

Tartu Ülikool
Majandusteaduskond

Mihkel Lokko

**AVAMERE TUULEPARGI TASUVUSANALÜÜS EESTI
KONTEKSTIS**

Bakalaureusetöö

Juhendaja: Lektor Liina Joller

Tartu 2016

Soovitan suunata kaitsmisele
(juhendaja nimi)

Kaitsmisele lubatud “ “..... 2016. a

Olen koostanud töö iseseisvalt. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, põhimõttelised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

.....
(töö autori nimi)

SISUKORD

Sissejuhatus.....	4
1. Avamere tuulepargi investeeringute tasuvuse teoreetilised alused.....	7
1.1 Avamere tuulepargi investeeringute tasuvuse kujunemine.....	7
1.2 Huvigrupid avamere tuulepargi rajamisel ja investeerimisprotsessis.....	15
1.3 Toetuskeemid avamere tuuleparkide investeerimisriskide maandamisel....	19
2. Avamere tuulepargi tasuvusanalüüs Eesti kontekstis.....	25
2.1 Uuringu andmed ja metoodika.....	25
2.2 Avamere tuulepargi rajamise tasuvusanalüüs võrreldes maismaa tuulepargiga.....	28
2.3 Järeldused avamere tuulepargi majanduslikust tasuvusest Eestis võrreldes maismaa tuulepargiga.....	40
Kokkuvõte.....	45
Viidatud allikad.....	49
Lisad.....	54
Lisa 1. Kasutegur Euroopa avamere tuuleparkides.....	54
Lisa 2. Kasutegur Eesti maismaa tuuleparkides.....	54
Lisa 3. Tuuleparkide andmed tasuvuse analüüsis.....	55
Summary.....	56

SISSEJUHATUS

Globaalne rahvastiku kasv suurendab energiavajadust ja –tarbimist. Rahvusvaheliste kokkulepetega on riigid ja liidud võtnud eesmärgiks vähendada tarbimist fossiilsetest kütustest. Fossiilsete kütuste põletamisega kaasnevad negatiivsed välismõjud nagu kliimasoojenemine, keskkonna saastatus ja inimestevahelise halvenemine. Fossiilsete kütuste turuhinnad on volatiilsed ning Euroopa komisjon ja Rahvusvaheline Energia Agentuur ennustavad, et fossiilsete kütuste turuhind on pigem tõusvas kui langevas trendis (European Commission 2011). Fossiilsete kütuste põletamine on soodne, sest alginvesteeringud tootmisüksustesse on odavad ning fossiilsete kütuste põletamisel ei kompenseerita negatiivseid välismõjusid. Lisaks vähendab fossiilsetest kütustest sõltuvus energia julgeolekut ja süvendab börsihindade volatiilsust, sest sarnaselt alternatiivsetele allikatele, saab ka fossiilsete kütuste sektor toetusi ning globaalne hinnasõda on viinud börsi energiahinnad madalseisu, mille tagajärjel vähenevad investeeringud kapitalimahukatesse alternatiivse energia projektidesse. Börsi hinnatundlikkus fossiilsete kütuste hinnasõjale iseloomustab globaalset sõltuvust kahjulikest energiaallikatest. Alternatiivseteks allikateks on päike, tuul, vesi, tõus/mõõn, maasoojus, maagaas ja biomass. Eesti kontekstis on merelise riigina kõige perpektiivikam alternatiivallikas tuul. Tuuleenergiast elektri tootmine ei ole sõltuvuses volatiilsete hindadega fossiilsetest kütustest ja elektri börsihind taastuvenergia suurenedes muutub stabiilsemaks, mis võimaldab teha selgemaid tuleviku müügitulu prognoose ning maandada investeerimisriski.

Asendades tarbimise elektrienergiaga, mis on toodetud tuulest, väheneb sõltuvus fossiilsest kütusest, mis tähendab kõrgemat energia julgeolekut, tehnoloogia arenedes

väiksemat Põhjamaade börsi elektrihiinda, väiksemat kapitali väljavoolu ning puhtamat ja inimsõbralikumat keskkonda.

Uurimustöö põhineb avamere tuuleparkide tasuvusanalüüsil Eesti kontekstis, sest tuul on Eesti geograafilist asendit arvestades ühe suurima potentsiaaliga taastuv energiaallikas. Eestisse ei ole rajatud ühtegi avamere tuuleparki ega tehtud ka avalikke uurimusi selle tasuvusest võrreldes praeguste maismaa tuuleparkidega. Avamerel, kus tuulegeneraatori kaugus rannikust võib ulatuda mitmekümnete kilomeetrite kaugusele olenevalt vee sügavusest, on tuuleolud soodsamad kui sisemaal, mis on efektiivsemaks energiatootmiseks oluline sisend (International Energy Agency 2016). Teisest küljest on avamere tuuleparkide alginvesteering ühe megawati (MW) kohta ligikaudu 50% kulukam kui alginvesteering ühe MW maismaa tuulepargi kohta.

Bakalaureusetöö eesmärgiks on uurida avamere tuulepargi rajamise tasuvust Eesti kontekstis. Eesmärgi saavutamiseks uurib autor avamere tuulepargi tasuvust ning huvigruppe ja toetuskeemide mõju sellele. Tasuvus kujuneb oodatava tulu ja alginvesteeringu vahena. Autor kasutab kapitali eelarvestamiseks valemite nüüdispuhasväärtuse (*Net Present Value - NPV*), sisemise rentaabluse (*Internal Rate of Return - IRR*) ja kapitali kaalutud keskmise hinna (*Weighted average capital cost - WACC*) arvutamise meetodeid.

Eesmärgi saavutamiseks on autor püstitanud järgmised uurimisülesanded:

- 1) uurida avamere tuulepargi tasuvuse arvutamise aluseid;
- 2) uurida avamere tuulepargi finantseerimisallikaid;
- 3) uurida avamere tuulepargi rajamisel seotud huvigruppe;
- 4) uurida investeerimis- ja opereerimisriskide maandamiseks rakendatavaid toetuskeeme;
- 5) uurida avamere tuuleparkide ja Eestisse rajatud maismaa tuuleparkide finantsnäitajaid;
- 6) Teha järeldusi Eestisse avamere tuuleparkide rajamise majandusliku tasuvuse kohta

Käesolev bakalaureusetöö koosneb kahest peatükist ja ning kuuest alapunktist. Esimene peatükk põhineb avamere tuulepargi tasuvuse teoreetilistel alustel. Alapunktis 1.1 toob autor välja alused, mille põhjal analüüsib investor avamere tuulepargi rajamise tasuvust. Kui finantsnäitajate põhjal vastab tuulepark investori oodatavale tulunormile, siis alapunktis 1.2 kirjeldab autor huvigruppe, kellega tuleb pidada läbirääkimisi enne tuulikute püsitamist. Enamasti saavutatakse kompromiss sihtotstarbeliste toetuste näol, mis lepitakse kokku fikseeritud mahus vastavalt toodetud elektrienergia hulgale, millega toetatakse laste huviringe või suunatakse toetused teistesse kohaliku elu edendamise projektidesse. Pärast kooskõlastust rajatakse tuulepark, mille investeerimisriski maandatakse läbi toetuskeemide, mis on välja toodud alapunktis 1.3. Eestis saavad tuulepargid toetust fikseeritult 53,7 €/MWh esimesed 12 aastat ning alates 13. aastast täiendavaid toetuste maksmine lõpetatakse ja tuuleparkide tuluks on elektrienergia müük.

Bakalaureusetöö teine osa on avamere tuulepargi tasuvusanalüüs Eesti kontekstis. Esimeses alapunktis on kirjeldatud analüüsi läbiviimisel kasutatavaid andmeid ja meetodikat. Alapunktis 2.2 viib autor läbi analüüsi avamere ja maismaa tuuleparkide *NPV* ja *IRR* põhjal. Alapunktis 2.3 teeb autor järeldusi avamere tuulepargi ja maismaa tuulepargi tasuvuse ning toob välja projekti, mis Eesti kontekstis on perspektiivikam ja majanduslikult tasuvam nii investoritele ja arendajatele kui ka tarbijatele.

Vastavalt bakalaureusetöö eesmärgile analüüsib autor, kas Eestisse on avamere tuuleparkide rajamine majanduslikult põhjendatud. Bakalaureusetöö on kirjutatud tuulepargi investorite seisukohast lähtuvalt. Investorite hulka võib kuuluda ka riik, mis tarbijate huvist lähtuvalt peab tuulepargi rajamisel arvestama selle majandusliku põhjendatusega, et projekti sisemine rentaablus vastaks ootustele ning tarbijad ei peaks maksma põhjendamatult kõrget taastuvenergia

1. AVAMERE TUULEPARGI TASUVUSE TEOREETILISED ALUSED

1.1 Avamere tuulepargi investeeringute tasuvuse kujunemine

Peatükis 1 toob autor välja avamere tuulepargi kulud ja tulud, toetuskeemid tuulepargi püstitamisel ja opereerimisel ning huvigruppide suhtumise ja hoiaku tuuleparkide püstitamisel. Alapunktis 1.1 toob autor välja tuulepargi kulutused kuni võrguga ühendamiseni ja energia tootmiseni kui ka opereerimis- ja hoolduskulud. Autor võrdleb omavahel avamere tuulepargi kulutusi ja sisemaa tuulepargi kulutusi ning annab ülevaate investeerimisriskidest ja kapitalikuludest. Tulude hindamisel arvestab autor avamere ja maismaa tuulekiirusi, elektrimüügihinda, tuulegeneraatori kasutegurit ja tuulegeneraatori eluiga. Autor lähtub ka teiste Euroopa riikide kontekstis tehtud uuringute metoodikast.

Soren Krohn toob uuringus välja (Krohn et al. 2009: 44), et tuuleturbiinide installeerimise kulutused on tuuleturbiini vundament, juurdepääsu teed, kaablite ühendamine, transformerid, alajaam, transport ja testimine. Muutuvkuludest toob Krohn välja (Krohn et al. 2009: 45) kindlustuse, hoolduse, paranduse, varuosad, administreerimise ja maa rendi. Krohn 2009. aasta andmetel (Krohn et al. 2009: 63) varieeruvad avamere tuulepargi investeeringud Inglismaal ja Taanis 1,2 – 2,7 miljonit eurot MW kohta.

Maria Isabel Blanco toob sarnaselt Krohn'le välja (Blanco 2009: 1373) tuulepargi püstitamise kapitalikulud nagu tuuleturbiinid, turbiinide vundament, tee konstruktsioonid ja võrguühendused, mis Blanco andmetel moodustab ligikaudu 80% tuulepargi kogukuludest. Muutuvkuludest eristab samuti Blanco sarnaselt Krohn'le opereerimis- ja hoolduskulusid, maa rent, kindlustus ja maksud või

administreerimiskulu. Blanco uuringu kohaselt on arengumaades projekti maksumus tunduvalt madalam kui Euroopas. Blanco toob välja madalamate hindade põhjused:

- Arengumaades viiakse läbi vähem uurimis- ja arendamistöid ja seega ei ole tuulikute tehnoloogia areng võrreldav Euroopas kasutatava tehnoloogiaga
- Turul kasutatakse läbirääkimistel kapitalikulude maandamiseks mõjuvõimsaid osalisi
- Puudub tehnoloogia sobivus spetsiifilistele turgudele ning tuulepargi väljund ei ole maksimaalne
- Riiklikud regulatsioonid ja taastuenergia vastu suunatud lobitöö
- Ligipääs võrgule väljaspool Euroopat on vähem reguleeritud (Blanco 2009: 1374)

Blanco toob uuringus (Blanco 2009: 1377) välja, et avamere tuulepargi 1 MW maksumus on vahemikus 1,8 – 2,5 miljonit eurot. Krohn'i uuringu järgi on avamere tuulepargi projekti keskmine maksumus ligikaudu 1,95 miljonit eurot 1 MW ning Blanco andmetel on avamere tuulepargi projekti keskmine maksumus 2,15 miljonit eurot 1 MW. Mõlema autori välja toodud projekti keskmine väärtus on sarnane ja erineb 200 000 euro võrra MW kohta. Autorite vahemikhinnangud põhinevad Euroopas kasutatavate avamere tuuleparkide projektidel.

Blanco hinnangul (Blanco 2009: 1373) moodustavad opereerimis- ja hoolduskulud 20% tuulepargi kogukuludest. Poul Erik Morthorst toob välja, et uute turbiinide opereerimis- ja hoolduskulud on eluea vältel 20-25 %. (Morthorst, Kitzing 2015: 3) Krohn toob välja (Krohn et al. 2009: 45), et opereerimis- ja hoolduskulud moodustavad tuulepargi kogukuludest 16-32% ja varieeruvus tuleneb asukohast, sest juurdepääsu teede ja kaablite ühendamisest on projektidel erinevad. Hooldustööde käigus lülitatakse hooldatavad tuuleturbiinid töörežiimilt välja ja hoolduse käigus elektrienergia tootmist ei toimu. Hooldustööde tõttu on tuulepargi saamata jääv tulu kuni 50% opereerimis- ja hoolduskuludest. (Rademakers, Braam 2002: 36)

Poul-Erik Morthorst ja Lena Kitzing toovad välja (Morthorst, Kitzing 2015: 3), et avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulusid on keeruline määrata ja andmed on varieeruvad, sest kulud sõltuvad tuulepargi kaugusest rannikust, sadama lähedusest, tuulepargi vanusest ja tuulepargi kasutegurist.

Maples (Maples et al. 2013: 13) poolt läbi viidud uuringu põhjal on avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud 2,83 c\$/kWh. Eesti Panga (Eesti Pank 2013) 2013 aasta valuutakursside põhjal on eelnev opereerimis- ja hoolduskulu 2,55 c€/kWh ehk 25,5 eurot MWh kohta. Lemming andmetel (Lemming et al. 2009: 10) on Taani avamere tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulud keskmiselt 16 €/MWh.

Soren Krohn toob uuringus välja (Krohn et al. 2009: 56), et maismaa tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulud on 1,45 c€/kWh, mis on 14,5€/MWh kohta. Becki Meadows andmetel (Meadows 2011: 7) on avamere tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulud ligikaudu kaks korda suuremad kui kulud maismaa tuuleparkidele.

Wagner toob välja (Wagner 2011: 4), et avamere tuulepargi eluiga on 20 aastat. Samuti toovad Haapala ja Prempreeda välja, et avamere tuuleturbiinid on valmistatud vastu pidama 20 aastat. (Haapala, Prempreeda 2014: 176)

Kapitali eelarvestamiseks on eelnevalt välja toodud kulud nii tuulepargi alginvesteeringuteks kui ka hoolduseks ja opereerimiseks. Selleks, et arvutada tuleviku rahavood aastate lõikes summana nüüdisväärtusesse ümber, rakendatakse valemit (Corporate Finance 2008: 13):

$$(1) \quad NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ACF}{(1+k)^t} - IO,$$

kus ACF – rahavoo summa perioodil t ;

t – ajaväärtus aasta lõikes

k – nõutav tulunorm või kapitali hind;

IO – esialgsed investeeringud;

n – projekti oodatav kestus.

Valemi põhjal saab arvutada oodatava rahavoo nüüdisväärtuse, kuid arvutamisel tuleb arvestada ka riskidega, mistõttu oodatav rahavoog võib olla suurem või väiksem esialgsetest prognoosidest. Riskide maandamiseks kasutatakse valemis nõutava tulunormi asemel ka riski arvestavat diskontomäära R , mis on nõutava tulunormi ja riskimäära summa. Rahavoo summa perioodil t ehk avamere tuulepargi tulud on elektrienergia müük ja valitsuselt saadavad subsiidiumid, millest on lahutatud sama perioodi jooksvad opereerimis- ja hoolduskulud. (täpsemalt alapunktis 1.3).

