



SOOJUSTEHNICA INSTITUUT
Soojusenergeetika õppetool

MSE30LT

Leo Rummel

**TAASTUVATEST ALLIKATEST ELEKTRI
TOOTMISE VÕIMALUSED EESTIS**

Autor taotleb
tehnikateaduste bakalaureuse
akadeemilist kraadi

Tallinn
2008

SISUKORD

1. Sissejuhatus	6
2. Taastuvatest energiaallikatest elektri tootmise võimalused Eestis	9
2.1. Eesti taastuenergeetika olukord praegu ja lähiaja arengud	9
2.1.1. Olemasolevad taastuvelektri tootmisvõimsused	9
2.1.2. Ehitamisel taastuvelektri tootmisvõimsused	12
2.1.3. Arendamisel taastuenergia projektid	13
2.1.4. Olemasolevate, rajatavate, arendatavate ja plaanitavate taastuvelektri tootmisvõimsuste kogusumma ja osakaal Eesti elektritarbimises	16
2.2. Täiendavad taastuenergia ressursid Eestis	18
2.2.1. Täiendav tuuleressurss	18
2.2.2. Päikeseressurss	21
2.2.3. Biomassi ressurss	23
2.2.3.1. Puiduressurss	23
2.2.3.2. Turbaressurss	25
2.2.3.3. Tööstus- ja olmejäätmete ressurss	25
2.2.3.4. Põllumajanduses tekkiva biomassi ressurss	26
2.2.3.5. Maaressurss	27
2.2.3.6. Kogueressurss	28
2.2.4. Hüdroressurss	29
2.3. Võimalikud täiendavad taastuvelektri tootmisvõimsused Eestis	30
2.3.1. Võimalikud täiendavad hüdroelektrijaamad	30
2.3.2. Võimalikud täiendavad koostootmisjaamad	31
2.3.2.1. Väikelinnade põhil töötavad koostootmisjaamad	32
2.3.2.2. Lääne-Tallinna kahel kütusel koostootmisjaam	32
2.3.3. Võimalik tuuleparkide ja kompenseeriva pumpelektrijaama koostöolahendus	36
2.3.4. Võimalike täiendavate võimsuste kokkuvõte	40
3. Kokkuvõte	42
4. Summary	44
Kasutatud allikad	45
LISAD	47
LISA 1. Elektri tunnikeskmine tarbimiskoormus Eestis 2007. aastal	47
LISA 2. Lääne-Tallinna koostootmisjaama tasuvusanalüüs	48
LISA 3. Pumpelektrijaama ja gaasiturbiini omahinna arvutused	49

Joonis 1.1. Eesti elektri tarbimiskoormus kuude kaupa 2007. aastal.....	8
Joonis 2.1. Eestis toodetava taastuvelektri, muudest allikatest toodetud elektri ning tootmisvõimsuste defitsiidi prognoos aastateks 2008-2020.....	17
Joonis 2.2. Baltimaade tuuletingimused.....	18
Joonis 2.3. Plaanitud ja tegelik taastuvelektri toodang Eestis.....	20
Joonis 2.4. Päikesepaiste kestus Eestis kuude lõikes.....	22
Joonis 2.5. Nord Pooli elektrituru 6 kuu päeva keskmine kauplemishind ja kauplemisvõimsus 15.10.07-14.04.08.....	22
Joonis 2.6. Laokuiva põhu keskmine kogusaak maakonniti.....	26
Joonis 2.7. Täielikult kasutamata põllumassiivid Eesti maakondades 2007. aastal.....	27
Joonis 2.8. Kõik kasutamata põllumassiivid Eesti maakondades 2007. aastal.....	28
Joonis 2.9. Lääne-Tallinna CHP võimalikud asukohad.....	34
Joonis 2.10. Lääne-Tallinna soojusvõrk koos Kadaka ja Mustamäe katlamajadega.....	34
Joonis 2.11. Tallinna soojuskoormuse graafikud 2007. aasta andmete põhjal ning ehitamisel Vao ja välja pakutud Lääne-Tallinna CHP-de soojustoodang.....	36
Joonis 2.12. Talvenädala tarbimine ja tuuleparkide toodang Eestis.....	37
Joonis 2.13. Pumpelektrijaama põhimõtteskeem.....	37
Joonis 2.14. 26 MW tuuleparkide ja 15 MW PEJ koostöörežiim.....	38
Joonis 2.15. Pumpelektrijaama võimalik asukoht.....	39
Joonis 2.16. Taastuvelektri osakaal prognoositavast tarbimisest kõigi arendatavate taastuvelektri projektide teostumisel koos antud töös pakutud täiendavate jaamadega.....	41
Tabel 2.1. Eestis olemasolevad taastuvelektri tootmisvõimsused.....	10
Tabel 2.2. Eestis töötavad hüdroelektrijaamad 2008. aasta alguse seisuga.....	11
Tabel 2.3. Ehitamise olevad taastuvelektri tootmisvõimsused.....	12
Tabel 2.4. Arendamisel taastuvelektri projekti.....	14
Tabel 2.5. Arendamisel jäätmetest elektri tootmise projektid.....	15
Tabel 2.6. Arendamisel avamere tuulepargid.....	15
Tabel 2.7. Olemasolevate, rajatavate, arendatavate ja plaanitavate taastuvelektri tootmisvõimsuste kogusumma ja osakaal Eesti elektritarbimises.....	16
Tabel 2.8. Keskmine aastane metsatoodang kokku.....	23
Tabel 2.9. Võimalikud täiendavad hüdroelektrijaamad.....	30
Tabel 2.10. Võimalikud täiendavad koostootmisjaamad Eestis.....	31
Tabel 2.11. Täiendavad võimalikud taastuenergia tootmisvõimsused.....	40

TTÜ soojustehnika instituut
Soojusenergeetika õppetool
BAKALAUREUSETÖÖ ÜLESANNE

2008. aasta kevadsemester

Üliõpilane: Leo Rummel, 051001

Õppekava: soojustehnika

Juhendaja: prof. Aadu Paist

Konsultandid: Peeter Raesar, Tallinna Tehnikaülikooli dotsent, Ando

Leppiman, Eesti Energia AS Taastuvenergia Ettevõtte direktor, 5094414

BAKALAUREUSETÖÖ TEEMA:

Taastuvatest allikatest elektri tootmise võimalused Eestis

The possibilities of generating power from renewable sources in Estonia

Lõputöös lahendatavad ülesanded:

Nr	Ülesande kirjeldus
1.	Eesti elektrituru hetkeolukord ja lähiaja arengud
2.	Hetkel olemasolevad taastuvelektri võimsused
3.	Rajamisel ja tulevikus rajatavad taastuvelektri võimsused
4.	Kasutatav täiendav taastuvenergia ressursid Eestis
5.	Taastuvenergiaga lähitulevikus Eestis tekkiva energiadefitsiidi katmine

Lahendatavad insenertehnilised ja majanduslikud probleemid:

Vajalikud täiendavad taastuvenergiast elektri tootmise võimsused Eestis aastatel 2012-2020 esineva tootmisvõimsuste puudujäägi katmiseks ja nende ligikaudne maksumus, Tallinna koostootmisjaama tasuvusarvutus.

Töö keel: eesti

Kaitsmistaoetus esitada deканаati hiljemalt 05.05.08 **Töö esitamise tähtaeg** 02.06.08

Üliõpilane Leo Rummel /allkiri/ kuupäev.....

Juhendaja Aadu Paist /allkiri/ kuupäev.....

EESSÕNA

Käesoleva töö teema on valitud töö koostaja enda initsiatiivil, innustatuna töö koostamise ajal Eesti ühiskonnas ja ka laiemalt kogu maailmas aktuaalsetest küsimustest energeetika tuleviku ja taastuenergeetika arendamise osas. Töö teemast lähtudes valis töö koostaja omale ka praktikakoha – Eesti Energia AS Taastuenergia Ettevõtte – kus toimus põhiline töö jaoks materjali kogumine.

Materjalide kogumisel olid abiks lisaks töö juhendajale prof. Aadu Paistule Eesti Energia AS Taastuenergia Ettevõtte direktor Ando Leppiman, AS Tallinna Kütte võrguarendusosakonna juhataja Elis Fels ja Tallinna Tehnikaülikooli dotsent Peeter Raesaar.

Ühtlasi sooviks töö autor siinkohal avaldada tänu kõigile infot jaganud ja töö koostamisel abiks olnud isikutele.

