madal ja/või on olemasoleva taristu ja ressursside kasutusmäär optimaalne. Selliste lahendustena on välja pakutud soojuse ja elektri koostootmisjaamu, biogaasil töötavaid gaasielektrijaamu, energiasalvestina toimivaid pumphüdroelektrijaamu, vesiniku kütuseelemente ja kaugküttekatlamaajade juurde rajatavaid soojusmahuteid. Senikaua, kuni nimetatud lahendused piisavat reservvõimsust ei paku tuleb töökorras hoida põlevkivielektrijaamad. Eraldi käsitlust vajab ka Eestisse tuumaenergia rajamise analüüs.

Mida kõrgem on päikese- ja tuuleelektri osakaal seda vähem tundlik on perioodi keskmine elektri hind CO<sub>2</sub> tasudele ja maagaasi hinnale. Päikese- ja tuuleenergiale üleminekuga kaasneb turuhinna ja tarbijahinna langus, kuid viimane stagneerub kui taastuvenergia

---

<sup>10</sup> [Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Aktuelles - Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren](#)

osakaal saavutab 80% ja üle selle, kuna määravaks tarbija lõpphinnas muutub püsikulude komponent. Kõrgem päikese- ja tuuleenergia osakaal toob kaasa vajaduse kompenseerida langev kasumimarginaal taastuenergia tootjatele. Antud marginaali puudujäägi peavad katma elektritarbijad. Et säilitada optimaalne tarbija, tootja ja süsteemi huvide tasakaal kaasub taastuenergiatoetuste tõusuga bilansiteenuse kulu suurem ülekandmine tootmisele, mille arvelt tarbimisele langev bilansiteenuse koormus langeb. Päikese- ja tuuleelektrile üleminekuga ja turuhinna langemisega kahanevad ka elektrisüsteemi ja riigi netotulud, kuna madam turuhind surub välja süsteemi pakutavad juhitavad võimsused ning kahandab elektritarbimise käibelt kogutavaid maksutuluseid. Arvestades mittejuhitava elektri osakaalu kasvuga kaasnevat kulu elektrisüsteemi talitluspidevusele ja elektrikäibelt saamata jäänud tulu riigile, siis olenevalt CO<sub>2</sub> hinnast, maagaasi hinnast ja muudest turuhinda mõjutavatest teguritest võib päikese- ja tuuleelektrist saadav majanduslik võit kahanema hakata juba tasemelt, kus mittejuhitava ja mittesalvestatava päikese- ja tuuleelektri osakaal tarbimises ületab 60%.

## Allikad

- 1) EMBER. Electricity Interconnection in Europe - data tool. [Breaking borders: The future of Europe's electricity is in interconnectors | Ember](#)
- 2) Erdmann, G. "Economics of electricity." In *EPJ Web of Conferences*, vol. 98, p. 06001. EDP Sciences, 2015.
- 3) European Commission: Directorate-General for Energy, MRC, REKK, Zabala, C. and Diallo, A., *Study on the performance of support for electricity from renewable sources granted by means of tendering procedures in the Union 2022*, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/93256>
- 4) European Heat Pump Association. 2025. [Market data – European Heat Pump Association](#)
- 5) [Excise Duties on Electricity in Europe, 2024](#)
- 6) Frank Kaspar, Franziska Bär, Jaqueline Drücke, Paul James, Jennifer Ostermöller, Magdalena Zepperitz. Klimatologische Einordnung der „Dunkelflaute“ im November 2024. Deutscher Wetterdienst, Abteilung Hydrometeorologie. [https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/verschiedenes/20241217\\_Dunkelflaute\\_im\\_November.pdf?blob=publicationFile&v=2](https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/verschiedenes/20241217_Dunkelflaute_im_November.pdf?blob=publicationFile&v=2)
- 7) International Energy Agency (IEA), 2025
- 8) [WEC Energy Trilemma Index Tool](#)
- 9) Wiese, Frauke, Rasmus Bramstoft, Hardi Koduvere, Amalia Pizarro Alonso, Olexandr Balyk, Jon Gustav Kirkerud, Åsa Grytli Tveten, Torjus Folsland Bolkesjø, Marie Münster, and Hans Ravn. "Balmorel open source energy system model." *Energy strategy reviews* 20 (2018): 26-34.