Investeeringisotsuse tegemisel huvitab investorit kindlasti projekti sisemine rentaablus, mis näitab, kui palju tulu teenitakse projekti vastu võtmisel iga investeeritud euro pealt. Sisemist rentaablust tähistatakse IRR ja valem avaldub kujul (Corporate Finance 2008: 91):

$$(2) \quad NPV = 0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_{20}}{(1+IRR)^{20}},$$

kus NPV – nüüdispuhasväärtus

CF₀ – projekti alginvesteering

CF₁ – rahavoog esimesel perioodil

IRR – Sisemine rentaablus

Avamere tuulepargi projektiga kaasnevad riskid mõjutavad kapitali hinda. Kapitali hinna arvutamiseks kasutatakse sageli näitajat WACC (*Weighted average capital cost* – kapitali kaalutud keskmine hind) eeldusel, et plaanitav investeering on sama riskimääraga, mis ettevõtte tavapärase investeering. WACC arvutamise valem on (Corporate Finance 2008: 66):

$$(3) \quad WACC = \frac{W_e}{W_e+W_d} \cdot k_e + \frac{W_d}{W_e+W_d} \cdot k_d \cdot (1 - t),$$

kus k_e – omakapitali kulukuse määr

k_d – laenukapitali kulukuse määr

W_e – omakapitali väärtus,

W_d – laenukapitali väärtus,

t – ettevõtte tulumaksumäär

Paul Schwabe uuringu andmetel (Schwabe et al. 2011: 17) on kapitali kaalutud keskmine hind avamere tuulepargi projektis 7,7-9,2 %. Andmed on esitatud 2008. aasta Hollandi, Taani ja Saksamaa avamere tuuleparkide põhjal. Paul Arwas toob uuringus välja (Arwas et al. 2012: 9), et 2011 aastal oli kapitali kaalutud keskmine hind 10% ja aastaks 2020 langeb kapitali kaalutud keskmine hind 9%-ni. Arwas märgib lisaks, et kapitali kaalutud keskmine hind võib langeda ka 8,6%-ni kui tehnoloogia risk on madal ja turul on pidev uute tuuleparkide installeerimine. Justice toob välja, et mida kõrgem

on riskifaktor tuulepargi rajamisel ja opereerimisel, seda kõrgem on laenukapitali hind. (Justice 2009: 10)

Schwabe ja Arwase uuringutes on kaalutud keskmise kapitali hinna suhtes erinevused. Schwabe uuringus on kolme riigi Hollandi, Taani ja Saksamaa analüüsis kapitali hind kolme tuulepargi põhjal ja keskmine kapitali kaalutud hind on 8,45 % ja andmed pärinevad 2008. aasta põhjal. Arwas seevastu toob uuringus välja, et kapitali kaalutud keskmine hind langeb 9%-ni alles aastaks 2020 ja 8,6% on võimalik tehnoloogilistele uuendustele ja tuuleparkide järjepidevaks installeerimiseks. Kuna Schwabe uuringus on välja toodud kaalutud keskmine kapitali hind 8,6%, mis Arwase uuringu järgi peaks olema võimalik ideaaltingimustes 2020. aastaks, siis toob autor välja lisaks välja ülemaailmse maksu- ja audiitorteenuseid pakkuva ettevõtte KPMG tulemused.

KPMG energia- ja kliimamuutuse osakond (Department of energy and climate change 2013: 38) uuringu kohaselt on avamere tuulepargi kapitali kaalutud keskmine hind 10,9 %. (KMPG 2016)

KPMG ja Paul Arwase uuringu tulemused on sarnasemad kui tulemused Paul Schwabe uuringus. Paul Arwas tõi välja, et pigem on kapitali kaalutud keskmine hind 10% või enam, kuid mitte alla 10%. Seega jääb kaalutud keskmine kapitali hind vahemikku 10-11%.

Krohn toob uuringus välja (Krohn et al 2009: 66), et avamere tuulepargi kapitali hind on 7,5%, kuid ei ole arvestatud makse, amortisatsiooni ja riskifaktoreid. Autor on arvamusel, et Paul Schwabe väljatoodud kapitalihind on samuti ilma makse, amortisatsiooni ja riskifaktoreid arvestamata. Ka Lemming andmetel (Lemming et al. 2009: 10) ei ole avamere tuulepargi 7,5% WACC puhul arvestatud riigimaksudega, amortisatsiooniga ja riskidega. Kui Krohn'i ja Schwabe uuringute kapitali hinnas arvestada makse, amortisatsiooni ja riskifaktoreid, siis jäävad ka need KPMG ja Paul Arwase uuringutes välja toodud vahemikku.

Investorid on avamere tuuleparkidesse investeerimisel optimistlikud, kuid sektori arengut pidurdavad investeerimisriskid. Sektori arengut pidurdavaks teguriks ei ole mitte kapitali saadavus, vaid investeerimiskliima ebastabiilsus investoritele. Avamere

tuulepark on kapitalimahukam projekt kui maismaa tuulepark ja investorid vajavad riskide maandamiseks toetust. Investorite poolt on hinnatud üheks suurimaks barjääriks ka võrgu olemasolu tootmispaiga lähedal või võrgule ligipääs. Avamere tuuleparkide kaabelühendused on kallid ja pikk ülekande vahemaa muudab avamere tuulepargi projekti kulukaks. (Arapogianni, Moccia 2013: 9)

Riigi ja finantsriskidest eristab Justice riigiriske, majandusriske, finantsriske, valuutariske ja poliitilisi riske. Riigiriskide hulgas hinnatakse valitsuse stabiilsust ja õigussüsteemi küpsust. Lisaks arvestatakse võimalikkust sõjalisele konfliktile. Riiki seob ka valuutarisk, sest investorid hindavad võimalikke kadusid valuutavahetusest ja valuuta volatiilsusest. Kui riigi majanduses on käibel kohalik valuuta ja majandus on tihedalt seotud peamisest eksporditavast nagu näiteks fossiilsed kütused, siis on valuuta volatiilne nii euro kui ka dollari suhtes ja investorid võivad saada valuutavahetusest kahjumit. Tihti maandatakse valuutariske lepingutega ja välditakse seeläbi suuremat kahju. (Justice 2009: 10)

Majandusriskides arvestatakse peamiselt inflatsiooni ja regulatsioone ning finantsriskide korral intressimäärasid, refinantseerimiskriisi ja kindlustusi. (Justice 2009: 10) Samas ei pruugi investorid finantsriske hinnata mitte ainult kohalikul tasemel, kus projekt realiseeritakse, vaid ülemaailmsel tasemel, sest 2008. aasta finantskriis sai alguse laenamistest. Pärast 2008. aasta finantskriisi tõstsid pangad laenuintresse, et vältida liigset laenamist madala intressi tõttu ja leevendada kahjumlike laenude mõju tegevusele. (Goggin et. al 2012: 17)

Poliitiliste riskide korral hinnatakse stabiilsust maksumuudatustes. Elektrienergia tootjate seisukohalt on olulised maksud käibemaks, tööjõumaksud, elektriaktsiis ja keskkonna maksud. Samuti on olulisel kohal elektrienergia tootmist toetavad kompensatsioonid. (Justice 2009: 11) Sarnaselt Sophie Justice'le nõustub ka Gianleo Frisari (Frisari et. al 2013: 12), et poliitilised riskid on peamiselt barjäärideks taastuvenergia tehnoloogiasse investeerimisel kohalikul tasandil, eriti tuuleparkide puhul, mis on kapitalimahukamad kui teised projektid. Poliitiliste riskide maandamiseks kasutatakse kindlustusi, mida pakuvad peamiselt *Multilateral Investment Guarantee Agency* ja *Overseas Private Investment Corporation*. IRENA (International Renewable ... 2012: 22) toob välja, et taastuvenergeetika sektori, sealhulgas tuuleenergeetika

sektori, areng on peamiselt mõjutatud poliitramistikust. Sektorile kohandatavad regulatsioonid on riigiti erinevad ning rakendatavad poliitikad vajavad erineva mahuga kapitali vastavalt riigi eripäradele. Selleks, et tagada mahukad investeeringud uutesse tuuleparkidesse, peab valitsus looma atraktiivse investeerimiskliima, milleks on riskide maandamine subsiidiumite pikaajalise stabiilsusega ning sektori arengut soodustavate regulatsioonide kehtestamine.

Avamere tuuleparkide finantseerimisel kaasatakse laenukapitali enamasti pankadest. Projekti esitamisel on võimalus saada toetust näiteks Euroopa Investeerimispankast (European Investment Bank 2015) Euroopa Investeerimispank oli andnud laene kuni 2012. aastaks kokku 3,3 miljardit eurot, millega toetati peamiselt tuuleenergia ja päikeseenergia arengut. Aastal 2012 andis pank laene roheline energia arenguks ligikaudu 30% kogulaenudest. Euroopa Investeerimispank ja Aafrika Arengupank investeerisid koos 45 miljonit eurot Roheneeme Saarte tuuleparki, mille koguvõimsus on 28 MW. (European Investment Bank 2016)

Green Investment Bank loodi 2012. aastal Inglismaa valitsuse poolt toetamiseks roheline energia arengut, on investeerinud ligikaudu 2 miljardit naela 45 projekti raames. Avamere tuuleparkide arendamiseks on *Green Investment Bank* andnud laene välja ligikaudu 1,1 miljardi naela ulatuses, millest avamere tuuleenergia arendamiseks on läinud rohkem kui pool kõikidesse taastuvenergia tehnoloogiatesse investeeritud kapitalist. (UK trade and investment 2015: 42)

Inglismaale plaanitavast 9 GW tuulepargi üks osanikest on Statoil, mis näitab ka fossiilsete kütustega kauplevate firmade aktiivsust taastuvenergia projektide investeerimisel. Statoil on juba praegu osanik Scira tuulepargis Inglismaal, mille koguvõimsus on 315 MW. (Stark, Bermudez-Neubauer. 2013: 15)

Avamere tuulepargi konstruktsioonid on finantseeritud peamiselt tootjate oma eelarvest ja sellel juhul ei kaasata laenukapitali. Aastal 2011 omasid tootjad 78% installeeritud avamere tuuleparkidest Euroopas, kuid 2013. aastaks kahanes näitaja 70%-le. Langus näitab, et turule siseneb ka mitmeid teisi osalisi. Suurte projektide finantseerimiseks kasutavad investorid ühisrahastust ja kaasavad ka teisi osalisi või laenavad kapitali aktsionäridelt. (Arapogianni, Moccia 2013: 23) Ka Mark Fulton (Fulton 2011: 12) toob

välja, et avamere tuuleparkide ettevalmistustööd ja konstruktsioonid rahastatakse ettevõtete eelarvest. Fulton märgib, et avaliku sektori finantseerimine ettevalmistusprotsessis on minimaalne või olematu, mistõttu on Mark Fultoni uurimused sarnased Arapogianni'le ja Moccia'le, et konstruktsioonide rahastamisel ei kaasata laenukapitali.

Avamere tuuleparkide opereerimise keerukus on tekitanud huvi ka õli- ja gaasifirmade seas. Fossiilseid kütuseid ammutavad ja tarnivad ettevõtted omavad kogemusi keerukate ja mahuliste infrastruktuuri investeeringutes. Siiski investeerivad sellised firmad läbi ühisrahastuse, kaasates ka teisi ettevõtteid, et piirata liigset kokkupuudet projektiga ja maandada võimalikke riske. (Arapogianni, Moccia 2013: 24)

Sõltumatutel arendajatel ei ole konkurentsieelist nagu energiatootjatel - eelarve suurus. Arendajad vajavad kapitali ja see toob jällegi turule uusi osalisi, kes investeerivad avamere tuulepargi projektidesse. Väikese mahuga eelarve tähendab arendajatele kõrget kapitali hinda, mis varieerub vahemikus 10-20%. Näiteks *Mainstream Renewable Power*, *Warwick Energy* ja *SeaEnergy* on tuuleparkide finantseerimises võtmerollis ja tõenäoliselt ka jätkavalt sellisel positsioonil tulevikus. *Mainstream Renewable Power* viis 2013. aastaks lõpule finantseerimise Šotimaa ranniku avamere tuuleparki *Neart na Gaoithe*, mille installeeritud võimsus on 450 MW. (Arapogianni, Moccia 2013: 24-25)

Institutsioonid nagu pensionifondid ja kindlustusfondid investeerivad pikaajalistesse projektidesse. Investeeringud läbi selliste institutsioonide on väikesed või olematud infrastruktuursed riskid. Institutsioonid nõuavad pikaajalist ja vähese riskiga tulu, paigutades sageli varasid tuuleparkide aktsiatesse. Näiteks *PensionDanmark* omab 30% aktsiatest 400 MW Taani tuulepargis *Anholt*, mis alustas opereerimist 2013. aasta alguses ja on Taani suurim avamere tuulepark. *PensionDanmark* on samuti lubanud investeeringuid rohkem kui 90 miljoni euro väärtuses *Belgian Northwind* avamere tuulepargi projekti. (Arapogianni, Moccia 2013: 25) Finantsallikad nagu pensioni- ja kindlusfondid liigitab Mark Fulton (Fulton 2011: 12) erarahastusallikateks, mille abil peamiselt finantseeritakse avamere tuulepargi opereerimiskulusid.

Korporatiivsed investorid nagu näiteks *Lego* ja *Oticon* investeerivad samuti avamere tuulepargi projektidesse. Näiteks *Dong Energy* 277 MW tuulepargis *Borkum Riffgrund*

omab *Lego* 33% osalust ja *Oticon* 18% osalust. Sellistel investeeringutel on energiatundlikele ning tootmisele ja turundusele suunatud korporatiivsetel investoritel mitmeid eeliseid:

- Energia varustuskindlus
- Pikaajaline hinnastabiilsus energiale, mis võimaldab teha väiksema eksimusmääraga eelarve prognoose
- Positiivne mõju brändile ja isiklikele suhetele, sest kasutatakse puhast energiat ja vähendatakse seeläbi ökoloogilist jalajälge. (Arapogianni, Moccia 2013: 27)

Infrastruktuursed fondid on spetsialiseerunud investeeringutega projektidesse, mis on madalate riskidega, kaasates poole kapitalist investoritelt. Mudel on üles ehitatud vahendamisele, fond võtab enda kanda projekti riskid ja saab tulu oma osa müügist investoritele. Kui projekt on käivitatud ja opereerinud teatud perioodi, siis fond müüb 10-15% kapitali maksumusega oma osa investoritele. (Arapogianni, Moccia 2013: 27)

Riiklikud fondid on investeeringutest taastuenergia tehnoloogiasse vältinud, sest vastasel juhul tekiks riigi haldus- ja vastutusalasasse juurde üks haru, mis nõuab laiahaardelist administreerimist ja lisakulutusi. Siiski ei ole riigid eranditult hoidunud sellistest investeeringutest, sest riik saab laenukapitali väga madala intressiga ja reserve abil saab samuti käivitada mahuka tuulepark. Näiteks omab Abu Dhabi riiklik tuuleparkide arendaja *Masdar* 20% osalust 2,4 miljardit eurot maksnud projektis *London Array*, mis on koguvõimsusega 630 MW ja maailma suurim avamere tuulepark. (Arapogianni, Moccia 2013: 28) Fulton toob välja, et riiklikud investeerimisfondid on avalikud rahastusallikad ja nende kapitali kaasatakse konstruktsioonikulude ja opereerimiskulude katteks. Fulton toob välja (Fulton 2011: 12) veel võimalikke rahastusallikaid nagu näiteks Investeerimispannad ja finantsinstitutsioonid.

1.2 Huvigrupid avamere tuuleparkide rajamisel ja investeerimisprotsessis

Alapunktis 1.1 keskendus autor avamere tuulepargi tasuvuse kujunemisele. Tuuleparkide investeeringud on pikaajalised ja seega on projektid riskantsed, mis on üheks takistavaks teguriks sektori arengus. Lisaks kapitalimahukusele mõjutavad sektori arengut ka huvigrupid.

Huvigrupp on üksikisikute või organisatsioonide kogum, mis jagab samasid huve ja väärtusi ning grupeeringuga mõjutatakse teisi isikuid või organisatsioone. Mida rohkem inimesi on koondunud sarnaste huvidega gruppi, seda tulemuslikumalt suudetakse mõjutada teisi indiviide ja valitsust. Läbi huvigrupi väljendavad indiviidid rahulolu või rahulolematust ja võimalikult paljude ühishuvisid jagavate liikmetega soovitakse hoida rahulolu tekitavat süsteemi või survestada teisi indiviide ja valitsust muutmaks rahulolematut süsteemi. Huvigrupid jagunevad avalikke väärtusi jagavateks gruppideks ja eraväärtusi jagavateks gruppideks. Taastuenergia levikut pooldavad huvigrupid ja taastuenergia tootjad jagavad samasid väärtusi ja koostöös tegutsevad nii avalikkuse kui ka erahuvides. Erasektori fossiilsetest kütustest energiatootjad tegutsevad erahuvides ja on teadlikud kahjulikust tootmisest. Lisaks taastuenergiat pooldavatele tarbijatele on ka fossiilseid kütuseid pooldavad tarbijad. Seega jagunevad tarbijad energiaallikate pooldamise lõikes erinevatesse huvigruppidesse. (Lenz, Holman 2013: 252-253)

Huvigrupid taastuenergia sektoris üldiselt on taastuenergia allikate (päike, tuul, vesi, tõus/mõõn, maasoojus, maagaas, biomass) lõikes samad. Hongtao Yi toob välja huvigrupid nagu energiatarbija ja valitsus. Taastuvate energiaallikate lõikes koonduvad tootjad ja tarbijad assotsiatsioonidesse. (Hongtao 2010: 9)

Leo Baas toob samuti välja (Baas et al. 2014: 12), et tarbijad moodustavad taastuenergia huvigrupi ja nemad on näiteks koondunud virtuaalkommunidesse nagu facebook või twitter ja koondavad sinna veel sarnaste vaadetega inimesi ja kujundavad läbi gruppide avalikku arvamust. Elizabeth Shove ja Mika Pantzar (Shove, Pantzar 2005: 43) toovad sarnaselt Hongtao'le ja Leo'le välja, et taastuenergia sektori ühtedeks huvigruppideks on tarbijad ja tootjad.