1. Sissejuhatus

Antud töö eesmärgiks on teha kindlaks kõik olemasolevad, rajamisel ja plaanitavad taastuvatest energiaallikatest elektri tootmise võimsused Eestis, teha kindlaks täiendavad taastuvenergia ressursid ja pakkuda välja maksimaalse taastuvenergia kasutamiseni viiv uute tootmisvõimsuste rajamise kava koos konkreetsete rajatiste asukohtade, võimsuste, nende rajamise ajagraafiku ja võimaliku maksumusega, arvestades ka majanduslikke argumente. Vaadeldakse tuule-, hüdro-, päikese- ja biomassi energiast elektri tootmise võimalusi. Antud töö on mõeldud toetama, koondama ja analüüsima Eesti Maaülikoolis, Tallinna Tehnikaülikoolis ja erinevates institutsioonides teostatud uuringuid seoses biomassi ja taastuvenergia kasutamisega elektri tootmiseks.

Viimaste aastate siht maailma, eriti Euroopa Liidu energeetikas on suunatud taastuvatest allikatest elektri tootmisele. Kuigi tootmise omahind võib taastuvenergia puhul tihtipeale olla kõrgem kui taastumatutest allikatest toodetud energial, on vaja taastuvenergiat toota arvestades osade fossiilkütuste otsa lõppemist juba mõnekümne aasta pärast, sellest tulenevaid prognoosimatuid hinnakõikumisi, fossiilkütuste kaevandamisel keskkonnale tehtavat kahju, nende põletamisel miljonite aastate jooksul maapõue kogunenud ainete atmosfääri paiskamist ja tekkivaid jäätmeid. Kui näiteks põlevkivi põletamisel tekkiv happeline tuhk moodustab algse kütuse kogusest 50%, siis päikese, tuule ja vee energia, aga ka biogaasi kasutamisel selliseid jäätmeid ei teki üldse ja ka puidu põletamisel tekib tuhka ainult 4% algsest kütusest ja selle võib rahulikult metsa alla väetiseks vedada. Sellest tulenevalt ongi vaja taastuvad energiaallikad ka Eestis maksimaalses võimalikus määras kasutusele võtta.

Ühtlasi on töö eesmärk pakkuda läbi uute taastuvelektri võimsuste rajamise pakkuda lahendus Eestit mõne aasta pärast ees ootavale energiadefitsiidile. Koos ca 10% võrgukadudega tarbiti 2007. aastal Eestis 7900 GWh elektrit. Joonisel 1 on ära toodud Eesti keskmine elektri tarbimiskoormus kuude kaupa 2007. aastal, mis sisaldab ka võrgukadusid (tunnikeskmiste graafik vt. lisa 1). Kui praegu on Eestil piisavalt tootmisvõimsusi oma elektritarbimise katmiseks olemas, siis seoses Euroopa Liidu poolt seatud 25 000 t/a SO₂ heitmelimiidi jõustumisega Eestis toodetud elektrile 2012. aastal väheneb Narva elektrijaamade maksimaalne aastane toodang 5000-le GWh-le.

Prognoositav aastane tarbimine on siis 3% aastase tarbimise kasvu korral aga 8800 GWh koos 10% kadudega. Seega oleks puudu võimsused 3800 GWh elektri tootmiseks. Suurem põlevkivielektri toodang saab võimalikuks juhul, kui õnnestub rakendada tehnoloogiline lahendus, mis vähendaks vanade tolmpõletusel põhinevatele katelde vääveldioksiidi eriheitmeid.

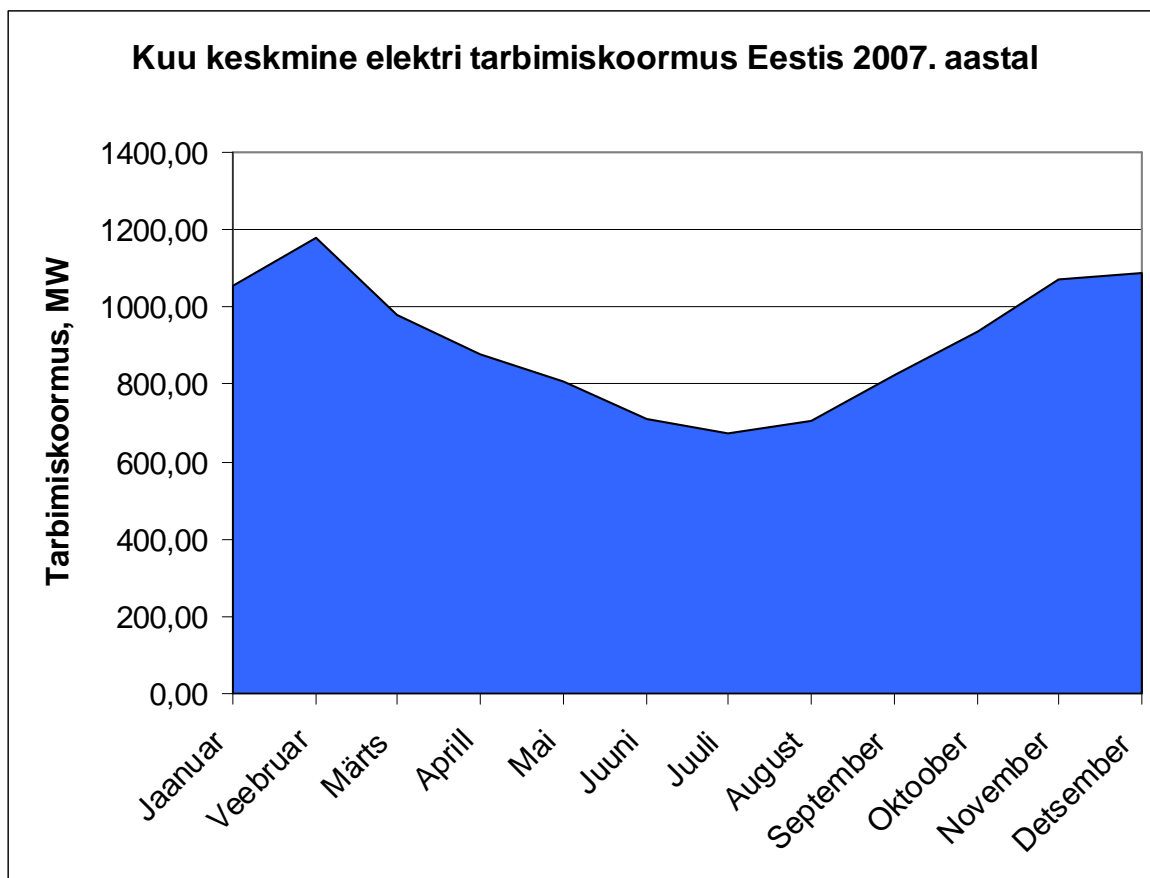
Täiendavate keevkihttehnoloogial plokkide rajamise osas on selge, et praeguses olukorras ei ole ei valitsus ega Eesti Energia valmis nendesse investeerima. See tuleneb ennekõike Euroopa Liidu praegusest elektri tootmisel tekkiva süsihappegaasi maksustamise poliitikast. Selle tõttu on 2012. aastaks prognoositud CO₂ kvoodi hinna 40 EUR/t juures tsirkuleeriva keevkihiga (Circulating Fluidized Bed – CFB) põlevkiviplokkides toodetud elektri omahind 72 EUR/MWh ja 2016. aastaks prognoositava 50 EUR/t juures juba 86 EUR/MWh. Eesti rahas on vastavad omahinnad 1,13 kr/kWh ja 1,35 kr/kWh. Samal ajal oleks prognoositav tuuleparkides toodetud elektri omahind 60-70 EUR/MWh, biokütustel koostootmisjaamade elektri omahind keskmiselt 50 EUR/MWh, uutes tuumajaamades toodetud elektri omahind 47 EUR/MWh ja hüdroenergia omahind 23 EUR/MWh. Kõrgem prognoositav hind on ainult kivisöest toodetud elektril – 2016. aastal ca. 100 EUR/MWh CFB tehnoloogia kasutamisel. (Allikas: Eesti Energia prognoosid)

Kui lühiajaliselt võib tänu tootmisvõimsuste puudujäägile meie piirkonnas ja Venemaalt elektri impordi maksustamisele EL poolt põlevkivielekter meie piirkonnas konkurentsivõimeline olla, ei suuda tehtavad investeeringud 2020. aastaks, mil peaks hiljemalt valmima uued tuumajaamad meie piirkonnas (uus Ignalina, Kaliningradi oblasti, Soome 3 planeeritavat jaama), ennast tasa teenida. Kuna Eesti Energial investeeringuks vajalik finantsressurss puudub, siis see tähendaks, et riiklik energiaettevõtte saaks omale aastateks kaela võlakoormuse, mis tema konkurentsivõimet avatud turu tingimustes märgatavalt vähendaks. Uute põlevkivil plokkide rajamine saab toimuda ainult valitsuse otsusega riigieelarve vahenditest eesmärgiga säilitada Eestis piisavad tootmisvõimsused tarbimise katmiseks olukorras, kui elektrit teistest riikidest pole võimalik importida.