Thomas P. Lyon ja Haitao Yin toovad välja (Lyon, Yin 2010: 143), et avalik arvamus on oluline kujundamaks üldist poolehoidu taastuenergia laialdasemaks kasutamiseks. Järjest rohkem hakatakse tähelepanu pöörama tervisele ja fossiilsetest kütustest toodetud energia on negatiivsete välismõjudega, mis tähendab, et tootjad ei maksa tasu inimtervisele ja keskkonnale põhjustatud kahju kompenseerimiseks. Need inimesed moodustavad huvigrupi, mis pooldab säästlikku tootmist ja rohelist mõtteviisi. Selline huvigrupp mõjutab taastuenergia sektori teist huvigrupi valitsust, et oleks kehtestatud

regulatsioonide ja toetustega soodsad tingimused kolmandale huvigrupile ehk tootjatele taastuenergia arendamiseks ja riskide maandamiseks.

Rünno Lumiste (Lumiste 2012: 31) toob samuti välja tarbijad kui kõige tähtsama huvigrupi ja alternatiivsete energiaallikatega on eesmärk parandada tarbija heaolu. Taastuenergia laialdasema kasutuselevõtuga täidetakse rahvusvahelised eesmärgid, milledeks on CO₂ emissiooni vähendamine, suurenev sõltumatus fossiilsetest kütustest ning negatiivsete välismõjude vähendamine. Taastuenergia aitab kaasa elukeskkonna ja inimtervise paranemisele. Valitsus on oluline investeerimiskliima mõjutaja ning peab ära hoidma ka regulatsioonidega tootjate alamaksustamise, et tagada jätkuvad investeeringud taastuenergia sektorisse. Euroopa Liidu direktiivi 2009/28/EC järgi peab aastaks 2020 olema liidu keskmine energiatootmine taastuvatest allikatest vähemalt 20% (European Commission 2016). Heldete subsiidiumitega on eesmärk kiiresti saavutatav, kuid see koormab liigselt tarbijaid ja energiatootjad saavad põhjendamatult kõrget tulu. Toetuste kärpimine on näide energiatootjate ülekompanseerimisest ja kontrollimatu kasvu ärahoidmiseks, mis võib ületada prognoositava toetuse mahtu teatud perioodiks.

Thomas Schneider (Schneider 2013: 3) toob välja, et toetusi Eestis taheti Valitsuse poolt kärpida, kuid vastumeelt olid investorid, tootjad, tuulegeneraatorite tootmisettevõtted, Eesti Pank, Euroopa rekonstrueerimis- ja arenduspank, Euroopa energiakomisjon.

Taastuvate allikate tehnoloogia laialdasemat kasutuselevõttu piiravad fossiilsete kütuste huvigrupid. Alates 1990 aastast on kliimasoojenemise, inimtervise ja keskkonna resotuse vastu pööratud järjest suuremat tähelepanu ja riigid üle maailma vähendavad taastuenergiast elektri tootmisega kahjulikku energiatarbimist. Üks tuntumaid CO₂ emissiooni vähendamise poolt võitlevatest lepetest on Kyoto Protokoll, mis loodi 1997. aastal ning millega liitunud riigid on võtnud kohustuse vähendada kasvuhoonegaaside emissioone. Olenemata leppe ratifitseerimisest mõjutavad fossiilsete kütuste firmad valitsust ja tarbijat, et vähendada või pidurdada taastuenergia tehnoloogiate levikut. Küttefirmad on teadlikud kahjulikust mõjust keskkonnale ja inimtervisele, kuid sellest hoolimata tehakse kulukaid kampaaniaid ja levitatakse eksiarvamust, et kliima soojenemine ja kahjulik mõju inimtervisele on liialdus. (Mulvey, Shulman 2015: 2)

Shakuntala Makhijani toob välja, et lisaks taastuvenergia subsiidiumitele saab toetusi ka fossiilsete kütuste sektor. (Makhijani 2014: 14) Globaalsed maksueelsed subsiidiumid moodustasid Coady ja kaasautorite andmetel 2013. aasta põhjal kokku 492 miljardit dollarit (Coady et al. 2015: 5). Barany ja Grigonyte andmetel (Barany, Grigonyte 2015: 11) moodustasid maksueelsed subsiidiumid Euroopa Liidus 2013. aasta põhjal 10 miljardit dollarit.

Mulvey ja Shulman'i andmete põhjal on fossiilseid kütuseid energiaallikana kasutavad ettevõtted teinud head lobitööd levitades arvamust, et taastuvenergia on kallid ja mida suurem on taastuvenergia osakaal energiaportfellis, seda kallimaks energia ühiku hind tõuseb. Fossiilsete kütuste huvigrupi eesmärk on lobitööga pidurdada taastuvenergia tehnoloogia arengut ja levikut ning kaasata kampaaniasse võimalikult palju teisi huvigruppe nagu valitsus ja tarbijad. Mida efektiivsemad on lobitööd ja kampaaniad, seda vähem pooldatakse alternatiivseid energiaallikaid, mis mõjutab negatiivselt avamere tuulepargi tasuvust. Mida rohkem pooldatakse üleminekut taastuvenergiale, seda suuremad on investeeringud sektorisse, mis võimaldab saada vahendeid teadus- ja arendustöök, et muuta generaatoreid efektiivsemaks ja vähem hooldust nõudvaks. Investeeringute suurenedes tekib mastaabiefekt, mis suurema tuulikute läbimüügi korral nõuab varasemast väiksemat algkapitali.

Tabel 1. Huvigrupid taastuvenergia sektoris

Huvigrupp	Huvi
Energia tarbijad	Taastuvenergia pooldamine või fossiilsete kütuste pooldamine
Taastuvenergia tootjad	Taastuvenergia pooldamine
Fossiilse energia tootjad	Fossiilse energia pooldamine
Tuulegeneraatorite tootmisettevõtted	Taastuvenergia pooldamine
Pank	Taastuvenergia pooldamine
Valitsus/Riik	Taastuvenergia pooldamine või fossiilsete kütuste pooldamine
Euroopa energiakomisjon	Taastuvenergia pooldamine

Allikas: Autori koostatud alapunkti 1.2 põhjal

Alapunkti 1.2 põhjal jaotuvad huvigrupid taastuvenergiat pooldavasse huvigruppi ja fossiilseid energiaallikaid pooldavasse huvigruppi. Fossiilsete energiaallikate huvigrupid teevad aktiivset lobitööd ja kujundavad avalikku arvamust fossiilsetest kütustest kui odav energiaallikas ja vähene või olematu mõju keskkonnale ja

inimtervisele. Alapunkti 1.2 põhjal ei toeta riik mitte ainult taastuvenergia sektorit, vaid ka fossiilsete kütuste sektorit. Näiteks toetab riigi ettevõtte Eesti Energia põlevkivi sektorit ning jagab kahjuliku kaevandamise ja tootmise kompensatsioone kohaliku elu edendamiseks. Tuulegeneraatorite tootmisettevõtted pooldavad taastuvenergiat, sest tootmine on otseselt suunatud taastuvenergia sektorisse ja mida suuremad on investeeringud tuuleparkidesse, seda suuremad on tootmisettevõtete tulud. Pangad olid vastu Eesti toetuskeemide kärpele ning autor põhjendab seda investeeringute langusega, mille tagajärjel väheneb ka pankadest väljastatav taastuvenergia laenukapital.

1.3 Toetuskeemid avamere tuuleparkide investeerimisriskide maandamisel

Esimese alapunkti põhjal on avamere tuulepargi investeeringud kapitalimahukad ja kapitali hind on kõrge tulenevalt riskifaktoritest. Avamere tuuleparkide arendamise ja uute investeeringute tagamiseks maandatakse riske toetustega, mis on reguleeritud riigiti. Levinumad toetuskeemid on soodustariif (*Feed-in tariff*), lisatasu (*Premium*), kvoodisüsteem (*Quota System*), pakkumise skeem (*Tender*) ja subsiidiumid (*Subsidies*). Kõige rohkem rakendatakse toetuseks soodustariifi, kuid igal toetuskeemil on positiivsed ja negatiivsed küljed. Soodustariifi laialdane rakendamine sobib positiivsete ja negatiivsete külgede poolest riikide energiapoliitikatega.

Taastuvenergia tehnoloogiate laialdasem rakendamine ja sektori kiire areng pakub konkurentsi fossiilsetel kütustel põhinevatele tootmistele. Taastuvenergia projektid on kapitalimahukad ja riskantsed ning vajavad energiatootmisel toetuskeemide rakendamist. (Sorensen 2011: 5).

Riskide maandamiseks rakendatakse sektori arenguks energiatootjale toetusi. Soodustariifi skeem garanteerib taastuvatest allikatest elektrienergia tootjale tasu vastavalt elektrivõrku juhitud elektrienergia mahule. Soodustariif on investeeringuid stimuleeriv skeem, mida reguleerib valitsus. (Canton, Linden 2010: 7)

Soodustariif garanteerib tootjatele toodetud elektrienergia hinna kwh põhjal. Tavaliselt sõlmitakse lepingud 10-25 aastaks ning garanteeritud tulu sõltub tehnoloogiast, projekti mahukusest ja tootmise asukohast. (NREL 2010: 1) Ka Canton ja Linden toovad välja,

et soodustariifi lepingud tootjatega sõlmitakse vähemalt 10-20 aastaks. (Canton, Linden 2010: 7)

Soodustariifi positiivseteks külgedeks on riski maandamine, kuluefektiivsus ja sektori kiirema arengu soodustamine. Kuna lepingud sõlmitakse vähemalt 10 aastaks, siis maandab see oluliselt tootjate riske, sest toetuste tulu on pikalt prognoositav ja garanteeritud. Soodustariifi fikseeritud tasu vähendab tulu volatiilsust, mis ergutab tootjaid rohkem investeerima sektorisse. (Zheng et al. 2012: 98)

Soodustariifi negatiivne külg on optimaalse tasu kehtestamise keerukus, mis võib vastavalt üle- või alamaksustada tootjaid ning tekitada tarbijatele kõrge maksukoormuse või liiga väikse tasu, mis pidurdab sektori arengut. (Zheng et al., 2012: 99)

Autor nõustub soodustariifi negatiivsete külgedega, kuid need ei kehti ainult konkreetsele skeemile, vaid kehtivad ka lisatasu skeemile. Olenevalt lisatasu suuruselt, võib see samuti moonutada elektri hulgemüügi turuhinda.

Lisatasu on skeem, mis tagab taastuvatest allikatest elektrienergia tootjale tasu vastavalt elektri turuhinnale. Mida kõrgem on turuhind, seda kõrgemat lisatasu saavad investorid ja vastupidi. (Canton, Linden 2010: 9) Bigerna toob välja lisatasu positiivsed küljed, milleks on turule orienteeritus ja tasu suurus sõltub turuhinnast. Lisatasu loob energiatootjate vahel konkurentsi ning on kohaldatav liberaliseeritud elektriturgudel (Bigerna et al., 2015: 83) Lisatasu skeemi negatiivsed küljed on madal kuluefektiivsus, kõrge lisatasu investoritele ning ei garanteeri pikaajalist kindlat tulu elektrienergia tootjatele. (Bigerna et al., 2015: 83)

Autor nõustub, et riikide erinevast hinnapoliitikast tulenevalt on investoritel võimalik teenida keskmisest kõrgemat tulu, sest lisatulu skeem on turust sõltuv. Teisest küljest võib lisatasu skeem tekitada kõrgendatud maksukoormust tarbijatele, olenevalt elektri turuhinnast. Autor on nõus, et lisatasu skeem loob konkurentsi uute tehnoloogiate vahel. Investorid investeerivad tehnoloogiasse, mis suudab väiksemate kulutustega tagada kõrge tootlikuse ja tulu.

Lisatasu skeemi negatiivne külg on ka sõltuvus fossiilsetest kütustest. Kuna taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia osakaal võrreldes fossiilse energia osakaaluga on

madal, siis sõltub makstav lisatasu investoritele fossiilsete kütuste turuhinnast. Fossiilsete kütuste turuhinnad on volatiilsed ja lisatasu toetuskeemi rakendamisel on investoritele makstav toetus ebastabiilne ja kavandatav projekt kõrge riskiga. (Tosun et al., 2015: 121)

Kvoodisüsteem põhineb roheliste sertifikaatide kauplemisel, mis on tootmispõhine instrument. Kvoot on kindel elektrienergia maht, mis on toodetud taastuvate allikate tehnoloogia abil ja maht on reguleeritud valitsuse poolt. Tootjad, hulgimüüjad, jaemüüjad ja tarbijad on kohustatud tarnima/tarbima kindla protsendi tootmismahust. Tootjatele on müügist saadav tulu tähtajaline tehing ja kindlaks kuupäevaks peab olema esitada nõutud arv sertifikaate, et tõestada vastavust sertifikaatide ja müügi vahel. Tootjatel on võimalik saada lisatulu sertifikaatide müügist, kui tootmine ületab valitsuse tootmismahu prognoose mingil perioodil. (Haas et al., 2009: 364)

Kvoodisüsteemi positiivsed küljed on kõrge majanduslik efektiivsus, ei esine turumoonutusi ja toetuse suuruse määrab turg ehk skeem on turu- ja tootmispõhine. Kvoodisüsteemi negatiivsed küljed on tegeliku investeringu ebakindlus investoritele ja keeruline tulu prognoos. (Haas et al., 2009: 364)

Kvoodisüsteem stimuleerib odavamate ja vähem riskantsemate tehnoloogiate kasutuselevõttu. (Van der Linden et al., 2005: 7) Autor nõustub väitega, sest tulu prognoosimine ja volatiilsus on taastuvenergia tehnoloogiasse investeerimisel olulise tähtsusega. Seega maandavad investorid riski investeerides odavamasse ja vähem riskantsematesse tehnoloogiatesse.

Lisaks soodustariifi, lisatasu ja kvoodisüsteemi skeemidele rakendatakse ka pakkumise skeemi, toetuskeeme (näiteks subsiidiumid ja maksusoodustused) ja erinevaid eelarvepõhiseid skeeme. (Canton, Linden 2010: 9)

Pakkumise skeem loob konkurentsi turul. Tootjad pakuvad elektrienergia hinna kWh põhjal. Pakkumisel põhineva süsteemiga välditakse ülemaksmist ning energiahinna põhjal on võimalik teha järeldusi tootmise omahinnast. Pakkumise skeemi kasutatakse tavaliselt soodustariifi skeemi kombinatsioonina. (Jacobs 2009: 8) Valitsus sõlmib

madalaima pakkujaga koostöölepe, ligipääsu võrgule ja pakub vajadusel finantsabi. (Van der Linden et al., 2005: 11)

Pakkumise negatiivne külg on alamaksmine investoritele. Pakkumise ühiku hind võib langeda madalale ja investorid saavad seega põhjendamatult väikest tulu, mis mõjub negatiivselt taastuveneergetika arengule. Teisest küljest võib energia ühiku hind pakkumisel jääda kõrgele tasemele, sest investorid arvestavad tuluga, alla mille nad ei ole nõus pakkumisi tegema. (Jacobs 2009: 8)

Autori arvates võib pakkumise skeem soodustada ka kartellilepete teket. Investorid lepivad kokku energia ühikuhinnas alla mille ei pakuta ja seega võib õhikuhind kujuneda põhjendamatult kõrgeks.

Eelarvelised subsiidiumid on eraldised, mida kajastatakse riigieelarves valitsuse kulude hulgas, näiteks rahaülekanDED energia tootjatele, tarbijatele ja nendega seotud asutustele, ning madala või vähendatud intressimääraga, riigi poolt toetatavad laenud. Eelarvevälised subsiidiumid on näiteks maksusoodustused, eelisjuurdepääs turule, regulatiivsed toetusmehhanismid ning eelisjuurdepääs loodusvaradele. (Savage 2004: 11)

Subsiidiumitest toetab autor madala või vähendatud intressidega laene. Elektritaribijad maksavad taastuveneergetia tasuga toetust investoritele ja autor ei poolda lisakoormust preemiate ja toetuste näol riigieelarvele. Autor ei toeta maksusoodustusi ning on arvamusel, et elektritootjad peavad makse maksma, sest suuremahuliste tootmisvõimsuste juures jääks riigil iga aasta saamata suurel hulgal makse, mis võib tootmisvõimsuste kasvades tekitada olulise puudujäägi eelarvesse.

Tabelis 2 võtab autor kokku alapunkti 1.3 põhjal käsitletud taastuvenergia toetuskeemid ning toob välja skeemide positiivsed ja negatiivsed küljed.