Isegi kui 2012. aastaks õnnestub vanade põlevkiviplokkide väävliheitmeid vajalikul määral vähendada, tuleb lähtuvalt Euroopa Liiduga eeskirjadest 2016. aastal vanad tolmpõletusel põlevkiviplokkid liiga suurtest lämmastiku eriheitmetest tulenevalt sulgeda. Seda juhul, kui ei õnnestu nende plokkide lämmastikuheitmeid vähendada. See tähendaks, et

olemasolevatest Narva elektriijaamade tootmisvõimsustest jääks alles ainult 430 MW keevkihil põlevkiviplokke. Aasta ringi töötades suudavad need kaks plokki toota 3600 GWh elektrit. Ennustatav tarbimine ca 3% aastase tarbimise kasvu juures on 2016. aastal 9800 GWh, ehk puuduvad võimsused 6200 GWh elektri tootmiseks. Iru soojuselektriijaamas oleks praeguste koostootmisvõimsuste peal (190 MW) võimalik aastast toota maksimaalselt 1000 GWh elektrit, realselt toodetakse aastast sellest 400 GWh. Ahtme põlevkivil koostootmisjaam suletakse juba 2010. aastal. Seega tekib Eestis ikkagi puudus tootmisvõimsustest umbes 60% vajaliku elektri tootmiseks. Selles töös üritataksegi ühtlasi leida võimalusi selle lünka täitmiseks taastuenergiast toodetud elektriga.

Antud töö seletuskiri on jaotatud kolmeks osaks, milledest esimene käsitleb Eesti taastuenergia olukorda praegu ja lähiaja arenguid, teine täiendavaid taastuenergia ressursse ja kolmas võimalikke täiendavaid taastuvelektri tootmisvõimsusi. Esimene osa on jagatud peatükkideks vastavalt olemasolevate, ehitamisel ja arendatavate taastuenergia tootmisvõimsustele, teised kaks aga vastavalt taastuenergia allikatele. Esimene ja kolmas osa sisaldavad ka tootmisvõimsuste kokkuvõtteid. Tööle on lisatud kolm lisa.



Joonis 1.1. Eesti elektri tarbimiskoormus kuude kaupa 2007. aastal (Allikas: Eesti Energia)

2. Taastuvatest energiaallikatest elektri tootmise võimalused Eestis

2.1. Eesti taastuvenergeetika olukord praegu ja lähiaja arengud

2.1.1. Olemasolevad taastuvelektri tootmisvõimsused

Kokku on Eestis praegusel hetkel (2008. a. mai seisuga) taastuvenergiast elektri tootmise võimsusi 69,5 MW (Eesti tarbimise tippvõimsus on 1500 MW). Nende planeeritav aastane toodang on 215 GWh, mis moodustab 2,7% kogu Eestis aasta jooksul tarbitavast elektrist 2007. aasta andmete järgi.

Kõige suurema osa sellest moodustavad tuulepargid, millede koguvõimsus on ligikaudu 62 MW ja plaanitav aastane toodang 168 GWh. Tuuleparke kokku on üle kümne. Märkatavalt väiksema osa taastuvenergia tootmisvõimsustest moodustavad hüdroelektrijaamad, millede koguvõimsus on 5,6 MW ja plaanitav aastane toodang 33,6 GWh. Hetkel moodustab kõige väiksema osa Eesti taastuvelektri toodangus biomassist toodetud elekter, jaamade koguvõimsus on 1,6 MW ja aastane toodang 13,5 GWh. Eestis olemasolevad taastuvelektri tootmisvõimsused on koondatud tabelisse 2.1.

Tabel 2.1. Eestis olemasolevad taastuvelektri tootmisvõimsused (Allikas: Eesti Energia)

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh
Viru-Nigula TP	24	65
Pakri TP	18,4	50
Esivere (Rõuste) TP	8	22
Sikassaare TP	4,25	11
Virtsu TP	2,4	6
Üüdibe (Läätsa) TP	3	8
Nasva TP	1,2	3
Peerna (Torgu) tuulikud	0,45	1
Ülejäänud tuulikud	0,59	2
Tuuleenergia kokku	62,3	168
Linnamäe HEJ	1,1	4,4
Kunda HEJ	0,4	2,4
Ülejäänud HEJ-d	4,1	26,8
Hüdroenergia kokku	5,6	33,6
Biomassi el. kokku	1,6	13,5
KÕIK KOKKU	69,5	215

Tabelisse 2.1 märgitud „ülejäänud tuulikute“ alla kuuluvad 0,3 MW Kõrste tuulik, 0,15 MW Ruhnu tuulikud, 90 kW Liikva tuulik ja 50 kW Naage tuulik. Biomassist elektri tootjaid on hetkel veel kaks: AS Tallinna Vesi toodab elektrit ja sooja läga biogaasist ja AS Terts Pääsküla suletud prügila prügilagaasist. Täieliku ülevaate Eesti hüdroelektrijaamadest annab tabel 2.2. Tabel põhineb Eesti Energia AS Taastuvenergia Ettevõtte ja Peeter Raesaare isiklikel andmetel. Et täpne olla, tuleb ära märkida, et viimaste andmete kohaselt on Kotka hüdroelektrijaama (160kW) töö peatatud seoses kalatrepi puudumisest tingitud keskkonnanõuetele mittevastavusega.

Tabel 2.2. Eestis töötavad hüdroelektrijaamad 2008. aasta alguse seisuga.

Elektrijaama nimi	Asukoht			Võimsus, kW	Valmimis-aasta
	Maakond	Vald	Jõgi		
Peri	Põlva	Põlva	Peri oja	4	1990
Saesaare	Põlva	Vastse-Kuutse	Ahja	240	1991
Kotka	Harju	Loksa	Valgejõgi	160	1993
Leevaku	Põlva	Räpina	Võhandu	210	1993
Joaveski	Harju	Loksa	Loobu	300	1999
Kunda	Lääne-Viru	Viru-Nigula	Kunda	400	1999
Tudulinna	Ida-Viru	Tudulinna	Pungerja	150	1999
Väike-Kamari	Jõgeva	Põltsamaa	Põltsamaa	200	1999
Kakkoveski	Võru	Rõuge	Aiju	18	2000
Raudsilla	Põlva	Põlva	Ora	5	2000
Rõuge	Võru	Rõuge	Rõuge	10	2000
Linnaveski	Viljandi	Tarvastu	Tarvastu	15	2000
Hellenurme	Valga	Palupera	Elva	36	2001
Koseveski	Jõgeva	Saare	Kääpa	40	2001
Oruveski	Võru	Rõuge	Aiju	18	2001
Leevi	Põlva	Veriora	Võhandu	25	2002
Linnamäe	Harju	Jõelähtme	Jägala	1200	2002
Kaarli	Viljandi	Halliste	Raadi	3	2003
Kaunissaare	Harju	Anija	Jägala	250	2003
Kunda-Silla	Lääne-Viru	Viru-Nigula	Kunda	336	2003
Lauküla	Valga	Sangaste	Väike-Emajõgi	20	2003
Räpina	Põlva	Räpina	Võhandu	75	2003
Tõrva	Valga	Tõrva	Õhne	92	2003
Tõrve	Jõgeva	Puurmanni	Pedja	60	2003
Vetla	Harju	Anija	Jägala	80	2003
Orajõe	Põlva	Põlva	Orajõgi	10	2003
Paidra Veski	Võru	Lasva	Võhandu	52	2004
Põlva	Põlva	Ahja	Ahja	30	2004
Räpina 2	Põlva	Räpina	Võhandu	365	2004
Saarlase	Võru	Rõuge	Pärlijõgi	30	2004
Tammiku	Harju	Jõelähtme	Jägala	60	2004
Tõravere vesiveski	Järva	Türi	Lintsi	20	2004
Õisu	Viljandi	Halliste	Kõpu	200	2004
Keila-Joa	Harju	Keila	Keila	365	2005
Sillaoru	Ida-Viru	Lüganuse	Purtse	220	2005
Pikru veski	Viljandi	Viljandi	Pikru küla	20	2006
Saunja	Harju	Kuusalu	Jägala	100	2006
Vihula	Lääne-Viru	Vihula	Mustoja	55	2006
Tamme	Viljandimaa	Suure-Jaani	Navesti	88	2007
Kõsti	Viljandimaa	Viljandi linn	Tänassilma	78	2007
Koguvõimsus				5640	

2.1.2. Ehitamisel taastuvelektri tootmisvõimsused

Hetkel ehitamisel on Eestis kokku 69,5 MW taastuvelektri tootmisvõimsusi, millede aastane plaanitav kogutoodang on 215 GWh. Ehitamisel võimsused peaksid kõik valmis saama 2009. aastaks, mil nende aastane toodang peaks moodustama umbes 9% kogu aastasest tarbimisest.

Ehitamisel on tuulepark Aulepal ja kaks biomassil töötavat koostootmisjaama (*Combined Heat and Power* - CHP) Väos ja Tartus. Aulepa tuulepargi rajajaks on Eesti Energia, Väo CHP rajamise taga on AS Tallinna Küte, mille emafirma on Prantsuse kontsern Dalkia, Tartu CHP-d rajab Fortum Termest AS, mille omanik on Soome energiakontsern Fortum.

Ehitamisel jaamade toodangust üle 4/5 annavad kaks CHP-d, millede koguvõimsus on 48,5 MW. Ülejäänud 1/5 annab Aulepa tuulepark nimivõimsusega 39 MW. Kõik ehitamisel jaamad peaksid saama valmis 2009. aasta jooksul. Ehitamisel olevad taastuvelektri tootmisvõimsused on koondatud tabelisse 2.3.

Tabel 2.3. Ehitamise olevad taastuvelektri tootmisvõimsused

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Valmib Aastal
Aulepa TP	39	105	2009 [1]
Tuuleenergia kokku	39	105	
Väo biomassi CHP	23,5	199	2009 [2]
Tartu biomassi CHP	25	212	2009 [3]
Biomassi el. kokku	48,5	410	
KÕIK KOKKU	88	516	

2.1.3. Arendamisel taastuenergia projektid

Arendamisel taastuvelektri tootmisvõimsuste projektid on ära toodud tabelis 2.4. Tabel on kokku pandud Taastuenergia Ettevõtte ja Eesti Tuuleenergia Assotsiatsiooni (EWPA) kodulehelt [4] saadud informatsiooni põhjal. Arendamisel tuuleparkide osas on esimesena ära toodud Eesti Energia poolt arendatavad tuulepargid, kuna nende valmimine on tõenäolisem. Teiste arendajate kohta ei ole infot, kui kaugele nad oma arendustegevuses on jõudnud, samuti ei ole garantiid, et neil arendajatel projekti teostamiseks ka rahalised vahendid olemas on. Paljusid Põhivõrgult liitumisloa saanud tuuleparke on arendatud selleks, et nad juba projekti järgus maha müüa. Siiski on nad kõik planeeritud maksimaalses mahus ära toodud, kuna tulevikus võibki mõni rahalisi ressursse omav ettevõtte nad ära osta ja juba välja arendatud tuulepargid valmis ehitada.

Tabelis 2.4 ühe lahtri alla koondatud arendamisel väiksemate hüdroelektrijaamade taastamise projektid on järgmised: Kundaküla Kunda jõel – 200 kW, Lilli Jägala jõel – 264 kW, Soodla – 170 kW, Sangaste – 75 kW, Pikaveski – 60 kW.

Tabelis 2.4 on nime all “Narvas 10% biomassi” ära toodud Eesti Energia plaan hakata Narva elektrijaamade kahes keevkihtkatlas põletama 10% ulatuses biokütuseid. Tegu pole küll uue tootmisvõimsusega, kuid taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaalu suurendab see projekt oluliselt. Balti elektrijaamas peaks see projekt teostuma 2009. aasta jooksul ja Eesti elektrijaamas 2012. aastal.

Ahtme 18 MW CHP-s hakatakse puitkütuseid põletama ainult 30% ulatuses, ülejäänud osas kasutatakse turvast. Fortumi Pärnu koostootmisjaama kohta on veel infot üsna vähe, kuid Raadio Pärnu andmetel plaanib Fortum sinna rajada analoogset jaama Tartusse rajatava 25 MW puidul ja turbal töötava koostootmisjaamaga. Pärnu CHP peaks valmis saama 2011. [5] Praegu on Pärnus kaks soojusvõrku, arvestades, et nende mõlema baassoojuskoormus eraldi on 20 MW, siis selle jaama töösse rakendamiseks need ilmselt ühendatakse.

Lahter „biogaasi-CHP-d“ koondab enda alla Ekseko, Torma ja Jõelähtme arendamisel biogaasijaamade projektid.

Tabel 2.4. Arendamisel taastuvelektri projekti

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Peaks valmima	Arendaja
Peipsi TP	70	189	2010	Eesti Energia AS
Narva tuhavälja TP	50	135	2010	Eesti Energia AS
Paldiski TP	25	68	2009	Eesti Energia AS
Vanaküla TP	9	24	2009	Eesti Energia AS
Nõva TP	8	22	2009	Eesti Energia AS
Muuga TP	5	13,5	2011	Eesti Energia AS
Kopli TP	5	13,5	2011	Eesti Energia AS
Päite-Vaivina tuulepark	63	170	?	Est-Wind Power
Purtse tuulepark	50	135	?	AS Raunistal
Esivere I tuulepark	25,5	69	?	Skinest Energia
Aseri tuulepark	24	65	?	AS Windest Green Energy
Esivere II tuulepark	24	65	?	Tooma Tuulepark
Türisalu tuulepark	22	59	?	OÜ Türisalu Tuulepark
Mäli tuulepark	12	32	?	Tuuleenergia OÜ
Tamba tuulepark	6	16	?	Tuuleenergia OÜ
Põldeotsa küla tuulepark	6	16	?	OÜ Baltic Wind Energy
Aseri tuulepark	3,6	10	?	OÜ Irbeni
Aseri tuulegeneraator	3	8	?	Intercon Energy OÜ
Virtsu II TP	3	8	?	OÜ Roheline Ring
Sikassaare tuulepark	1,98	5	?	OÜ Stacey
Kullenga tuulepark	1,8	5	?	Windpower Eesti OÜ
Tuuleenergia kokku	418	1128		
Jägala HEJ	1,6	9,6	2010	OÜ Jägala Energy
Väiksemad HEJ-d	0,77	4,62	2010	Erinevad
Hüdroenergia kokku	2,4	14,2		
Narvas 10% biomassi	43	364	2012	Eesti Energia AS
Pärnu biomassi CHP	25	212	2011	Fortum Termest AS [5]
Ahtme biomassi CHP	18	152	2011	Eesti Energia AS [6]
Kuressaare bio-CHP	2,5	21	2011	AS Kuressaare Soojus [7]
Väiksemad bio-CHP-d	1,5	12,69	2010	Erinevad
Biomassi el. kokku	90	761		
KÕIK KOKKU	510	1904		

Tabelis 2.5 on välja toodud ka plaanitavad jäätmetest elektri tootmise võimsused, mis küll otseselt taastuvelektri alla ei liigitu, kuid lähtuvad samuti jätkusuutliku energiamajanduse põhimõttest ja ka prügpõletuse osas on Eestile Euroopa Liidu poolt kohustused pandud.

Tabel 2.5. Arendamisel jäätmetest elektri tootmise projektid

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Valmib aastal	Arendaja
Iru jäätmete CHP	15	127	2011	Eesti Energia AS [8]
Tartu jäätmete CHP	7,2	61	2012	Fortum Termest AS [9]
KOKKU	22,2	188		
TAASTUVATEGA	532	2092		

Arendamisel meretuulepargid on eraldi ära toodud tabelis 2.6. Nende eraldi tabelis ära märkimise põhjused on hilisemad valmimisajad ja kallim hind võimsusühiku kohta. Maksimaalseid võimalikke võimsusi ei ole ära toodud, sest maailma praktika näitab, et avamere tuulepargid teostuvad enamasti märksa väiksemas mahus kui esialgu plaanitud. Lisaks Eesti Energia AS avamere tuuleparkide projektile (kaalumisel on erinevad asukohad) on ära toodud ka Neugrundi ja Hiiumaa avamere tuulepargid. Hiiumaa avamere tuulepargi puhul peab ära mainima, et kuna plaanitav park asub Natura 2000 kaitsealal, võib see projekt mitte teostuda. Samas Eesti Energia plaan on rajada isegi 1000 MW meretuuleparke. Tabelisse on märgitud vähimad võimsused, mida need tuulepargid (TP) võiksid saavutada 2020. aastaks ja võimsused esimese etapi valmimisel.