Tabel 2. Taastuvenergia toetuskeemide positiivsed ja negatiivsed küljed

Taastuvenergia toetuskeem	Positiivsed küljed	Negatiivsed küljed
Soodustariif (<i>Feed-in tariff</i>)	Kuluefektiivsus taastuvenergia tehnoloogiatele, Fikseeritud tasuga väheneb investorite risk, skeem taastuvenergia osakaalu kiiremaks suurendamiseks kogutarbimises	Optimaalse tasu kehtestamine keeruline, Maksukoormuse suurenemine tarbijatele, Moonutab elektri hulгимүүги turuhinda
Lisatasu (<i>Premium</i>)	Orienteeritus turule, Loob energiatootjate vahel konkurentsi, Kohaldatav liberaliseeritud elektriturgudel	Madal kuluefektiivsus, Kõrge lisatasu investoritele, Ei garanteeri pikaajalist kindlat tulu elektrienergia tootjatele
Pakkumine (<i>Tender</i>)	Loob konkurentsi turul, välditakse ülemaksmist, võimalik teha järeldusi tootmise omahinnale	Investorite alatasustamine
Kvoodisüsteem (<i>Quota System</i>)	Kõrge majanduslik efektiivsus, Ei esine turumoonutusi, Skeem turu- ja tootmispõhine	Tegeliku investeeringu ebakindlus investoritele, Keeruline tulu prognoos
Subsiidiumid (<i>Subsidies</i>)	Eelarvevälised subsiidiumid ei koorma riigieelarvet, Vähendab investorite maksukoormust	Eelarvelised subsiidiumid koormavad riigieelarvet

Allikas: Autori koostatud alapunkti 1.3 põhjal

Alapunkti 1.3 põhjal maandatakse toetuskeemidega alapunktis 1.1 väljatoodud riske elektrienergia tootjate ja investorite jaoks. Põhjamaade ühise elektrienergia börsi Nord Pool andmetel (Nord Pool 2016a) oli käesoleva aasta 21. jaanuari MWh börsihind 80,99 eurot ning 30. jaanuaril 14,85 eurot, mis teeb 9 päeva hinnakõikumiseks 66,14 eurot MWh kohta. Praegune turuolukord on pingeline ja riskantne olemasolevatele ja tulevastele tootjatele ning investoritele. Madala müügihinna puhul eelistavad tootjad lisatasu toetuskeemi, sest see on seotud turuhinnaga ja nii on võimalik hetkel saada kõrgemat toetust. Mida kõrgem on turuhind, seda vähem saab lisatasu toetuskeemiga toetust. Elering (Elering 2016a) andmetel on Eesti tuuleenergia tootjatele garanteeritud 53,7 eurot/MWh olenemata turuhinnast, mis Nord Pool andmetel oli 2016. aasta 11. veebruari seisuga 20,55 eurot/MWh. Seega said tootjad 11. veebruari seisuga MWh elektrienergia eest tulu 74,25 eurot. Käesoleva aasta 21. jaanuaril said taastuvelektri

tootjad tulu 134,69 eurot/MWh. Alapunkti 1.1 põhjal on kapitali eelarvestamine keeruline ja tulemused riskantsed, sest elektri börsihind on volatiilne. Börsihinna volatiilsus vähendab riskantsetesse projektidesse investeringuid.

2. AVAMERE TUULEPARGI TASUVUSANALÜÜS EESTI KONTEKSTIS

2.1 Uuringu andmed ja metoodika

Autor valmistas töö eesmärgi saavutamiseks vajalike andmete kogumiseks ette ankeetküsitluse. Ankeetküsitlus oli seotud teoreetilise osaga ning autor soovis infot avamere tuuleparkide alginvesteeringu elementide ja nende osakaalu kohta, mis võimaldaks arvutada avamere tuulepargi investeerimisprojektide nüüdispuhasväärtust ja sisemist rentaablust. Autor sai Taastuenergia Kojalt vastuse, et vastavad andmed puuduvad ning andmed avaldab Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon. Autor saatis organisatsiooni kinnitusel ankeedi täitmiseks, kuid täidetud kujul ankeeti tagasi ei saadetud. Nii Taastuenergia Koda kui ka Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon keeldusid koostööst ja väljatöötatud ankeeti ei täidetud. Konkurentsiamet väljastas autorile endise majandusministri Juhan Parts poolt tellitud raporti, milles anti hinnang elektrienergia tootjatele makstava toetuse kohta vastavalt elektrituruseadusele ja selle muutmise eelnõust. Autor seob käesoleva töö arvutustel põhinevad tulemused Konkurentsiameti poolt väljastatud raportiga, mis ei ole avalikult kättesaadav.

Autor uurib avamere tuulepargi tasuvust kvalitatiivsete meetoditega, milleks on dokumendianalüüs ja andmete kogumine internetist. Autor kasutab eesmärgi täitmiseks tuuleparkide eksperthinnanguid, ametlikke raporteid, uurimustöid ja andmeid ametlikelt veebilehtedelt.

Alapunktis 2.2 tutvustab autor tuuleenergia hetkeolukorda Eestis. Installeeritud koguvõimsuse ja energia tootmise andmeid uuris autor Eesti Tuuleenergia Assotsiatsiooni kodulehelt, mille kohta on avaldatud joonis alates esimesest tuulegeneraatori paigaldamisest Eestis. Suurima tuuleenergia tootmisettevõtte 4energia andmed on saadaval ettevõtte veebilehel, mis kajastab projektide koguvõimsust, aastast energia tootmise hulka ja projektide finantsandmeid. Ettevõtte avaldatud andmed on

kooskõlas majandusaasta aruannetega, mis on kättesaadavad andmebaasist Äripäeva Infopank. Eesti elektrivõrgu andmed uute rakendatavate võimsuste ja toetuste kohta on saadaval põhivõrgu ettevõtte Elering veebilehel ja nende poolt tellitud raportis, mille koostajaks on EA Energy Analyzes. Raport on tellitud 2010. aastal ja andmed kehtivad enne merekaablite Estlink rajamisi.

Andmaks ülevaate avamere tuuleparkide majanduslikust tasuvusest Eestis, võrdleb autor projekte Eestis rajatud maismaa tuuleparkidega, mille kohta kogutud andmed pärinevad ettevõtete majandusaasta aruannetest ning võõrkeelsetest uuringutest. Autor seob teoreetilises osas väljatoodud avamere tuulepargi alginvesteeringu andmed maismaa tuuleparkide alginvesteeringuga ning võrdleb investeeringute omavahelist suhestumist. Avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulusid uurib autor varasemate raportite põhjal ning võrdleb tulemusi mitmete autorite andmete põhjal, et saada objektiivne hinnang. Eestis opereerivate maismaa tuuleparkide kulud on kättesaadavad ettevõtete majandusaasta aruannetest. Saadud tulemusi võrdleb autor võõrkeelsete raportitega ning seob avamere ja maismaa tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulud vastavalt teiste uurimuste põhjal leitud suhtarvuga. Tulemuste võrdlemine mitmete allikate põhjal ja tulemuste korrelatsiooni täpsus annab autorile usaldusväärsed tulemused võrdlemaks avamere tuulepargi ja maismaa tuulepargi majanduslikku tasuvust.

Tuuleparkidesse investeeritav kapital jaguneb erakapitaliks ja laenukapitaliks, mis on erinevate riskitasemete ja kulukusmääraga ning mille keskmine hind projekti kogurahastuse põhjal väljendatakse kapitali kaalutud keskmise hinnana. Usaldusväärsete tulemuste saamiseks võrdleb autor omavahel tulemusi, mis pärinevad teiste autorite koostatud raportitest, opereerivatest või rajatavatest tuuleparkidest ning ülemaailmsest finantsettevõttest, mis omab andmeid ja kogemusi suurprojektide eelarvestamisel.

Tuuleparkide tuludeks on elektrienergia müük ja toetus vastavalt toodetud energiahulgale. Tuulepargid teenisid varasemalt lisatulu ka saastekvootide müügist, kuid Euroopa Liidu valitsused langetasid kauplemismahtu ligikaudu poole võrra, mille tulemusena saastekvootide müük on vähenenud ja viimaste aastate majandusaruannete põhjal vastav lisatulu puudub. (Eesti Energia 2014: 6) Elektrienergia müügihind pärineb

autori arvutustel Nordpool veebilehe andmete põhjal. Autor kasutab arvutustel nii 2016. aasta jaanuari, veebruari ja märtsi keskmist elektrienergia MWh kohta. Tootjatele makstav toetus pärineb Eesti põhivõrguettevõtte Elering OÜ veebilehelt.

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi poolt tellitud raportis kajastuvad Eestis opereerivate tuuleparkide finantsandmed, mille põhjal on Konkurentsiamet arvanud projektide keskmise tasuvusaja ja sisemise rentaabluse. Autor võrdleb oma arvutuste tulemusi Konkurentsiameti andmetega, mis annab ülevaate autori kogutud andmete usaldusväärsusest ning saadud tulemuste täpsusest. Usaldusväärsete andmete põhjal on võimalik investoril läbi viia nüüdispuhasväärtuse ja sisemise rentaabluse arvutused, muutes valemis elektrienergia vastavalt Nordpool'ile.

Eestis opereerivate tuuleparkide kasuteguri arvutas autor ettevõtete majandusaasta aruannete põhjal, mis on kättesaadavad Äripäev infopangast. Eestis ei opereeri ühtegi avamere tuuleparki ning autor kogus andmed Taani veebilehelt, kuhu on koondatud Euroopas opereerivate avamere tuuleparkide tootmisandmed. Autor võrdles andmeid teiste allikatega ja peab saadavaid andmeid usaldusväärseks. Avamere tuuleparkide peamine sisend ehk tuule kiirus on analoogne Eesti vetes, umbes 20 kilomeetri kaugusel rannikust ja umbes 50 meetri kõrgusel.

Tulenevalt probleemist analüüsib autor Avamere tuuleparkide majanduslikku tasuvust Eestis ja võrdleb andmeid Eestis opereerivate maismaa tuuleparkidega. Kuna avamere tuulepargi alginvesteeringud ja opereerimis- ja hoolduskulud on suuremad kui maismaa tuulepargi puhul, siis analüüsib autor, kas ühe sisendielemendi ehk tuule kiiruse mõju tõstab avamere tuulepargi majandusliku tasuvuse maismaa tuuleparkidest ettepoole või on praegune maismaa tuuleparkide rajamine siiski tasuvam kui avamere tuuleparkide rajamine. Avamere tuuleoludega suudab tõenäoliselt iga tuulegeneraator toota rohkem elektrienergiat kui maismaa tuulegeneraator, kuid majanduslikult tasuvamaks osutub avamere tuulepark Eestis sel juhul, kui toodetav energiahulk ületab alginvesteeringu vahe võrreldes maismaa tuulepargiga ning opereerimis- ja hoolduskulud, mis avamere tuulepargi puhul on kallimad. Samuti ei ole avamere tuulepark investori jaoks veel atraktiivsem, kui see saavutab sisendi ja väljundi suhtelt sama suhtarvu, mis maismaa tuulepark. Analüüsi käigus saadavaid tulemusi võrdleb autor investori ootustega, mis ajendaks vastu võtma avamere tuulepargi projekti maismaa tuulepargi asemel.

Alapunktis 2.2 tutvustab autor Eesti tuuleenergia ajalugu alates 2002. aastast ja Eesti tuuleenergia hetkeolukorda, millele järgneb maismaa tuulepargi ja avamere tuulepargi tasuvusanalüüs. Alapunkti 2.2 põhjal teeb autor järeldusi tuuleparkide tasuvuse kohta Eestis.

2.2 Avamere tuulepargi rajamise tasuvusanalüüs võrreldes maismaa tuulepargiga

Tuuleenergia Assotsiatsiooni andmetel alustas Eesti esimene tuulegeneraator elektri tootmist 2002. aasta juulis Saaremaal Sääre külas. Tuulegeneraatori võimsus oli 225 kw ning alginvesteering 3,4 miljonit krooni. (Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon 2002) Installeeritud võimsused saavutasid 58 MW taseme aastaks 2007, kui hakkasid kehtima taastuenergia tasu tarbijatele ja taastuenergia toetus tootjatele. Toetuste väljamaksmine maandab riske ja ergutab investeeringuid. Aastaks 2009 oli installeeritud tuulikute koguvõimsus Eestis 141,7 MW ning koguvõimsus oli järgnevatel aastatel pidevas kasvus. Aastaks 2013 oli Taastuenergia Assotsiatsiooni andmetel rakendatud koguvõimsus 279,9 MW, mis on ligi kaks korda rohkem kui 2009. aastal saavutatud võimsus. (Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon 2016a)

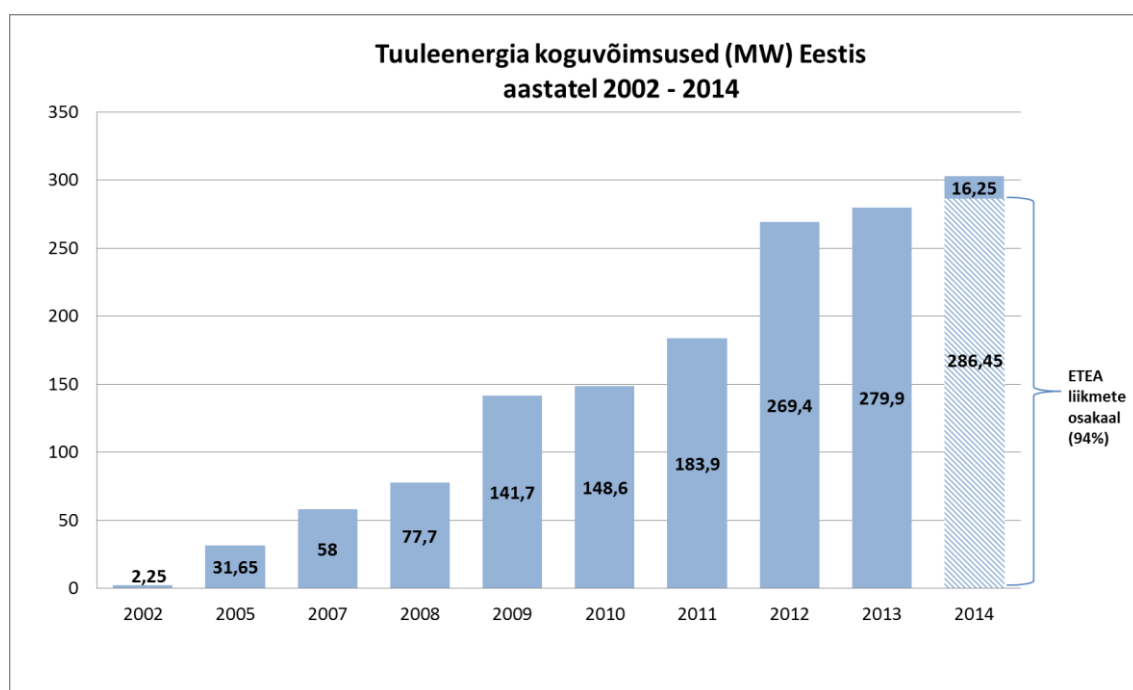
Eesti tuuleenergia märgatav tootmisvõimsuse kasv toimus kolmel perioodil. Aastal 2009 suurenes installeeritud võimsus 64 MW võrreldes 2008. aastaga, aastal 2011 suurenes installeeritud võimsus 42,2 MW võrreldes 2009. aastaga ning aastal 2012 suurenes installeeritud võimsus 85,5 MW võrreldes 2011. aastaga. Pärast 2012. aastat on tuuleenergia rakendatud võimsused olnud tagasihoidlikud. Aastaks 2015 oli Eestis tuulegeneraatorite koguvõimsus 302,91 MW, mis on 33,51 MW rohkem kui aastal 2012. (Ibid)

Tuuleparkide installeeritud koguvõimsus 2015. aastal oli 302,91 MW ning tuuleparkide kogutoodang oli 692,5 GWh, mis moodustab 9% kogu Eesti aastasest kogutarbimise mahust. Suurim tuulepark on Eesti Energia ja Nelja Energia koostööl valminud Paldiski tuulepark koguvõimsusega 45 MW. Tuulepargis on 18 tuulikut nimivõimsusega 2,5 MW. Peaaegu pool Eestis installeeritud koguvõimsusest ehk 140,8 MW on Nelja Energia omandis. Nelja Energia on Baltikumi suurim tuuleenergia arendaja, mille

emaettevõtte asub Norras. Kõik Eestis installeeritud tuulepargid on maismaal või ranniku läheduses ning avamere tuuleparke Eestis rajatud ei ole. (Ibid, 4Energia 2016a)

Eesti Põhivõrgu ettevõtte Elering OÜ 2010. aasta andmete põhjal oli tuuleparkide võrguga liitumise taotlusi laekunud 4000 MW ulatuses. Elering OÜ poolt tellitud uuringus on välja toodud, et Eesti kogutarbimise juures on tuuleparkide rajamise piirmäär 1000 MW. Kui 2015. aasta lõpuks oli Eestis rajatud tuuleparke 302,91 MW ulatuses, siis jääb uuringu põhjal uute tuuleparkide rajamiseks 693,09 MW, mis on rohkem kui kaks korda hetkel rakendatud koguvõimsusest. (Wind Power ... 2010: 45)

Joonis 1. Tuuleenergia koguvõimsused (MW) Eestis aastatel 2002-2014



Allikas: Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon 2016b

Tänaseks on Eesti elektriturg avatud ning rajatud on Eesti ja Soome vahelised alalisvoolu merekaablid Estlink 1 ja Estlink 2. Merekaablid võimaldavad elektri ülekandeid Eesti, Baltikumi ja Põhjamaade vahel ning seeläbi on tarbijatel ja tootjatel võimalus osta ja müüa energiat suuremale elektriturule. Tarbijatel on võimalus sõlmida leping välja valitud energiatootjaga ning energiatootjatel on võimalus müüa elektrit suuremale turule ja saada seeläbi uusi tarbijaid. Merekaablid maandavad ületootmise ja müümata jääva elektrienergia riski ning seeläbi on võimalus rajada uusi

tootmisvõimsusi. Estlink 1 ja Estlink 2 summeeritud energia läbilaskevõime on 1000 MW. (Elering 2016)

EA Energy Analyzes (EA Energy analyzes 2010: 45) uuringus suureneb Estlink 1 ja Estlink 2 merekaablite abil Eestis uute rajatavate tootmisüksuste maht. Enne elektrituru avanemist hinnati uute tootmisüksuste mahuks kuni 1000 MW, kuid merekaablite väljaehitamise suureneb maht kuni 2200 MWni. EA Energy Analyzes andmetel toodaksid Eestis rajatavad tuulepargid koguvõimsusega 900 MW veerandi Eesti energiavajadusest.