Tabel 2.6. Arendamisel avamere tuulepargid

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Esimese etapi valmimisaasta (võimsus)	Arendaja
Neugrund avamere TP	200	540	2012 (100 MW)	OÜ Neugrund [10]
Hiiumaa avamere TP	600	1620	2016 (300 MW)	OÜ Nelja Energia [11]
Eesti Energia avamere TP	600	1620	2016 (300 MW)	Eesti Energia AS [12]
KOKKU	1400	4725		

2.1.4. Olemasolevate, rajatavate, arendatavate ja plaanitavate taastuvelektri tootmisvõimsuste kogusumma ja osakaal Eesti elektritarbimises

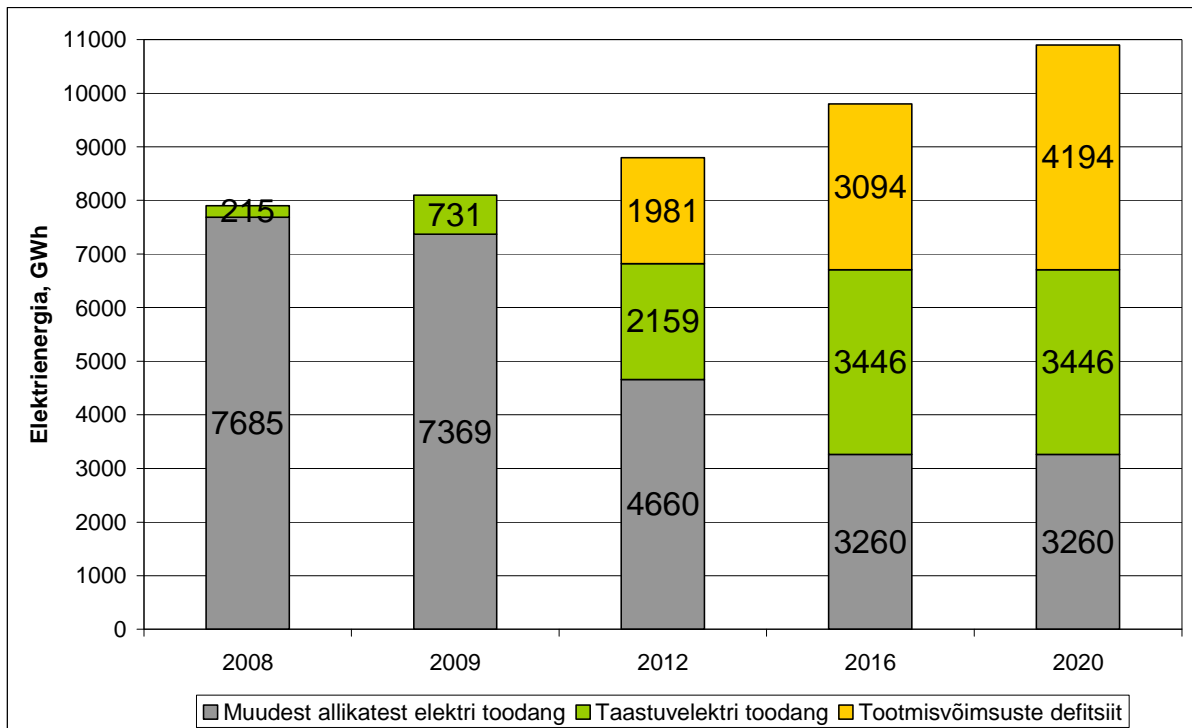
Et anda paremat ülevaadet sellest, kui palju tulevikus võidakse nende projektide teostumisel taastuvatest allikatest elektrit Eestis toota, olen eelnevate tabelite andmed koondanud tabelisse 2.6. Arvutused on tehtud eeldusel, et 2012. aastaks valmivad ainult Eesti Energia poolt arendatavad tuulepargid koguvõimsusega 172 MW ning et 2016. aastaks on Eestisse rajatud 750 MW tuuleparke, millele liiga suurte ja äkiliste võimsuskõikumiste vältimiseks ja väga kõrgetest gaasihindadest tingitud gaasiturbiinide rajamise kahjumlikkuse tõttu lisa ei ehitata. Tootmisvõimsuste defitsiiti kompenseeritakse kõigil aastatel nii Eestis, Lätis, Leedus (kus vana Ignalina jaam on suletud ja uus pole valminud), kui ka Soomes Venemaalt elektri importimisega. Tabelit aitab illustreerida joonis 2.1. Põlevkivielektri toodangud joonisel on saadud eeldusel, et uusi võimsusi ei rajata ja väärli/lämmastiku heitmeid vanadel tolmpõletustehnoloogial põhinevatel plokkidel vähendada ei õnnestu ning et alates 2012. aastast põletakse neis 10% biomassi kütteväärtuse järgi.

Joonisel on ära toodud ka olukord elektritootmises 2020. aastal, seda eeldusel, et vahepeal täiendavaid tootmisvõimsusi ei rajata. Leedus on eeldatavasti selleks ajaks valminud uus tuumaelektrijaam, millest jääb ka peale oma tarbimise katmist energiat üle, kuid ülejääk eksporditakse pigem Läti ja Poolasse, kui Eestisse. Soome on tänu uutele tuumareaktoritele võimeline enam-vähem kogu tarbitava elektri ise tootma, kuid ekspordiks elektrit üle ei jää. Eesti on endiselt Venemaast energiasõltuvuses.

Tabel 2.7. Olemasolevate, rajatavate, arendatavate ja plaanitavate taastuvelektri tootmisvõimsuste kogusumma ja osakaal Eesti elektritarbimises

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Aja- horisont	Tarbimine*, GWh	Osakaal tarbimisest
Olemasolevad võimsused	69	215	2008	7900	2,7%
Koos ehitatavatega	169	731	2009	8100	9,0%
Koos arendatavatega	456	2159	2012	8800	24,5%
Koos meretuuleparkidega	932	3446	2016	9800	35,2%

* Prognoositav tarbimine, kui aastane tarbimise kasv on ligikaudu 3% aastas.



Joonis 2.1. Eestis toodetava taastuvelektri, muudest allikatest toodetud elektri ning tootmisvõimsuste defitsiidi prognoos aastateks 2008-2020.

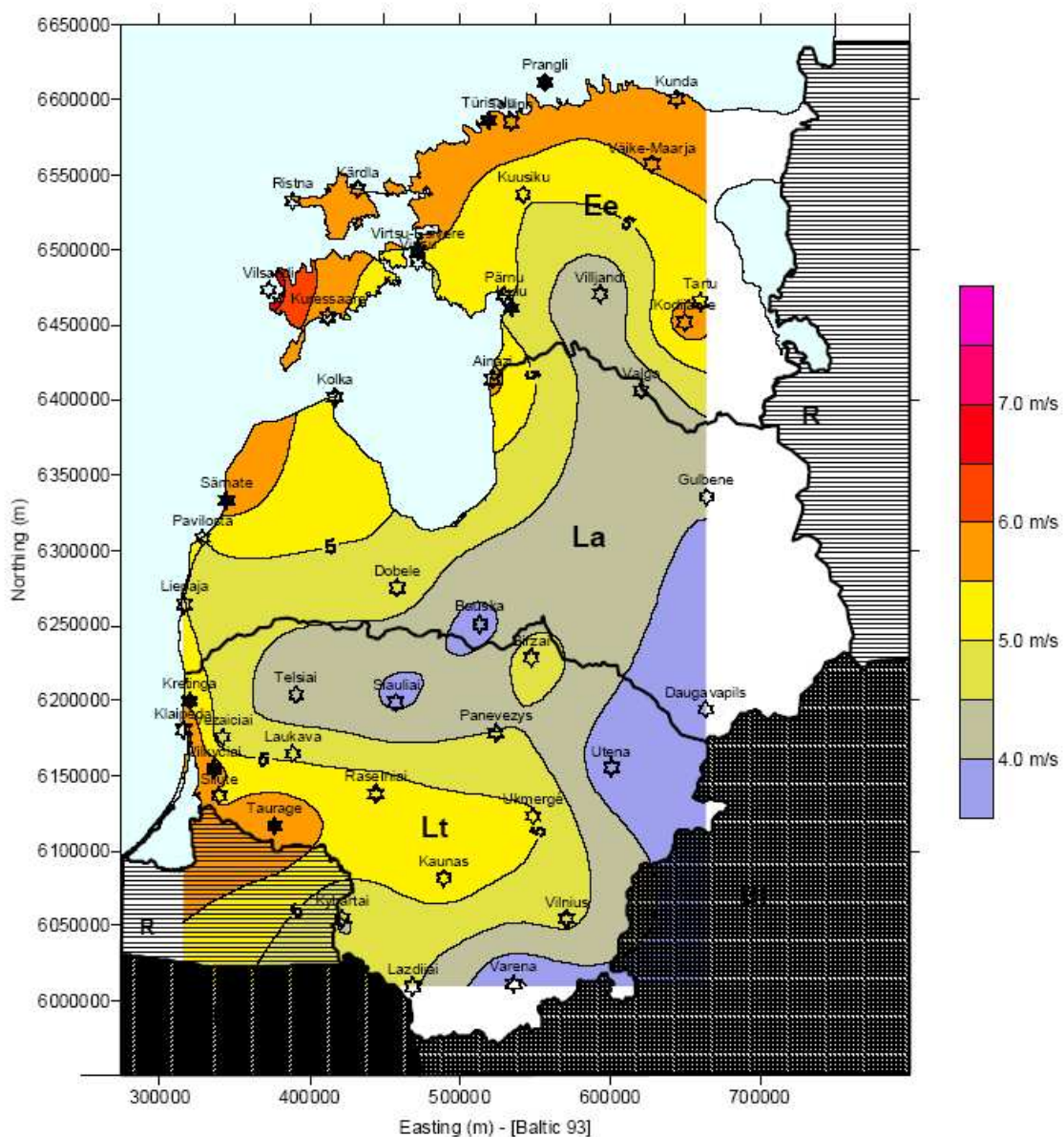
Nagu tabelist ja jooniselt võib näha, võidakse juba järgmise (2009.) aasta lõpus toota Eestis 9% elektrist taastuvatest allikatest. Kõige suurema osa sellest toodangust annavad Vão ja Tartu koostootmisjaamad.