Kuigi Eleringi oli liitumisavaldusi tehtud 2010. aasta seisuga 4000 MW ulatuses, siis autori arvates oli liitumispiirangute seadmisel peale ületootmise veel üks oluline faktor. Kui enne Estlink merekaablite valmimist hinnati koguvõimsuse piiriks 1000 MW, siis tähendas see nõudluse ja pakkumise tasakaalu turul. Kui Elering oleks pidanud rahuldama sektori kiire arengu korral liitumistaotlusi üle ettenähtud piiri ja need projektid oleks käivitatud enne merekaablite väljaehitamist, siis oleks tekkinud ületootmine ja Elering ei oleks olnud nõus maksma tootjatele toodetud energiaühiku eest toetust kui toodetud energiat ei tarbita. Selle tulemusena oleks toimunud tulutu tootmine, energiatootja ei oleks saanud müüa elektrienergiat võrku ja poleks saanud ka põhivõrgu ettevõttelt toetust.

Autor on arvamusel, et enne merekaablite väljaehitamist oleks olnud Eestil piisavalt investeerimisvõimalusi, et ületada ettenähtud piirvõimsus 1000 MW. Liitumistaotlusi ei rahuldata autori arvamusel üle piirmäära sel põhjusel, et siis väheneks põlevkivi kaevandamise maht uute tuulegeneraatorite arvelt. Probleemi fookus seisneb tööjõus – kui põlevkivi kaevandamise mahtu vähendada, siis vähendatakse ka töötajate arvu, mis suurendaks niigi suurima töötuse määraga maakonna töötute arvu veelgi. Siiski on pärast Estlink merekaablite väljaehitamist investoritel piisavalt vaba installeerimisvõimsust ning 1000 MW tootmisüksuste saavutamisel on koduturu nõudluse täitmise korral võimalus lisaks toodetud elektrienergiat müüa Baltikumi ja Põhjamaadesse. Selle põhjal on tootjatel Estlink kaablite ühendusele piisavalt vaba mahtu uute tootmiste käivitamiseks.

Alates 2002. aastast, kui Eestisse püstitati esimene elektrit tootev tuulegeneraator, on 14 aastaga püstitatud tuulegeneraatoreid 302,91 MW ulatuses. Eleringi poolt tellitud uuringu järgi on meil veerand siseturu nõudluse katmiseks tuuleenergiast toodetava elektriga ehk 1000 MW saavutamiseni vaja teha praegusega võrreldes üle kolme korra rohkem kulutusi, mis ühtlasi tõstaks ka Eestis tuulest toodetud elektrienergia osakaalu lõpptarbimises rohkem kui 3 korda. Kui enne Estlink 1 ja Estlink 2 merekaablite väljaehitamist tähendas 1000 MW tootmispiir tuulegeneraatorite arvelt tootmist, millele Elering maksab põhivõrgu ettevõtjana välja toetust, siis pärast Estlink 1 ja Estlink 2 merekaablite väljaehitamist on Eestil eelnevalt välja toodud uuringu tulemuste järgi uute tuulegeneraatorite installeerimiseks lisaks olemasolevatele vaba võimsust kuni 1900 MW. Tuuleenergia Assotsiatsiooni andmetel on Eestil praeguse installeeritud mahu 302,91 MW juures paigaldatud maismaa tuulikuid 136 tükki, mis teeb tuuliku keskmiseks nimivõimsuseks ~ 2,23 MW. (Tuuleenergia Assotsiatsioon 2016c)

EA Energy Analyses (EA Energy Analyzes 2010: 45) uuringu järgi rahuldatakse uusi liitumistaotlusi kuni 1900 MW ulatuses, mille põhjal saab hetkel töös olevate tuulikute keskmise nimivõimsuse järgi rajada kokku tuulegeneraatoreid 852 tükki. Eelnevalt välja toodud andmete põhjal kataks 900-1000 MW koguvõimsusega veerandi Eesti energiavajadusest, mis tootmismahult oleks ligikaudu 2 TWh aastas.

Tuulepargid on alginvesteeringult väga kulukad ning projekti käivitamiseks on vaja energiatootmiseks sobivat keskkonda. Energiatootmisel on sisendiks alginvesteering, opereerimis- ja hoolduskulud ning tuule kiirus. Väljundiks on toodetava energia hulk, mis läbi võrgu suunatakse tarbimisele siseturule või eksporditakse välisturule. Uurimuse teoreetiliste aluste põhjal on maismaa tuulepark nii alginvesteeringult kui ka opereerimis- ja hoolduskulude poolest odavam kui avamere tuulepark, kuid avamere tuuleolud energia tootmiseks on paremate näitajatega kui sisemaa tuuleolud.

Maismaa tuulepargi alginvesteeringud 1 MW kohta arvutab autor Eestis rajatud projekti põhjal, mille koguvõimsus ületab 15 MW ja võrdleb saadud tulemusi esimese peatükis toodud teiste autorite analüüside tulemustega.

Tabel 3. Alginvesteering Eestis rajatud suurematele tuuleparkidele

Tuulepark	Koguvõimsus	Alginvesteering miljonit €	Alginvesteering 1 MW kohta miljonit €
Narva tuulepark	39 MW	5,9	1,51
Pakri tuulepark	18,4 MW	22,4	1,22
Paldiski tuulepark	45 MW	62	1,38
Tooma tuulepark	16 MW	25,9	1,62
Viru-Nigula tuulepark	24 MW	26,1	1,1

Allikas: Eesti Energia; Nelja Energia

Tabelis 3 ei kajasta autor Aulepa ja Aseriaru tuuleparke, sest andmed alginvesteeringu kohta puuduvad. Vaatlusele võetud viie tuulepargi alginvesteeringute keskväärtus on 1,366 miljonit eurot 1 MW kohta, mis on sarnane Schwabe (Schwabe et al. 2011: 9) Taani, Saksamaa, Hollandi, Hispaania, Rootsi ja USA uuringute keskväärtusele 1,361 miljonit eurot 1 MW kohta.

Avamere tuulepargi alginvesteeringu keskväärtus on teoreetilise osa põhjal 1,95-2,15 miljonit eurot 1 MW kohta ning vahemik põhineb erinevate autorite andmetel. Maismaa tuulepargi alginvesteeringu keskväärtus on ligikaudu 1,36 miljonit eurot 1 MW kohta ning põhineb varasemate uuringute põhjal ning Eestis püstitatud tuuleparkide andmetel.

Avamere tuulepark on alginvesteeringult ligikaudu 50% kapitalimahukam kui maismaa tuulepark (Wind Energy... 2016). Kui maismaa tuulepargi keskväärtusele lisada alginvesteeringust 50%, siis on tulemuseks 2,04 miljonit eurot 1 MW kohta. Nii Blanco kui ka Krohn'i andmetel jääb avamere tuulepargi alginvesteeringu keskväärtus vahemikku 1,95-2,15 miljonit eurot, mis praeguste andmete ja arvutuste juures sobib teoreetilises osas väljatoodud vahemikku. Nii avamere kui ka maismaa tuuleparkide alginvesteeringud on võrreldud erinevate projektide ja autorite andmetega ning seotud 50% hinnaerinevusega ning kõikide arvutuste puhul on tulemused omavahel seotud ning autor hindab nii maismaa kui ka avamere tuuleparkide keskmist alginvesteeringu väärtust usaldusväärseks.

Jorgen Jargaard Lemming (Lemming et al. 2009: 10) andmetel mõjutavad keskmist opereerimis- ja hoolduskulu 16 €/MWh enamasti Taani, Rootsi ja Inglismaa avamere tuulepargid koguvõimsusega 23-60 MW. Schwabe andmetel (Schwabe et al. 2011: 17) on Taani avamere tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulu 24 €/MWh. Taani tuuleparkide keskmise opereerimis- ja hoolduskulu arvutamisel kasutab autor eelnevalt väljatoodud autorite andmeid. Selle põhjal on opereerimis- ja hoolduskulu 20 €/MWh, mis on sarnane Morthorst'i ja Kitzing'i andmetele tabelis 4, kus Taani andmebaasi järgi on avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud 19 €/MWh.

Tabel 4. Opereerimis- ja hoolduskulud avamere tuulepargis

Andmeallikas	Opereerimis- ja hoolduskulu €/MWh
Euroopas opereerivad avamere tuulepargid 2002-2009	18
Taani tehnoloogia andmebaas	19
Saksamaa projektid 2010	27
Suurbritannia projektide küsitlus	22-27

Allikas: Morthorst, Kitzing 2015: 3

Tabeli 4 andmetel on kõige kõrgemad opereerimis- ja hoolduskulud Saksamaal ja Suurbritannias. Suurbritannia avamere tuuleparkide küsitluse andmetel on keskmine kulu 24,5 €/MWh. Tabeli 4 põhjal on erinevate allikate põhjal keskmine kulu 22,12 €/MWh, mis on väga kõrge, arvestades Nord Pool elektrimüügi hinda 2016. aasta esimese kolme kuu keskmise hinna põhjal, mis oli 23,9 €/MWh. (Nord Pool 2016b)

Ülemaailmse auditi-, maksu- ja nõustamisteenuse ettevõtte KPMG raportis on kaheksa suuremate Euroopa riikide tootjate andmed ning keskmiseks tulemuseks 2010 aasta põhjal on opereerimis- ja hoolduskulud 25,5 €/MWh. (Offshore Wind ... 2010: 80) KPMG raporti tulemused on sarnased Morthorst'i ja Kitzing'i andmetele, mille keskmine kulu on 22,12 €/MWh. Seega on avamere tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulu keskmine vahemik 22 – 26 €/MWh, kuid üksikute projektide lõikes võivad kulutused olla väiksemad või suuremad, sest kulud sõltuvad oluliselt avamere tuulepargi kaugusest sadamast või rannikust, tootja tehnilistest andmetest ja tuulepargi kasutegurist.

Järgnevalt toob autor tabelis 7 välja Eesti maismaa tuuleparkide opereerimis- ja hoolduskulud vastavalt ettevõtete aastaaruannetele. Kulud MWh kohta on autori arvutused.

Tabel 5. Maismaa tuulepargi hooldus- ja opereerimiskulud MWh kohta

Tuulepark	Majandusaasta	Toodetud energiahulk MWh	Tuulepargi kulud €	Kulud MWh €
Aseriaru	2014	46 265	754 223	16,3
Paldiski	2013	51 496	292 180	5,67
Tooma	2014	35 183	357 633	10,16
Virtsu I, Virtsu II, Virtsu III, Esivere	2014	50 153	501 408	9,99

Allikas: Nelja Energia OÜ 2013-2014 majandusaasta aruanded

Tabelis 5 on välja toodud Aseriaru, Paldiski ja Tooma tuulepargi andmed ning Virtsu I, Virtsu II, Virtsu III ja esivere tuulepargi koondandmed. Virtsu ja Esivere tuulepargid kuuluvad ettevõttele Roheline Ring Tuulepargid OÜ. Tabeli 7 andmete põhjal on väljatoodud maismaa tuuleparkide hooldus- ja opereerimiskulud keskmiselt 10,53 €/MWh, mis erineb Soren Krohn'i andmetest 3,97 €/MWh. Aseriaru tuulepargi kulutused on tabel 7 põhjal kõige kõrgemad, sest 2014 majandusaastal vahetati tuulegeneraatorite käigukastid ja laagrid. Paldiski tuulepargi kulutused on tabeli 7 põhjal kõige madalamad, sest tuulepark saavutas täisvõimsuse 2013. aastal ja väheste töötundide arvelt on ka hoolduskulud võrreldes teiste tuuleparkidega madalad. Soren Krohn toob uuringus välja (Krohn et al. 2009: 56), et kulu 14,5 €/MWh kohta on keskmine ja seega on Paldiski tuulepargi näitel kulud esimestel tegevusaastatel madalad, kuid kasvavad aastate möödudes. Virtsu I tuulepark valmis 2002. aastal, Virtsu II ja III tuulepark 2008. aastal ja Esivere tuulepark 2005. aastal (4Energia 2016b). Majandusaastaks 2014 olid tuuleparkide opereerimise ja hoolduse koondkulud ligikaudu kaks korda kõrgemad kui Paldiski tuulepargil ja seejuures ei tehtud kallimate kuluosade vahetusi. Tuuleparkide viimastel tööaastatel on eluea hooldus- ja opereerimiskulud saavutanud keskmise taseme, mis on analoogne Soren Krohn andmetega.

Tagamaks jätkuvad investeeringud tuuleparkidesse, maksab elektritarbijatelt kogutava taastuvenergia tasuga põhivõrgu ettevõtte Elering riskide maandamiseks taastuvenergia

tootjatele toetust, mis on 53,7 €/MWh ning püsinud alates 2007. aastast muutumatuna. (Elering 2016a)

Lisaks alginvesteeringule on enne tuulepargi rajamist WACC (*Weighted average capital cost*) ehk kapitali kaalutud keskmine hind, kus on arvestatud nii omakapitali kui ka võõrkapitali suhet koguinvesteeringusse. WACCi mõjutab kapitali oodatav tulukus, kus omakapital on reegline kõrgema laenuprotsendiga kui võõrkapital. Teoreetilise osa põhjal on Schwabe andmetes arvestatud riigimakse ja selle võrra on keskmine kapitalikulu kõrgem kui tulemused Krohn'i uuringus. Eelnevate andmete põhjal on erinevused tingitud riskifaktorite tõttu ja teoreetilise osa põhjal saab riskide maandamiseks kasutada nüüdisväärtuse (NPV) valemis nõutava tulunormi asemel ka riski arvestatavat diskontomäära R , mis on nõutava tulunormi ja riskimäära summa. Diskontomäär R mõjutab WACCi, kuid kapitali hind väärtus jääb vahemikku 10-10,9%, mis vastab KPMG ja Paul Arwase andmetele.

Maismaa tuuleparkide WACC jääb Irimaal vahemikku 6,88%-8%. (Sustainable Energy ... 2008: 12) Autor kasutab maismaa tuuleparkide kapitali eelarvestamisel WACC väärtust 7,62%, mis jääb vahemikku 6,88%-8%. Schwabe andmetel (Schwabe et al. 2011: 10) on Saksamaa, Hollandi, Hispaania, Inglismaa, Rootsi ja Taani maismaa tuuleparkide WACC 5,38%, kuid ei sisalda makse, amortisatsiooni ja riske. Seega peab autor WACC 7,62% maismaa tuuleparkide kapitali eelarvestamisel usaldusväärseks.

Autor tugineb tuuleparkide tasuvuse arvutamisel ja tulemuste analüüsil projekti alginvesteeringule, opereerimis- ja hoolduskuludele, toetusele 53,7 €/MWh, kapitali kaalutud keskmisele hinnale, börsi energiahinnale ja oodatavale energiatootmishulgale vastavalt kasutegurile.

Tabelis 6 toob autor välja alapunktis 2.2 kirjeldatud elemendid tuulepargi tasuvuse kujunemisel. Elemendid on välja toodud nii maismaa tuulepargi kui ka avamere tuulepargi kohta.