2012. aasta prognoositav taastuenergia osakaal on juba ligikaudu 25%. Kui arvestada ainult Eestis toodetud elektriga, siis taastuvelektri osakaal võib tõusta isegi üle 30%. 2016. aastal on ennustatav taastuvelektri osakaal tarbimises 35%, tootmises aga üle 50%. Eeldusel, et täiendavaid tootmisvõimsusi peale 2016. aastat rajada pole võimalik, on 2020. aastaks taastuvelektri osatähtsus tarbimises jälle langenud.

2.2. Täiendavad taastuenergia ressursid Eestis

2.2.1. Täiendav tuuleressurss

Seni kõige rohkem elektri tootmiseks kasutatud taastuenergia ressurs Eestis on tuuleressurss. Nagu võib näha jooniselt 2.2, on Eestis tuuleolud Balti riikidest kõige paremad. Samuti on piisavalt maad mandrituuleparkide rajamiseks, aga ka mereterritooriume meretuuleparkide rajamiseks.



Joonis 2.2. Baltimaade tuuletingimused

Tuulikute rajamisele seab piiri ette võrgu läbilaskevõime ja kompensatsioonivõimsuste olemasolu, st. nende puudumine. Ilma kompensatsioonivõimsusi rajamata lubab Põhivõrk Eestis rajada kuni 750 MW tuulevõimsusi, millele vastavas mahus on ka juba tuuleparkide liitumistaotlusi sõlmitud. Suurus 750 MW on saadud arvestades naaberriikidega (Soome, Läti, Venemaa) olemasolevate ühenduste läbilaskevõimeid kõige väiksema läbilaskevõimega stsenaariumite korral.

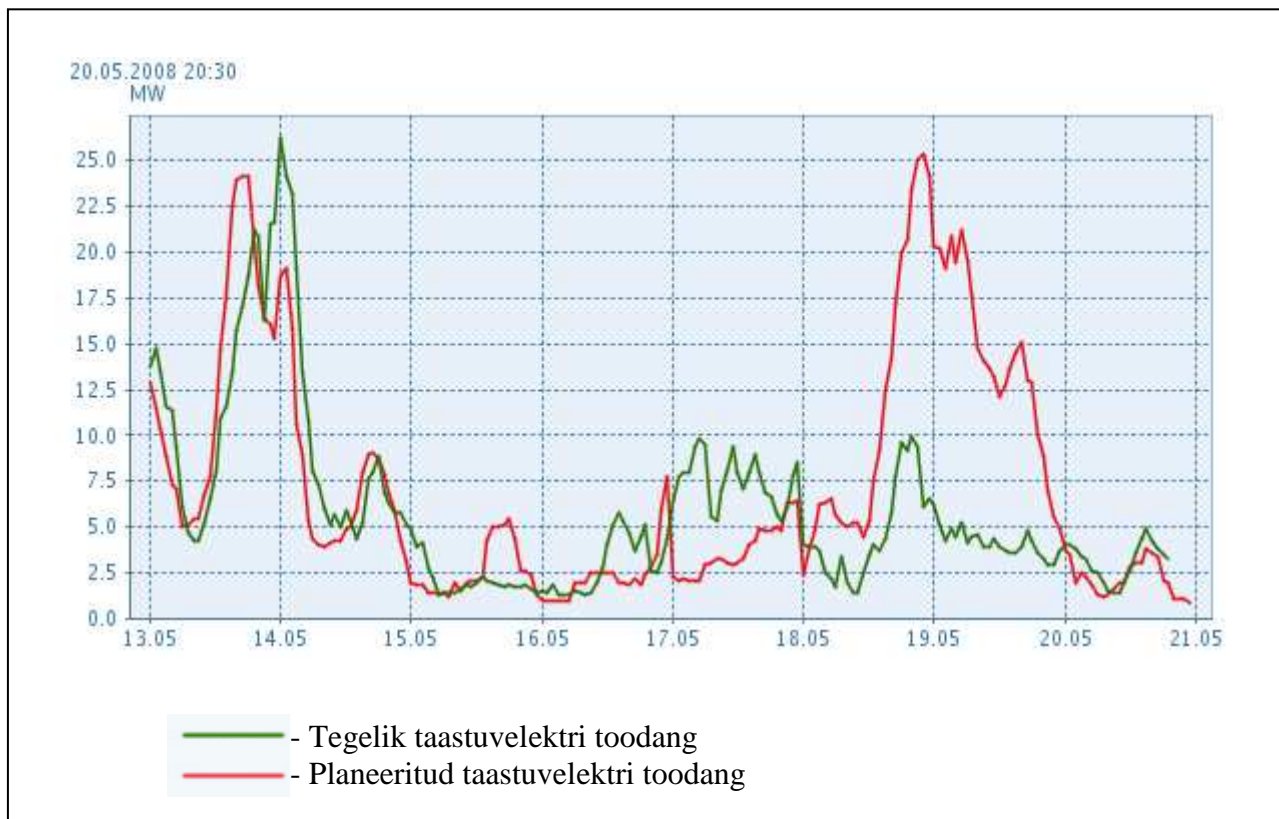
Seega võiks ilma kompensatsioonivõimsusteta rajada lisaks praegu olemasolevale, ehitatavale ja Eesti Energia poolt lähiajal plaanitavale 200 MW-le veel täiendavalt 550 MW tuuleparke. Ka juhul, kui impordiga Lätist, Leedust ja Venemaalt ei saa arvestada, peaks lisaks olemasolevale 350 MW Estlink kaablile saama 2013. aastal valmis 635 MW Estlink-2 kaabel. Sel juhul oleks võimalik impordiga Soomest kompenseerida isegi võimsust kuni 985 MW. Lisaks on Põhivõrk juba otsustanud rajada 2010. aastaks võimsusbilansi äkiliste kõikumiste kompenseerimiseks ja tipuvõimsuseks 100 MW gaasiturbiini. [13]

Tuleb aga arvestada asjaoluga, et elektrit on võimalik importida ainult sel juhul, kui seda kuskil üle jääb. Tuulevõimsuste äkiliste muutuste kompenseerimiseks on vaja kiiresti käivitataavaid energiaallikaid, milleks sobivad lisaks gaasiturbiinidele veel ka hüdroelektrijaamad. Gaasiturbiinides toodetud elekter on juba praegu kallim kui tuulegeneraatoritega toodetud elekter ja seda ei doteerita, seega on ebatõenäoline, et tuuleelektri tootja tuulevõimsusi gaasiturbiinidega kompenseerima hakkab.

Ainsaks võimaluseks on hüdroelektrijaamad – neid leidub lähiriikidest nii Rootsis, Lätis Soomes, Venemaal, kui Leedus. Rootsiaga hetkel otseühendused puuduvad. Läti hüdrojaamades on akumulereerimisvõimalused praegu vähesed. Leedu Kruonise pumpelektrijaamas on võimalik tuuleelektrit akumulereida, kuid suure vahemaa ja vahelduvvooluühenduste kasutamise tõttu tulevad kaod küllaltki suured. Kuna ka Venemaaga on selline kauplemine keeruline, siis kõige tõenäolisem partner on Soome läbi Estlink-1 ja tulevikus ka Estlink-2.

Kuid sõltumata riigist tuleb tuuleelektri tootmise juures arvestada ühte asja – seda ei toodeta rohkem mitte siis, kui on vaja, vaid siis, kui tuult on. Seetõttu võib vabal turul konkureeriv energiafirma, kellel endal tootmisvõimsusi piisavalt, maksta selle eest enamuse ajast üsna

madalat hinda. Tuuleolusid on mingil määral küll võimalik ette prognoosida, nagu võib näha ka jooniselt 2.3, kuid suur veaprotsent (kohati erineb tegelik toodang prognoositust isegi mitu korda) tähendab, et lõplik kauplemine toimub sel hetkel, kui elektrit toodetakse ja see on siis vaja iga hinna eest kellelegi maha müüa – ükskõik mis hinnaga. Seega peaks tuuleelektri tootjal igal juhul olema olemas ka tuuleenergia akumulatsioonivõimalused. Lahenduseks sellele probleemile Eestis puhul on punktis 2.3.3 analüüsitud Eestisse pumpelektrijaama ehk hüdroakumulatsiooni jaama rajamise võimalust ja sellise koosluse toodangu hinda.



Joonis 2.3. Plaanimis ja tegelik taastuvelektri toodang Eestis ajavahemikul 13.05.08-21.05.08 (Allikas: OÜ Põhivõrk)

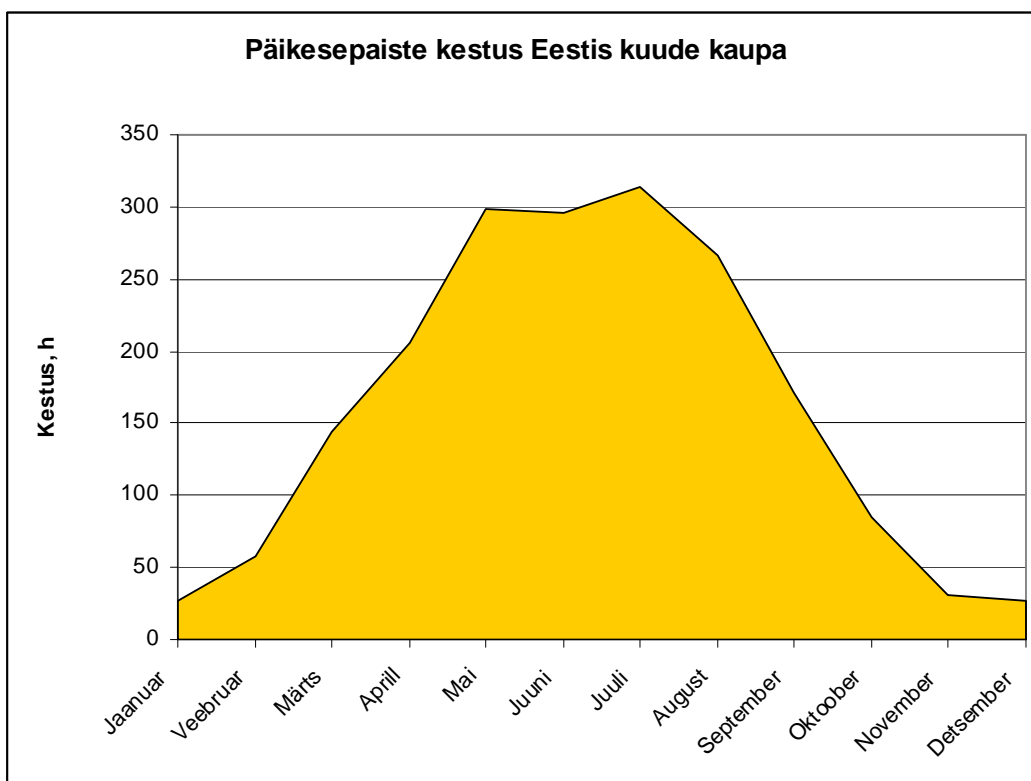
2.2.2. Päikeseressurss

Eesti päikeseressursi hindamiseks peaks esiteks vaatama siinseid ilmastikuolusid. Vihmased päevad moodustavad umbes pool (160-190) kogu aasta päevade hulgast, päikeselised päevad omakorda osa vihmavabadest päevadest. Samuti on talvel, kui kõige rohkem elektrit tarbitakse, päevad väga lühikesed, seega on väike ka võimalik elektri toodang päikesepaneelidega. Talvist päikeselise aja vähesust aitab illustreerida joonis 2.4. Kui seda graafikut võrrelda Eesti elektri tarbimiskoormuse graafikuga (joonis 1.1), siis ilmneb, et just kõige suurema tarbimisega ajal pole päikeseenergiat elektri tootmisel praktiliselt üldse võimalik kasutada. Lisaks on päikese kiirgusenergia Eestis enamuse aastast väike: 80% kiirgusenergiast on koondunud suvekuudele – talvekuudel seda praktiliselt polegi. [14]

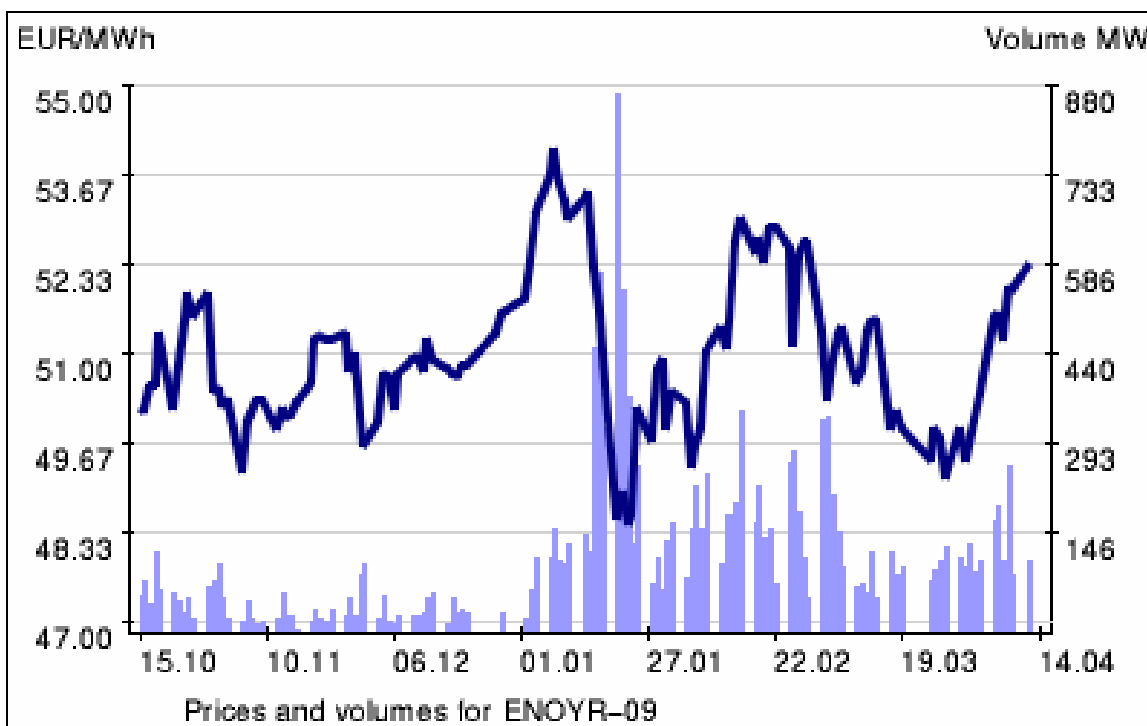
Siiski, suvisel perioodil võivad päikesepaneelid Eestis toota elektrit enamuse ajast. Seega tuleks ühtlasi analüüsida toodetud elektri hinda. Räni-pooljuht päikesepatarei 1 MW võimsust maksab 2,1 MEUR ehk 33 miljonit kr. Sellise hinna juures kujuneb toodetud 1 kWh hinnaks 4,68 kr [15]. See tähendab, et 1 MWh omahind on 300 EUR. Kui võrrelda seda poole aasta Nord Pooli keskmiste hindadega (joonis 2.4), siis isegi kõige kallima perioodi hinna ületab see 6-kordselt.