Tabel 6. 50 MW koguvõimsusega maismaa tuulepargi ja avamere tuulepargi finantsandmed

	Maismaa tuulepark	Avamere tuulepark
Alginvesteering	68 300 000	102 000 000
Turbiinide eluiga (Aastat)	20	20
Opereerimis- ja hoolduskulud (€/MWh)	14,5	24
Toetus (€/MWh)	53,7	53,7
WACC (%)	7,62	10,5
Turbiini kasutegur	25,87	34,3
Oodatav energiatootmise hulk aastas (MWh)	113 310,6	150 234
2016. aasta keskmine elektrienergia börsi hind jaanuar-märts (€/MWh)	23,9	23,9

Allikas: Autori koostatud alapunkti 2.2 põhjal

Teoreetilises osas väljatoodud nüüdispuhasväärtuse valemi põhjal arvutab autor nii maismaa tuulepargi kui ka avamere tuulepargi tuleviku rahavood ümber nüüdisväärtusesse. Maismaa nüüdispuhasväärtus avaldub vastavalt teoreetilises osas välja toodud valemile järgmiselt:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{113\,310,6 * (23,9 + 53,7 - 14,5)}{(1 + k)^t} - IO$$

Rahavood on valemis jagatud projekti nõutava tulunormiga ning riskide maandamiseks kasutatakse riski arvestatavat diskontomäära R, mis on riski ja nõutava tulunormi summa. Tabel 6 andmetel on riski arvestav kapitali kaalutud keskmine hind maismaa tuulepargis 7,62%. Kuna kapitali tagasimaksed toimuvad iga kuu, siis tuleb valemis kapitali kaalutud keskmine hind jagada väärtusega 12:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{7\,149\,898,86}{(1,00635)^t} - IO$$

Valemis tähistab t perioodide arvu, mille väärtus esimesel aastal on üks, teisel aastal kaks kuni projekti eluea viimase aastani 20. Eestis opereerivatele tuuleparkidele

eraldatakse põhivõrguettevõtte poolt toetust esimesed 12 aastat. Asendades väärtused valemisse, saab autor valemi kujul:

$$NPV = \frac{7\,149\,898,86}{(1,00635)^1} + \frac{7\,149\,898,86}{(1,00635)^2} + \dots + \frac{7\,149\,898,86}{(1,00635)^{12}} - IO = 82\,359\,934 - IO$$

Alates 13ndast aastast tuuleparkidele enam toetusi ei eraldata ja seega väheneb täiendav tulu MWh kohta 53,7€. Seega rahavood ilma toetuseta jagatuna nõutava tulunormiga saab autor tulemuseks:

$$NPV = \frac{1\,065\,119,64}{(1,00635)^{13}} + \dots + \frac{1\,065\,119,64}{(1,00635)^{20}} + 82\,359\,934 - IO$$

Tabel 6 andmete põhjal on maismaa tuulepargi nüüdispuhasväärtuseks:

$$NPV = 7\,676\,702,6 + 82\,359\,934 - 68\,300\,000 = 21\,736\,636,6$$

Lisaks nüüdispuhasväärtusele, on investori seisukohast oluline teada projekti sisemist rentaablust ehk kui suurel määral teenib investor tulu iga projekti investeeritud euro pealt. Eelnevalt nüüdispuhasväärtuse arvutamisel tõi autor välja, et tuulepark saab põhivõrgu ettevõttelt toetust esimesed 12 aastat ja alates 13ndast aastast tuulepark enam täiendavat toetust ei saa. Vastavalt toetusele avaldub võrrand kujul:

$$0 = 68\,300\,000 + \frac{7\,149\,898,86}{(1 + IRR)^1} + \dots + \frac{7\,149\,898,86}{(1 + IRR)^{12}} + \frac{1\,065\,119,64}{(1 + IRR)^{13}} + \dots + \frac{1\,065\,119,64}{(1 + IRR)^{20}}$$

Võrrandi põhjal on maismaa tuulepargi investeringu sisemine rentaablus 5%, ehk investor teenib iga projekti investeeritud eurolt 5% tulu.

Sarnaselt maismaa tuulepargile, eraldatakse esimesed 12 aastat toetust 53,7€/MWh avamere tuulepargile ja järgmised kaheksa aastat opereerib tuulepark ilma toetuseta. Analoogselt maismaa tuulepargi arvutustele kujuneb avamere tuulepargi rahavoogudeks tabel 10 põhjal koos toetusega:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{150\,234 * (23,9 + 53,7 - 24)}{(1 + k)^t} - IO$$

Rahavood on valemis jagatud projekti nõutava tulunormiga ning riskide maandamiseks kasutatakse riski arvestatavat diskontomäära R , mis on riski ja nõutava tulunormi summa. Lisa 1 andmetel on riski arvestav kapitali kaalutud keskmine hind maismaa tuulepargis 10,5%. Kuna kapitali tagasimaksud toimuvad iga kuu, siis tuleb valemis kapitali kaalutud keskmine hind jagada väärtusega 12:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{8\,052\,542,4}{(1,00875)^t} - IO$$

Valemis tähistab t nõutava tulunormi astet, mille väärtus esimesel aastal on üks, teisel aastal kaks kuni projekti eluea viimase aastani 20. Eestis opereerivatele tuuleparkidele eraldatakse põhivõrguettevõtte poolt toetust esimesed 12 aastat. Asendades väärtused valemisse, saab autor tulemuseks:

$$NPV = \frac{8\,052\,542,4}{(1,00875)^1} + \frac{8\,052\,542,4}{(1,00875)^2} + \dots + \frac{8\,052\,542,4}{(1,00875)^{12}} - IO = 91\,351\,900,49 - IO$$

Alates 13ndast aastast tuuleparkidele enam toetusi ei eraldata ja seega väheneb täiendav tulu MWh kohta 53,7€. Seega rahavood ilma toetuseta jagatuna nõutava tulunormiga saab autor valemi kujul:

$$NPV = \frac{-15\,023,4}{(1,00875)^{13}} + \dots + \frac{-15\,023,4}{(1,00875)^{20}} + 91\,351\,900,49 - IO$$

Tabel 6 andmete põhjal on avamere tuulepargi nüüdispuhasväärtuseks:

$$NPV = -104\,115,69 + 91\,351\,900,49 - 102\,000\,000 = -10\,752\,215,2$$

Avamere tuulepargi hoolduskulud on praeguse madala elektrihinna juures liiga kõrged. Autor arvutab sarnaselt maismaa tuulepargile ka avamere tuulepargi sisemise rentaabluse. Autor töö eelnevalt välja sisemise rentaabluse arvutamise valemi ning asendab muutujad avamere tuulepargi andmetega:

$$0 = 102\,300\,000 + \frac{8\,052\,542,4}{(1 + IRR)^1} + \dots + \frac{8\,052\,542,4}{(1 + IRR)^{12}} + \frac{-15\,023,4}{(1 + IRR)^{13}} + \dots + \frac{-15\,023,4}{(1 + IRR)^{20}}$$

Valemi põhjal on projekti sisemine rentaablus -1%, ehk investor teeniks projekti vastuvõtmisel iga euro pealt 1% kahjumit.

Avamere tuulepargi hoolduskulud on kõrged ja ületavad arvutustes kasutatud elektrihiina MW kohta, siis toodab avamere tuulepark ilma toetuseta alates 13. aastast kahjumit. Nord Pool andmetel (Nord Pool b) oli 2011. aasta börsi elektrihiina keskvärtus 47,05 eurot MW/h, mis on ligikaudu kaks korda kõrgem kui eelnevates arvutustes kasutatud 2016. aasta esimese kolme kuu keskmine 23,9 eurot MW/h. Kui asendada NPV valemisse 2011. aasta elektrihiin 47,05 eurot MW/h, siis 50 MW võimsusega maismaa tuulepargi nüüdispuhasväärtuseks 20 aasta jooksul on 66 508 711 miljonit eurot ja projekti sisemine rentaablus on 11%. Avamere tuulepark võimsusega 50 MW saavutaks 47,05 eurose elektrihiinaga MW/h 20 aasta jooksul nüüdispuhasväärtuse 47 177 486 miljonit eurot sisemise rentaablusega 6%. Nord Pool andmetel (*Ibid.*) on ainult 2006. aastal ja 2010. aastal börsi elektrihiin olnud kõrgem kui 47,05 eurot MW/h. Börsi elektrihiin 2006. aastal oli 48,59 eurot MW/h ja 2010. aastal 53,06 eurot MW/h. Seega ei saavuta avamere tuulepark ka ühe kõrgeima elektrihiinaga MW/h kohta suuremat nüüdispuhasväärtust ja sisemist rentaablust kui Eestis töötavad maismaa tuulepargid.

Eesti Rahvusringhäälingus avaldatud artikli andmetel sõlmisid ettevõtte Nelja Energia OÜ ja Hiiu Vald kokkuleppe, et aastal 2018 ollakse valmis rajama Eesti esimene avamere tuulepark. Artikli andmetel on rajatav avamere tuulepark koguvõimsusega 700 MW ja alginvesteeringu maht on 2,1 miljardit eurot, mis teeb 1 MW maksumuseks 3 miljonit eurot. (Soopan 2014)

Euroopa Tuuleenergia Assotsiatsiooni 2016 väljaande põhjal on Euroopas rajatavad avamere tuulepargid võimelised tootma energiat 42% kasuteguriga. (European Wind... 2016: 10) Selle põhjal on Nelja Energia OÜ plaanitav avamere tuulepark võimeline tootma aastas ligikaudu 2,57 TWh elektrienergiat. Kui võtta arvesse Nord Pool börsihind esimese kolme kuu põhjal, mis on 23,9 € MWh ning arvestada tootmisel 42% kasuteguriga, siis on Nelja Energia OÜ plaanitava avamere tuulepargi NPV 20 aasta jooksul ligikaudu -535,75 miljonit eurot. Sama võimsusega maismaa tuulepargi NPV 20 aasta jooksul energiahinnaga 23,9 € MWh ning kasuteguriga 25,87% on 304,31 miljonit eurot. Selline vahe on eelkõige tingitud alginvesteeringust, sest 20 aastat on liiga lühike

aeg, et madala energiahinnaga oleks võimalik tagasi toota projekti mahukas alginvesteering. Hiiumaa vetesse plaanitava tuulepargi alginvesteering on 2,2 korda mahukam kui investeering sama võimsusega maismaa tuuleparki. Lisaks on avamere tuulepargi hoolduskulud 1,65 korda suuremad kui maismaa tuulepargi hoolduskulud. Kui arvutada Nelja Energia OÜ plaanitava avamere tuulepargi NPV elektrienergia hinnaga 47,05 € MW/h, siis on väärtuseks 553,81 miljonit eurot. Sama võimsusega maismaa tuulepargi NPV 20 aasta jooksul ja energiahinnaga 47,05 € MW/h on 992,02 miljonit eurot. Nüüdispuhasväärtuste vahe on 1,79 kordne, kuigi avamere tuulepargi alginvesteering on 2,2 korda mahukam ja hoolduskulud 1,65 korda suuremad. Elektri energiahinnaga 47,05 € MW/h toodab avamere tuulepark koos toetustega esimesel 12 aastal müügitulu ligikaudu 1,44 korda rohkem kui maismaa tuulepark. Alates 13ndast aastast lõpetatakse Eestis toetuste jagamine ja 20ndaks aastaks on avamere tuulepargi müügitulu (kaheksa aastaga) 1,15 korda suurem kui maismaa tuulepargi müügitulu. Seega suudab avamere tuulepark teenida suuremat müügitulu nii toetusega kui ka toetuseta ning 1,65 korda suuremate hoolduskuludega kui elektrienergia börsihind on 47,05 eurot. Seega on avamere tuulepargi võtmekohaks alginvesteering. Maismaa tuulepargi projekti Eesti pinnal muudab majanduslikult põhjendatuks madalam alginvesteering, madalamad hoolduskulud ning asukoht ranniku lähistel.

2.3 Järeldused avamere tuulepargi majanduslikust tasuvusest Eestis võrreldes maismaa tuulepargiga

Avamere tuulepargi arvutusteks kogutud andmed on võrreldud mitme autori uuringute põhjal ning alginvesteering ja opereerimis- ja hoolduskulud on seotud Wind Energy ja NREL andmetega, mille põhjal avamere tuulepark on 50% kapitalimahukam kui maismaa tuulepark ning opereerimis- ja hoolduskulud on avamere tuulepargis kaks korda kõrgemad kui maismaa tuulepargis. Alginvesteeringud on väljendatud projektide keskmise tulemuse põhjal, võrreldud mitme autori analüüside põhjal ja avamere tuulepark on andmete põhjal 50% kapitalimahukam kui maismaa tuulepark. Tabeli 7 põhjal on välja toodud seitsme maismaa tuulepargi andmed opereerimis- ja hoolduskuludele ning keskmine tulemus 1 MW kohta on 10,53 €. Soren Krohn tõi uuringus välja, et maismaa tuulepargi keskmine opereerimis- ja hoolduskulu on 14,5 € MWh kohta, mille põhjal arvutas autor maismaa tuulepargi nüüdispuhasväärtust ja

sisemist rentaablust. Tabeli 7 põhjal on madalad kulud tingitud Paldiski tuulepargi andmetest, sest tuulepark saavutas täisvõimsuse 2013. aastal ja märkimisväärseid kulusid pole opereerimise käigus tuulepark vajanud. Samuti on Virtsu kolm tuuleparki süsteemselt ja kogumahult väikesed, mis ei ole autori hinnangul üldistavad ja võrreldavad arvutuses välja toodud 50 MW tuulepargiga. Kui jätta keskmise tulemuse arvutamisel välja Paldiski tuulepark, sest täisvõimsus saavutati kolm aastat tagasi ja hinnangut on vaja pikemalt töötanud tuuleparkide põhjal, siis keskmine opereerimis- ja hoolduskulu on 12,5 €/MWh. Samuti ei ole eelnevalt mainitud autori hinnangul väikeste tootmismahudega Virtsu tuuleparkide kulud üldistatavad suuremahulistele tuuleparkidele, mistõttu autor peab nüüdispuhasväärtuse ja sisemise rentaabluste arvutamisel Soren Krohn'i uuringu tulemust opereerimis- ja hoolduskulu 14,5€/MWh usaldusväärseks.

Becki Meadows andmetel on avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud kaks korda kõrgemad kui maismaa tuulepargi kulud, kuid autor lähtus arvutustel väärtusest 24 €/MWh. Kui siduda kulud NREL andmetega, siis maismaa tuulepargi kulude põhjal on avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud 29 €/MWh, mis erineb arvutuses kasutatud väärtusest 5€/MWh. Teiste autorite andmetel on kulude vahemik 22-26 €/MWh ja andmed pärinevad Euroopas opereerivate tuuleparkide põhjal. Arvutustes kasutab autor vahemiku keskväärtust ehk 24 €/MWh. Kuigi autor kasutab avamere tuulepargi keskmist opereerimis- ja hoolduskulu 24 €/MWh, siis ei pea autor Becki Meadows korrelatsiooni avamere tuulepargi ja maismaa tuulepargi kulude suhtes valeks, sest maismaa tuulepargi kulude langedes ühe euro võrra on kaks korda suurem tulemus 27 €/MWh kohta, mis vastab peaaegu teiste autorite vahemiku otsväärtusele ning on analoogne Saksamaa ja Suurbritannia tuuleparkide kulule.

Opereerimis- ja hoolduskulud on elektrienergia turuhinda arvestades koormavad. Nordpool põhjal on 2016. aasta jaanuari, veebruari ja märtsikuu keskmine börsihind MWh kohta 23,9 €, mille põhjal avamere tuulepark toodaks alates makstava toetuse lõppemisest kahjumit, sest kulud ületavad MWh kohta elektrimüügi börsihinda. Samuti on avamere tuulepargi alginvesteering oluliselt kapitalimahukam kui maismaa tuulepargi investeering, sest generaatoritele rajatav platvorm merepõhja on

aeganõudvam ja mitmekülgsemate standarditega ning merekaablite paigaldamine on samuti kulukam.

Arvestades Nordpool keskmist turuhinda viimase kolme kuu põhjal, siis 50 MW maismaa tuulepargi nüüdispuhasväärtus 20 aasta jooksul on 21 736 637 ja projekti sisemine rentaablus 5 %. Arvutustel on lähtunud maismaa tuulepargi asukohast ranniku läheduses. Avamere tuulepark koguvõimsusega 50 MW saavutaks 20 aastaga nüüdispuhasväärtuse -10 752 215 ja projekti sisemise rentaabluse -1%.

Konkurentsiameti analüüsi põhjal (Konkurentsiamet 2012: 6-7), mis telliti majandusminister Juhan Parts poolt 2012. aastal, on maismaa tuuleparkide tasuvusaeg keskmiselt seitse aastat ja keskmine sisemine rentaablus 12% ja keskmine tasuvusaeg koos toetusega seitse aastat. Sellel aastal oli arvutuste tegemisel Nordpool elektrituru MWh energiahind keskmiselt 45 eurot. Kui autori arvutustes asendada praegune energiahind 23,9€/MWh Konkurentsiameti analüüsis kasutatud 45€/MWh kohta, siis autori arvutuste põhjal on maismaa tuuleparkide tasuvusaeg keskmiselt 7,16 aastat ja sisemine rentaablus 11%, seega on kogutud andmed usaldusväärsed, mille põhjal on autori arvutused analoogsed Konkurentsiameti analüüsiga. (Konkurentsiamet 2012: 6-7)

Praegune energiahind on liiga madal, et katta projekti eluea vältel vajaminevaid opereerimis- ja hoolduskulusid ning tagasi teenida kapitalimahukat alginvesteeringut. Eestis makstakse tuuleparkidele toetust esimesed 12 aastat ja 13. tegevusaastal lõpetatakse põhivõrguettevõtte poolt toetuse maksmine. Pärast toetuse maksmise lõpetamist oleksid sellise energiahinnaga avamere tuulepargi aastased kahjumid 15 023,4 eurot. Koos toetusega 53,7€/MWh kohta teeniks avamere tuulepark aastas lisatulu 902 643,54 eurot rohkem kui maismaa tuulepark tänu soodsamatele tuuleoludele, kuid Eestis rajatud tuulepargid on enamasti ranniku lähedal, kus tuuletakistus maastiku ja objektide arvelt on soodsam kui sisemaal. Seega võimaldab strateegiline paigutus toota maismaa tuuleparkidega Eestis energiat kõrge kasuteguriga. Avamere tuulepargi kasutegur on 8,43 punkti võrra kõrgem kui praeguste Eestisse rajatud maismaa tuuleparkidel, kuid alginvesteeringu kapitalimahukus ei võimalda Eestisse rajatud avamere tuulepargiga toota tulukust, mis investoril on võimalik saada madalama investeeringuga maismaa tuulepargi korral.

Saavutamaks avamere tuulepargi rajamisel sama nüüdispuhasväärtuse, mis 50 MW maismaa tuulepargi korral, on vaja rajada 67,8 MW koguvõimsusega avamere tuulepark ehk 1,356 korda peab rajatav avamere tuulepark olema koguvõimsuselt suurem kui 50 MW maismaa tuulepark. Elektrituru hind peab olema ~ 27,817 €/MWh, et praeguste arvutuste korral saavutaks 50 MW avamere tuulepark positiivse nüüdispuhasväärtuse 1843 € 20 aasta jooksul. Maismaa tuulepark võimsusega 50 MW saavutaks elektrituru hinnaga 27,817€/MWh nüüdispuhasväärtuse 30 048 116 € sisemise rentaabluusega 6%. Kui avamere tuulepargi kasutegur oleks 14,13 punkti kõrgem arvutustes kasutatud maismaa tuulepargi kasutegurist, siis saavutaks avamere tuulepark nüüdispuhasväärtuse 16 952 587 €.

Autori arvutuste kohaselt ei ole majanduslikult otstarbekas investeerida Eestisse rajatavatesse avamere tuuleparkidesse, sest merelise riigina on rannikule rajatud maismaa tuulepargi kasutegur piisavalt kõrge, et saavutada tööperioodi jooksul oluliselt investeerimiskindlamad finantsnäitajad.

Kui võrrelda Eesti regulatsioone Taaniga, siis Taani avamere tuulepark Horns Rev, mis saavutas täisvõimsuse 2003. aastal, saab soodustariifi alusel toetust iga toodetud MWh kohta 69,77 €. Soodustariif sõlmiti pakkumislepingu alusel kuni tuulepark on eluea jooksul tootnud elektrienergiat 10 TWh. (Danish Energy Agency 2009: 26) Autor arvutas Danish Energy Agency andmed eurodesse vastavalt Eesti Panga 2003. aasta valuutakurssidele. Taani Lindoe Offshore Renewables Center (LORC) andmetel tootis Horns Rev avamere tuulepark aastatel 2003-2012 elektrienergiat 5 832 GWh, kasuteguriga keskmiselt 41,61%. (LORC 2016) Seega saab Horns Rev avamere tuulepark fikseeritud toetust 69,77 €/MWh + börsi elektri hind MW/h veel 4 168 GWh ulatuses. Taani avamere tuulepark Rodsand-II saab soodustariifi pakkumislepingu alusel toetust 84,52 €/MWh kuni on elektrienergiat tootnud 10 TWh. (Danish Energy Agency 2009: 26) LORC andmetel on Rodsand-II avamere tuulepark koguvõimsusega 207 MW ja saavutas täisvõimsuse 2011. aastal ning elektrienergia tootmise kasutegur on 46,03% (LORC 2016) Alapunkti 2.2 analüüsis võttis autor aluseks 2016. aasta esimese kolme kuu keskmise börsi elektrienergia hinna 23,9 €/MWh ja toetuse 53,7 €/MWh, mille tulemusel on MWh elektrienergia tulu Eestis 77,6 €. See on 6,92 €/MWh vähem kui Rodsand-II tuulepargi tulu MW/h ilma elektrienergia müügita.

Rodsand-II saab soodustariifi alusel toetust kokku 845,2 miljonit eurot, millele lisandub eluea vältel toodetud elektrienergia müük. Kui Eestisse rajada 207 MW tuulepark, mis on võimeline tootma elektrienergiat sama kasuteguriga, mis Rodsand-II (46,03%), siis toetusega 53,7 €/MWh saaks tuulepark esimese 12 aasta põhjal toetust 537,86 miljonit eurot.

Autor on kindel, et lähiaastatel ei ole investorite seisukohast ratsionaalne rajada mitme miljardi suuruse alginvesteeringuga avamere tuuleparki, sest investeering on pikaajaline ja Eestis on praegu mitmeid teste läbinud Eleoni tuulikud tegemas sektoris tehnoloogilist läbimurret. Tuuleliidu andmetel (Tuuleliit 2016) väheneb Eestis toodetavate Eleon tuulegeneraatorite abil avamere tuulepargi tähtsus veelgi, sest kasutatav tehnoloogia on disainitud Eesti tuuleoludele vastavalt ning töötab senistest maismaa tuuleparkidest suurema kasuteguriga ning vajab väiksemaid opereerimis- ja hoolduskulusid, mis viib energiaühiku omahinna MWh kohta madalamale kui see on praegustes maismaa tuuleparkides.

Saksamaa tuulikutootja Enercon on maailma juhtiv maismaa tuulegeneraatorite tootja, mis on ühtlasi tehnilise lahenduse poolest ka tootmisel üks efektiivsemaid. Moodne Saksamaa tuulegeneraator tootis Eestis perioodil märts-detsember 2015 elektrienergiat 6803 MWh ning sama võimsusega Eleoni tuulik 9103 MWh, mis on 33,8% rohkem kui suutis toota Enercon'i tuulik. Lisaks mainis intervjuus Oleg Sõnajalg, et tootmisel olid teatud tagasilöögid ja vahe oleks võinud olla veelgi suurem. Eleoni tuulik on patenteeritud rohkem kui 150 riigis ning huvi toodangu vastu on tuntud juba Saksamaalt ja Taanist. (Tuuleliit 2016)

KOKKUVÕTE

Globaalse rahvastiku kasvuga suureneb energiavajadus ning seetõttu on vaja alternatiivseid allikaid fossiilsetele kütustele, mis oleksid taastuvad ja keskkonnasäästlikud. Üheks alternatiiviks on tuule abil toodetud elektrienergia ning kasutatav tehnoloogia tagab puhta, inimsõbraliku ja keskkonnasäästliku tootmise. Tulenevalt tuulegeneraatorite asukohast merel või maismaal, liigitatakse püstitatud tuuleparke avamere tuuleparkideks ja maismaa tuuleparkideks. Generaatorite efektiivsus seisneb eelkõige tuule kiirusest, mis on peamine sisend võimalikult kõrge väljundi saavutamisel ehk toodetava elektrienergia hulgal. Generaatorite tehnoloogia arendamisel keskendutakse omadustele, mille abil alustab generaator tööd ka madalama tuule kiirusega. Avamerel on tuule kiirus mittetakistavate maastikuobjektide tõttu suurem kui maismaal, mis soodustab elektrienergia tootmist, kuid alginvesteering on avamere tuulepargi rajamisel kapitalimahukam kui maismaa tuulepargi rajamisel. Investori seisukohalt on oluline analüüsida avamere tuulepargi tasuvuse kujunemist ning võrrelda tulemusi geograafilisest asukohast lähtuvalt maismaa tuulepargiga.

Avamere tuulepargi kuludeks on alginvesteering, hooldus- ja opereerimiskulud, maa rent, kindlustus ja maksud ning tuludeks on elektrienergia müük ja subsiidiumid. Tuulepargi eluiga on 20 aastat ning kulude ja tulude põhjal arvutatakse tulevased rahavood nüüdispuhasväärtusesse ümber. Negatiivse nüüdispuhasväärtusega projekt tuleb tagasi lükata, sest investeering on kahjumlik. Positiivse nüüdispuhasväärtuse korral tuleb arvestada projekti sisemist rentaablust ehk oodatavat tulukust. Sisemine rentaablust arvutatakse nüüdispuhasväärtuse ja alginvesteeringu põhjal, mis näitab tulu, mida on investoril võimalik teenida iga investeeritud euro kohta. Avamere tuulepargi projektid on kapitalimahukad ning finantseerimisel kaasatakse ka laenukapitali, mis on investorile soodsama intressiga kui omakapital. Finantseerimisallikad lisaks investorite eelarvele on pangad, ühisrahastuse platvormid, investeerimisfondid, pensionifondid ja kindlustusfondid.

Kui projekt vastab investori oodatavale tulukusele, siis tuleb projekti elluviimisel saavutada kompromiss huvigruppidega. Tuulepark tekitab visuaalset reostust ning asustuse läheduses võib elektrienergia tootmisel tekkiv müra või vibratsioon häirida kohalikke elanikke. Elektrienergia tootjad loovad kohaliku elu arendamiseks fondi, kuhu suunatakse iga toodetava MWh elektrienergia eest kokkulepitud summa, mida hiljem kasutatakse laste huviringideks või teisteks sihtotstarbelisteks tegevusteks. Seeläbi saavutavad tootjad kohalike elanikega kompromissi.

Protsessi viimane etapp on tuulegeneraatorite installeerimine, elektrivõrguga ühendamine ja tootmise alustamine. Avamere tuulepargi alginvesteering on kapitalimahukas ning riskide maandamisel saavad tootjad subsiidiume vastavalt toodetud elektrienergia hulgale. Eestis makstakse tootjatele subsiidiume esimesed 12 aastat ning alates 13. aastast saab investor tulu elektrienergia müügist ilma täiendavate toetusteta. Toetusena rakendatakse soodustariifi, lisatasu, pakkumise, kvoodisüsteemi ja subsiidiumi skeeme. Eestis on kasutusel lisatasu toetuskeem, mis on seotud börsihinnaga. Mida madalam on börsihind, seda kõrgem on toetus ja *vice versa*. Alates 2007. aastast on siiski makstud tootjatele fikseeritud toetust, mis on küll iseloomulik soodustariifi skeemile, kuid vastavasisulist garanteeritud tulu lepingut ei ole tootjatega sõlmitud. Seega on elektrituru seadusandluses võimalik läbi viia toetuse suuruse muudatusi, sest tootjatega puudub leping garantiile. Toetuse sidumisel börsihinnaga kehtestatakse ka ülempiir. Praegune elektrienergia börsihind on madal ning Eesti Valitsus kehtestas toetuse ülempiiriks 53,7 €/MWh. Toetuse suurenedes tekiks tarbijale põhjendamatu kõrge maksukoormus.

Avamere tuuleparkide ja maismaa tuuleparkide tasuvuse võrdlemiseks Eestis, viis autor läbi nüüdispuhasväärtuse ja sisemise rentaabluse arvutused. Nüüdispuhasväärtuse valem avaldub kujul:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ACF}{(1+k)^t} - IO$$

ACF tähistab tulevase rahavoogusid, arvestades opereerimise kulusid ja tulusid. Maismaa tuulepark võimsusega 50 MW toodab aastas kasuteguriga 25,87% elektrienergiat 113 310,6 MWh. Maismaa tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud on

eluea jooksul keskmiselt 14,5 €/MWh, 2016 aasta elektrienergia börsihind esimese kolme kuu põhjal on keskmiselt 23,9 €/MWh ning toetust 53,7 €/MWh makstakse tootjale esimesed 12 aastat.

k tähistab projekti tulunormi koos amortisatsiooni, mkasude ja riski arvestava diskontomääraga, IO tähistab projekti alginvesteeringut ning t projekti eluiga. Projekti rahavoogude, tulunormi ja alginvesteeringu põhjal avaldub valem kujul:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{113\,310,6 * (23,9 + 53,7 - 14,5)}{(1,00635)^t} - 68\,300\,000$$

Alates 13. aastast ei saa projekt täiendavat toetust 53,7 €/MWh ning järgneva kaheksa aasta jooksul on tuulepargi tuluks elektrienergia müük. Eestisse rajatud maismaa tuulepargi nüüdispuhasväärtus 20 aasta jooksul on 21 736 636,6 €. Nüüdispuhasväärtuse põhjal avaldub projekti sisemine rentaablus valemina:

$$NPV = 0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1 + IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1 + IRR)^2} + \dots + \frac{CF_{20}}{(1 + IRR)^{20}}$$

CF_0 tähistab alginvesteeringut ja CF_1 - CF_{20} tähistavad rahavoogusid aasta lõikes, mille väärtused on samad nüüdispuhasväärtuse rahavoogudega aasta lõikes. Sisemise rentaabluse arvutamisel tuleb sarnaselt nüüdispuhasväärtuse arvutamisel arvestada, et projekt ei saa täiendavat toetust alates 13. aastast. Valemi põhjal on maismaa tuulepargi sisemiseks rentaabluseks 5%.

Avamere tuulepark võimsusega 50 MW toodab aastas kasuteguriga 34,3% elektrienergiat 150 234 MWh. Avamere tuulepargi opereerimis- ja hoolduskulud on eluea jooksul keskmiselt 24 €/MWh. Elektrienergia börsihind esimese kolme kuu põhjal on keskmiselt 23,9 €/MWh ning toetust 53,7 €/MWh makstakse tootjale esimesed 12 aastat. Alates 13. aastast lõpetatakse tootjale täiendava toetuse maksmine ning järgnevad kaheksa aastat teenib tuulepark tulu elektrienergia müügist. Eestisse rajatava avamere tuulepargi nüüdispuhasväärtus 20 aasta jooksul on -10 752 215,2 €, sisemise rentaablusega -1%.

Kui Eestis opereeriv tuulepark saab toetust 53,7 €/MWh ja 2016. aasta esimese kolme kuu põhjal elektrimüügist 23,9 €/MWh, siis on see 6,92 €/MWh vähem kui Taani avamere tuulepargi Rodsand-II tulu ilma elektrienergia müügita. Rodsand-II saab toetust soodustariifi alusel 84,52 €/MWh kuni on toodetud energiat 10 TWh, millele lisandub elektrienergia müügitulu. Eesti Elektriturseadus ei garanteeri elektrienergia tootjatele piisavalt kõrget tulu, et avamere tuulepark osutuks majanduslikult tasuvamaks kui maismaa tuulepark.

Avamere tuulepargi alginvesteering on kapitalimahukas ning opereerimis- ja hoolduskulud liiga kõrged, mis 20 aasta jooksul ei ole piisavalt pikk periood, et saavutada maismaa tuulepargist paremad finantsnäitajad. Sisemaale rajatud tuuleparke on Eestis vähe ning suuremad tootmisüksused on rajatud masimaale ja võimalikult ranniku lähedale, et alginvesteering oleks odavam kui avamere tuuleparkides, opereerimis- ja hoolduskulud oleksid väiksemad kui avamere tuuleparkides ning energiat oleks tuule kiirust takistavate sisemaa objektide arvelt võimalikult efektiivne toota. Avamere tuulepark Eestis ei ole majanduslikult tasuv ja tuulest elektrienergia tootmine on põhjendatud maismaa tuuleparkides.

Kapitalimahukate avamere tuuleparkide rajamise tähtsust vähendab Eestis testitava Eleoni tuulikutega, mis mõõtmiste tulemusel on saavutanud 33,8% suurema väljundi kui globaalselt tunnustatud Saksamaa tootja Enercon. Eleoni juhatuse sõnul saavutati tulemus teatud aspektidest ebasoodsates tingimustes ning tuulik on võimeline saavutama veel suurema väljundi.

VIIDATUD ALLIKAD

1. 4Energia. [<https://www.4energia.ee/>]. 22.02.2016a
2. 4Energia. [https://www.4energia.ee/_projects/ee#ASE]. 22.02.2016b
3. **Arapogianni, A., Moccia, J.** Where's the money coming from. Brüssel. 2013, 72 p.
4. **Arwas, P.** Offshore wind cost reduction. United Kingdom, 2012, 76 p
5. **Baas, L., Magnusson, D., Meija-Dugand, S.** Emerging selective enlightened self-interest trends in society: Consequences of demand and supply of renewable energy. Linköping, 2014, 85 p.
6. **Barany, A., Grigonyte, D.** Measuring fossil fuel subsidies. *S.l.*, 2015, 13 p.
7. **Bigerna, S., Bollino, C.A., Micheli, S.** The sustainability of renewable energy in Europe. Switzerland: Springer International Publishing, 2015, 70 p.
8. **Blanco, M.** The Economics of Wind Energy - Renewable and sustainable energy reviews 13. University of Alcalá, 2009, 1372-1382 p.
9. **Canton, J., Lindén, Å.** Support schemes for renewable electricity in the EU. Brussels, 2010, 59 p.
10. **Coady, D., Parry, I., Sears, L., Shang, B.** How Large are Global Energy Subsidies ? IMF, 2015, 41 p.
11. Corporate Finance. [<http://www.econ.yale.edu/~nordhaus/homepage/documents/corporate-finance.pdf>]. 2008, *s.l.*, 96 p.
12. Eesti Energia. Vahearuanne 1. juuli 2014 – 30. september 2014. *S.l.*, 2014, 40 lk.
13. Eesti Pank. <https://www.eestipank.ee/valuutakursid>. 12.03.2016
14. Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon. [<http://www.tuuleenergia.ee/2002/07/eesti-esimene-tuulegeneraator-alustas-tood/>]. [31.07.2002](#)
15. Eesti tuuleenergia Assotsiatsioon. [<http://www.tuuleenergia.ee/about/statistika/>]. 25.03.2016a

16. Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon. [<http://www.tuuleenergia.ee/about/statistika/>]. 25.03.2016b
17. Elering. [<http://elering.ee/taastuenergia-toetus/>]. 10.02.2016a
18. Elering. [<http://estlink2.elering.ee/estlink-1-vs-estlink-2/>]. 12.02.2016b
19. European Investment Bank. [<http://www.eib.org/infocentre/press/releases/all/2015/2015-247-galloper-wind-farm-first-uk-project-backed-by-eur-315-billion-investment-plan-for-europe.htm>] 30.10.2015
20. European Commission. [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/;ELX_SESSIONID=pXNYJKSFbLwdq5JBWQ9CvYWYJxD9RF4mnS3ctywT2xXmFYhlnlW1!-868768807?uri=CELEX:52011DC0885]. 15.12.2011
http://www.eib.org/attachments/thematic/renewable_energy_en.pdf. 04.01.2016
21. European Commission. [<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>] 04.05.2016
22. European Wind Energy Association. The European offshore wind industry – key trends and statistics 2015. *S.l.*, 2016, 24 p.
23. Frisari, G., Herve-Mignucci, M., Micale, V., Mazza, F. Risk Gaps: A map of risk mitigation instruments for clean investments. *S.l.* 2013, 30 p.
24. Fulton, M., Cotter, L., Kahn, B., Sharples, C., Baker, J., Capalino, R. UK offshore wind: Opportunity, Costs & financing. *S.l.*, 2011, 59 p.
25. Goggon, J., Holton, S., Kelly, J., Lydon, R., McQuinn, K. The financial crisis and the pricing of interest rates in the Irish mortgage market: 2003-2011. *S.l.*, 2012, 40 p.
26. Haapala, K., Prempreeda, P. Comparative Life Cycle Assessment of 2.0 MW wind turbines - Int. J. Sustainable Manufacturing, Vol. 3, No. 2. *S.l.*, 2014, 170-185 p.
27. Haas, R., Sagbauer, N.N., Resch, G. What can we learn from tradable green certificate markets for trading white certificates ? - Act! Innovate! Deliver! Reducing energy demand sustainably. France: La Colle Sur Loup, 2009, 363-370 p.
28. Hongtao, Y. The Politics of Renewable Portfolio Standards and Clean Energy Production in the States. Washington, 2010, 21 p.
29. Hughes, G. The performance of wind farms in the United Kingdom and Denmark. London, 2012, 52 p.
30. International Energy Agency. [<http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/wind/>]. 12.05.2016

34. International Renewable Energy Agency. 30 Years of Policies for Wind Energy. Abu Dhabi, 2012, 148 p.
35. **Jacobs, D.** Framework Conditions and International Best Practices for Renewable Energy Support Mechanisms. - International Best Practices for the Legal and Regulatory Framework of Renewable Energy. Baku, 2009, 22 p.
36. **Justice, S.** Private financing of renewable energy. *S.I.* 2009, 26 p.
37. **Kaminker, C., Stewart, F.** The role of institutional investors in financing clean energy. *S.I.*, 2012, 54 p.
38. Konkurentsiamet. Konkurentsiamet hinnang elektrienergia tootjatele toetuste maksmise kohta lähtuvalt kehtivast Elektrituruseadusest ja selle muutmise eelnõust. *S.I.*, 2012, 17 lk.
39. KPMG. <http://www.kpmg.com/ee/et/firmast/kpmg/lehed/default.aspx>. 12.01.2016
40. **Krohn, S., Morthorst, P-E., Awerbuch, S.** The Economics of Wind Energy. Taani, 2009, 156 p.
41. **Lemming, J., Morthorst, P., Clausen, N.** Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment. Roskilde: Danmark Tekniske Universitet, 2009, pp. 26
42. **Lenz, O.T., Holman, M.** American Government. Florida, 2013, 436 p.
Lindoe Offshore Renewables Center. [www.lorc.dk]. 02.04.2016
43. LORC. [http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/horns-rev-1]. 03.04.2016
44. **Lumiste, R.** Baltic Journal of European Studies Vol.2, No. 1 (11). Tallinn, 2012, pp. 31.
45. **Lyon, T., Yin, H.** Why do states adopt renewable portfolio standards? – The Energy Journal, Vol. 31, No. 3. *S.I.*, 2010, 134.
46. **Makhijai, S.** Cashing in on all of the above: U.S. fossil fuel production subsidies under Obama. Washington DC, 2014, 28 p.
47. **Maples, B., Saur, G., Hand, M., Pieterman, R., Obdam, T.** Installation, Operation and Maintenance strategies to reduce the cost of offshore wind energy. Denver West Parkway Golden, 2013, pp. 89
48. **Meadows, B.** Offshore Wind O&M Challenges. USA, 2011, pp 15.
49. **Morthorst, P.E., Kitzing, L.** Trends in offshore wind economics – the past and the future. Brussels, 2015, 7 p.

- 50. Mulvey, K., Shuman, S.** The climate deception dossiers. *S.l.*, 2015, 48 p.
- 51. Nedwell, J., Howell, D.** A review of offshore windfarm related underwater noise sources. UK, 2004, 57 p.
- 52.** Nord Pool. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/#/nordic/table>. 10.02.2016a
- 53.** Nord Pool. [http://nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/SYS1/Monthly/?view=table]. 12.04.2016b
- 54.** Offshore Wind in Europe. KPMG, 2010, pp. 92. [http://www.kpmg.com/DE/de/Documents/offshore-wind-europe-2010-KPMG-en.pdf]. 27.02.2016
- 55. Rademakers, L.W.M.M., Braam, H.** O&M aspects of the 500 MW offshore windfarm NL7. *S.l.*, 2002, 50.
- 56. Savage, M.** Energy subsidies in the European Union: A brief overview. Copenhagen, 2004, 20 p.
- 57. Schneider, T.** Energy policy in Estonia. *S.l.*, 2013, 5 p.
- 58. Schwabe, P., Lensink, S., Hand, M.** Multi-national case study of the financial cost of wind energy. Colorado, 2011, 113 p
- 59. Shove, E., Pantzar, M.** Consumers, Producers and practices: Understanding the invention and reinvention of Nordic walking. *Vahendusel Journal of Consumer Culture* 2005: 43. *S.l.*, 2005, 45 p.
- 60. Soopan, I.** Hiiumaa lähistele võib kerkida Euroopa suurim meretuulepark. [http://uudised.err.ee/v/majandus/6713cdc9-5234-4b47-ad71-59b3a8e9ea5b]. 29.05.2014
- 61. Sorensen, B.** Renewable energy: physics, engineering, environmental impacts, economics & planning. San Diego: Elsevier Academic Press, 2004, 926 p.
- 62. Stark, M., Bermudez-Neubauer, M.** Changing the scale of offshore wind. *S.l.*, 2009, 59 p.
- 63.** Sustainable Energy Authority of Ireland. Resource/Cost Estimates: Onshore Wind to 2010 & 2020. *S.l.*, 2008, 27 p.
- 64. Zheng, Q., Rebennack, S., Pardalos, P., Pereira, M., Niko, A.** Handbook of CO2 in Power Systems. Berlin: Springer-Verlag Heidelberg, 2012, 305 p.
- 65. Tosun, J., Biesenbender, S., Schulze, K.** Energy Policy Making in the EU. London: Springer-Verlag London, 2015, 182 p.

66. Tuuleliit. [<http://tuuleliit.ee/kas-eleoni-tuulikust-saab-eesti-uks-kallimaid-eksporditooteid/>]. 02.03.2016
67. UK trade and investment. UK offshore wind: Opportunities for trade and investment. London, 2012, 44 p.
68. **Van der Linden, N.H., Uyterlinde, M.A., Vrolijk, C., Nilsson, L.J., Khan, J.** Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms. Netherlands: ECN Policy Studies, 2005, 25 p.
69. **Wagner, H-J.** Integration of Wind Energy – Life Cycle Assessment. Ruhr-Universität Bochum, 2011, 8 p.
70. Wind Energy the Facts. [<http://www.wind-energy-the-facts.org/index-44.html>]. 14.03.2016
71. Wind power in Estonia. EA Energy Analyzes, 2010, 46 lk. [http://www.eabalmorel.dk/files/download/Projects/1001_Wind_Power_in_Estonia.pdf]. 12.03.2016

LISAD

Lisa 1. Kasutegur Euroopa avamere tuuleparkides.

Tuulepark	Riik	Koguvõimsus	Tuule kiirus	Kasutegur
Horns Rev 1	Taani	160 MW	9,7 m/s	44,64
Nysted 1	Taani	165,6 MW	12 m/s	37,58
Middelgrunden	Taani	40 MW	7,3 m/s	26,21
North Hoyle	Suurbritannia	60 MW	8,7 m/s	33,34
Scroby Sands	Suurbritannia	60 MW	8,6 m/s	30,35
Kentish Flats 1	Suurbritannia	90 MW	8,7 m/s	32,29
Barrow	Suurbritannia	90 MW	9 m/s	36,68
Burbo Bank 1	Suurbritannia	90 MW	9 m/s	32,3
Lillgrund	Rootsi	110,4 MW	8,5 m/s	35,31

Allikas: Lindoe Offshore Renewables Center, autori koostatud

Lisa 2. Kasutegur Eesti maismaa tuuleparkides

Tuulepark	Riik	Võimsus	Aastane tootmine	Kasutegur
Aseriaru	Eesti	24 MW	50 653 MWh	24,09
Ojaküla	Eesti	6,9 MW	17 298 MWh	28,62
Viru-Nigula	Eesti	21 MW	45 152 MWh	24,54
Pakri	Eesti	18,4 MW	44 612 MWh	27,68
Paldiski	Eesti	22,5 MW	49 729 MWh	25,23
Vanaküla	Eesti	9 MW	14 799 MWh	18,77
Esivere	Eesti	8 MW	17 324 MWh	24,72
Tooma	Eesti	16 MW	36 446 MWh	26,00

Virtsu	Eesti	15 MW	34 281 MWh	26,09
--------	-------	-------	------------	-------

Allikas: 4Energia, autori koostatud

Lisa 3. Tuuleparkide andmed tasuvuse analüüsis

	võimsus	Alginvesteering	kasutegur	Tootlikus	WACC	Energia hind	Toetus €/MWh	hoolduskulud
maismaa tuulepark	50	68 300 000	25,87	113 310,6	7,62%	23,9	53,7	14,5
avamere tuulepark	50	102 000 000	34,3	150 234	10,5%	23,9	53,7	24

Allikas: Autori koostatud

SUMMARY

OFFSHORE WIND FARM COST-BENEFIT ANALYSIS IN ESTONIA

Mihkel Lokko

Energy demand is increasing according to growth of global population, thus renewable and environment friendly alternative sources to fossil fuels are very important. One option is electricity energy from wind and applicable technology secures clean, human friendly and environment saving production. According to location on sea or mainland, wind farms are classified as offshore wind farms and onshore wind farms. Wind turbines effectiveness consist in wind speed, which is main input for maximum electricity amount output. In turbines development process, it's highly focused on electricity production with lower wind speed. Electricity production on offshore is effectively driven by high wind speed, because there are no mainland obstacles. Offshore wind speed is favourable, but investment needs more capital than wind farm in onshore. It's important to analyze offshore wind farm and onshore wind farm cost-benefit evolution from investor perspective.

Costs of wind farm are initial investment, operation- and maintenance, land rent, insurance and taxes. Revenues of wind farm are electricity sale and subsidies. Wind farm life cycle is 20 years and project Net Present Value (NPV) is calculated on the basis of costs and revenues. Project with negative NPV has to be rejected, because investment is non-profitable. If project has positive NPV then Internal Rate of Return (IRR) has to be considered as well. IRR is revenue in per centage that investor earns per every invested euro, which is calculated on the basis of NPV and project initial investment. Offshore wind farm projects are capital-intensive and are financed with loan capital, which cost is lower than equity. Additionally to investors, other finance sources are banks, crowdfunding platforms, investment funds, pension funds and insurance funds.

If project meets expected revenue for investor, it's important to achieve compromise with interest groups to build wind farm. Wind farm causes visual pollution and noise or vibration from production process may distract local people, if wind farm is located near homes. According to these negative sides, electricity producers creates fund for developing local living conditions. Support is paid according to produced amount of MWh and is spend for children hobbies or other local interests.

Last stages of the process are wind farm installation, connecting with grid and start of production. Offshore wind farm initial investment is capital intense and electricity producers are paid with subsidies according to produced electricity amount in MWh. Subsidies are paid for first 12 years of production in Estonia and since year of 13, additional support is cutted off. Support schemes are feed-in tariff, premium, tender, quota system and subsidies. Premium support scheme is used in Estonia, which main characteristic is connection with bourse. The more lower is electricity price in bourse, the more are electricity producers supported and vice versa. But however, producers are paid with fixed support per MWh since 2007 in Estonia, which is specific to feed-in tariff. Main differences between ongoing support and feed-in tariff are absence of contract, which guarantees fixed subsidy and policy-makers can always change support scheme. Support 53,7 €/MWh is limited and electricity producers aren't able to get more support if electricity price in bourse is lower than usually.

Author has analyzed NPV and IRR to compare offshore and onshore wind farms cost-benefit in Estonia. NPV formula is next:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ACF}{(1+k)^t} - IO$$

ACF marks future cashflows, which considers operation costs and revenues. 50 MW onshore wind farm produces 113 310,6 MWh electricity per year with 25,87% efficiency factor. Onshore wind farm average operation and maintenance costs are 14,5 €/MWh throughout life-cycle period, electricity price is 23,9 €/MWh considering 2016 average bourse prices per first three months and support is 53,7 €/MWh, which is paid first 12 operation years. k in analyze marks *Weighted Average Capital Cost (WACC)* with depreciation, risk factor and taxes, IO marks project initial investment and t marks

project life-cycle. Formula, considering project future cash flows, WACC and initial investment, is next:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{113\,310,6 * (23,9 + 53,7 - 14,5)}{(1,00635)^t} - 68\,300\,000$$

Since the operation year of 13, additional support 53,7 €/MWh isn't applicable for project and next eight years wind farm revenue is electricity sale. NPV of onshore wind farm in Estonia for 20 years is 21 736 636,6 €. According to NPV, project IRR formula is next:

$$NPV = 0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1 + IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1 + IRR)^2} + \dots + \frac{CF_{20}}{(1 + IRR)^{20}}$$

CF_0 marks initial investment and CF_1 - CF_{20} future cash flows per year, which values are same to NPV future cash flows per year. Calculating IRR, support is also considered as 0 since the operation year of 13. IRR for onshore wind farm is 5% according to formula.

50 MW offshore wind farm produces 150 234 MWh electricity per year with 34,3% efficiency factor. Offshore wind farm average operation and maintenance costs through life-cycle are 24 €/MWh. Additional support is 53,7 €/MWh for first 12 years and electricity price according to average bourse price per first three months is 23,9 €/MWh. Since 13 operation year, there are no additional support and wind farm earns revenue from electricity sale. NPV for offshore wind farm in Estonia would be -10 752 215,2 € in 20 years with IRR of -1%.

Wind farm in Estonia earns with support and electricity sale 6,92 €/MWh less revenue than Denmark offshore wind farm Rodsand-II with only support. Rodsand-II gets support according to feed-in tariff contract 84,52 €/MWh as long as production reach 10 TWh. Additionally to support 84,52 €/MWh, Rodsand-II earns also revenue from electricity sale. Estonian Electricity Act don't guarantee enough revenue to turn offshore wind farm more cost-benefit than onshore wind farm.

Offshore wind farm initial investment is capital intense and operation and maintenance costs are too high to achieve better financial indicators comparing with onshore wind farm in 20 years. Estonia has very few mainland wind farms and most turbines are

located near shore, where is enough wind speed, initial investment and operation and maintenance requires less capital. Offshore wind farm in Estonia wouldn't be more cost-benefit than onshore wind farm.

Capital intense offshore wind farms importance is also lowered by Estonian onshore wind turbine Eleon, which gained 33,8% more output according to tests than one of the globally recognized Enercon turbine. Board members are self-confident and told that some circumstances were against turbine during the test and Eleon is capable to achieve even better results.

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks

Mina, _____ Mihkel Lokko _____,
(*autori nimi*)

1. annan Tartu Ülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose

_____ Avamere tuulepargi tasuvusanalüüs Eesti kontekstis _____,
(*lõputöö pealkiri*)

mille juhendaja on _____ Liina Joller _____,
(*juhendaja nimi*)

- 1.1. reprodutseerimiseks säilitamise ja üldsusele kättesaadavaks tegemise eesmärgil, sealhulgas digitaalarhiivi DSpace-is lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;
 - 1.2. üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tartu Ülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas digitaalarhiivi DSpace'i kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.
2. olen teadlik, et punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.
 3. kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest tulenevaid õigusi.

Tartus 24.05.2016