Kõrge toodangu hinna põhjustab kõrge võimsusühiku erimaksumus. Päikesepaneelide tootmishinna vähendamiseks arendatakse üle maailma uusi madalama tootmishinnaga päikesepaneele. Näiteks on USA firma Nanosolar välja arendanud uued vask-indium paneelid, mis lubaduste järgi hakkavad maksma 0,64 MEUR/MW ehk 10 miljonit kr./MW, tootmiskulud on neil väidetavalt veel kolm korda väiksemad [16]. Ka sellise hinna puhul oleks toodangu omahind Eestis 100 EUR/MWh, mis ületab ikkagi märgatavalt tuuleelektri hinda 62,6 EUR/MWh [17]. Ja kuna praegu on Nanosolar paneelide toodangumahud üsna väikesed ja toodetakse eelnevate kokkulepete alusel, siis Eestil sellise hinnaga paneele veel osta ei ole võimalik.

Eelnevat arvesse võttes ei ole päikeseenergiast elektri suurel skaalal tootmine Eesti tingimustes praegusel hetkel veel konkurentsivõimeline ja antud töös seda täiendavate tootmisvõimsuste välja pakkumisel ei kasutata.



Joonis 2.4. Päikesepaiste kestus Eestis kuude lõikes arvatuna 1992.-2007. aasta keskmisena (Allikas: www.stat.ee)



Joonis 2.5. Nord Pooli elektrituru 6 kuu päeva keskmine kauplemishind (EUR/MWh) ja kauplemisvõimsus (MW) 15.10.07-14.04.08 (Allikas: Nord Pool)

2.2.3. Biomassi ressurss

Eesti suurim taastuvenergia ressurss, mis, erinevalt tuule- ja päikeseenergiast, ei vaja kompenseerimisvõimsusi, on biomassi ressurss. Tänu hõredale asustusele ja mõõdukale kliimale moodustab tootlik pinnas enamuse Eesti pindalast. Eesti biomassi ressurss on siin jagatud 5-ks osaks: puiduressurss, turbaressurss, olmejäätmete ressurss, põllumajanduses tekkiva biomassi ressurss ja maaressurss. Kuigi jäätmeid tegelikult taastuvenergia alla ei loeta, käsitleme me punktis 2.1.3 nimetatud põhjustel seda selles töös siiski taastuva energiaallikana.

2.2.3.1. Puiduressurss

Kõige suurem potentsiaal juba olemasolevatest ressurssidest on puiduressursil. Kuigi suurem osa kütte- ja hakkpuidust on Eestis juba kasutusel soojuse tootmiseks, on praktiliselt kasutamata raiejäätmete ressurss. Eesti Maaülikooli uuringu järgi võiks juurdekasvuga võrdsete raiemahtude korral teoreetiline aastane raiejäätmete kogumaht olla isegi 1,5 milj. tihumeetrit (tm.). Selle koguse primaarenergia on 3012 GWh, millele lisanduvad veel nt. Soomes kütusena kasutuses olevad okaspuude kännud aastase mahuga 0,48 milj. tm (primaarenergia 964GWh) ja 0,5 milj. tm (primaarenergia 1004GWh) puukoort. [18] Maksimaalsed võimalikud raiemahud ja nende kasutamisel tekkivad raiejäätmed on ära toodud tabelis 2.8.

Tabel 2.8. Keskmise aastane metsatoodang kokku [18]

Sortiment	Ressurss		Saamatajääv (kaitseriimide tõttu)			Lubatud kasutada	
	10 ³ tm/a	TJ/a	10 ³ tm/a	TJ/a	%	10 ³ tm/a	TJ/a
Tarbepuit	8526		1082		13	7443	
Küttepuit	1318	9884	355	2661	27	963	7223
Raiejäätmed	1764	11463	260	1688	15	1504	9775
Okaspuu kännud	568	3690	87	567	15	480	3123
Kokku	12175	25037	1784	4916	20	10391	20121

Eesti Konjunktuuriinstituudi andmetel [19] raiuti küttepuid 2006. aastal 1594 tuhat tm, ehk 60% rohkem, kui oleks vajalik küttepuiduressursi taastamisvõime säilitamiseks. Samas raiuti tarbepuitu ainult 3817 tuhat tm, ehk ainult 50% aastasest juurdekasvust. Järelikult kasutati küttepuiduks ka selliseid puuliike, mida saaks kasutada ka tarbepuiduks. Ehk siis kõigi puuliikide lõikes raiuti 73% aastasest juurdekasvust, seega raiemahtu võiks suurendada veel 2032 tuhande tm võrra aastas. Täiendavate raiemahtude küttepuiduks kasutamisel oleks aastas võimalik toota elektrit veel primaarenergiast suurusega 4080 GWh.

Seega võiks kogu hetkel kasutamata puiduressursi koguprimaarenergia olla 9060 GWh. 30% kasuteguri juures oleks sellest võimalik toota 2700 GWh elektrienergiat, mis moodustab kolmandiku Eesti elektritarbimisest koos 10% kadudega.

Tuleb rõhutada, et Maaülikooli uuringus toodud puiduressurss on teoreetiliselt maksimaalsel raiemahul, lubatavad raiemahud Eestis on viimastel aastatel olnud sellest väiksemad. Reaalselt raiuti 2006. aastal 73% aastasest juurdekasvust ja kasutamata raiemahude maht oli 1 miljon tm (primaarenergia ca 2000 GWh). [20.] Kui arvestame, et ka okaspuu kände ja puukoort tekkis 73% EMÜ poolt välja arvatud maksimumist, saame nende kogumahuks 0,7 milj. tm ja primaarenergiaks ca 1400 GWh.

Seega reaalselt saaks uued puitkütustel elektri jaamad Eestis kasutada 3400 GWh primaarenergia väärtuses täiendavat kütust. 30% kasuteguri juures saaks sellest toota 1020 GWh elektrit, st. aasta läbi saaks töötada 120 MW elektrivõimsust. Ehitamisel ja arendamisel biomassil koostootmisjaamade koguvõimsus on 91,5 MW, lisaks sellele töötab 2012. aastaks Narva elektri jaamades biomassil 43 MW CFB katelde võimsust. Seega kokku vajatakse võimsust 134 MW, millest küll hinnanguliselt 40-50 MW hakkab tööle turba peal. Kui arvestada ka valitsuse poolt juba töös oleva raiemahtude tõstmise plaaniga, peaks veel täiendava elektrivõimsuse jaoks suurusega 40 MW puitkütust jätkuma.

2.2.3.2. Turbaressurss

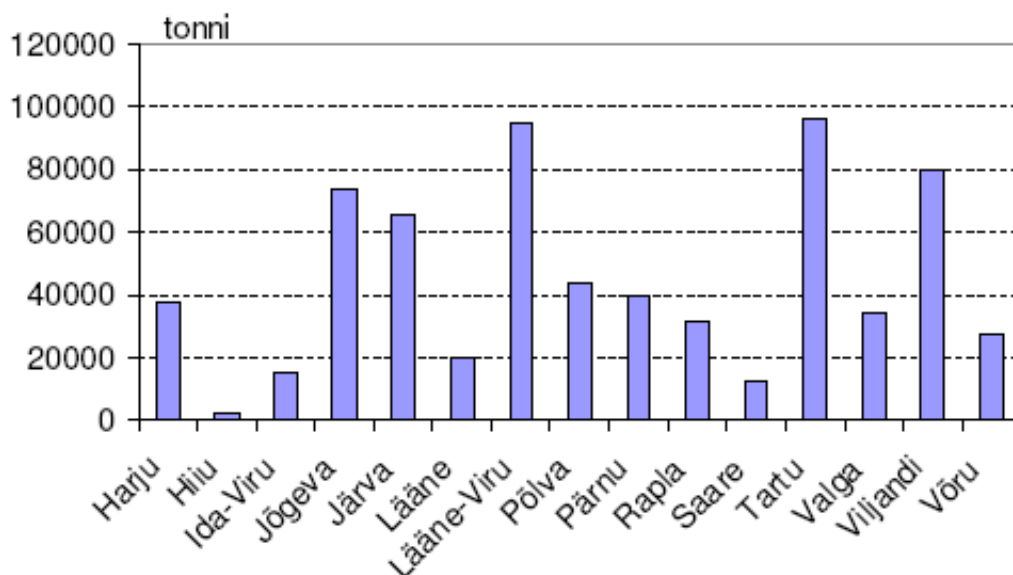
Kui turvast kaevandada sama palju, kui on aastane juurdekasv, siis võib kasutatavat turbaressurssi lugeda taastuvaks energiaallikaks. Eestis on hetkel turba aastane juurdekasv kõigi soode peale kokku 1,4 mln. tonni aastas, millest kütturest moodustab 85% ehk 1,2 mln. tonni. [21] Arvestades praegust kahekordset ülekaevandamist ja soode kuivendamist, võib lähiajal juurdekasv väheneda 1 mln. tonnile aastas. Võttes turba kütteväärtuseks 11 MJ/kg ja kasuteguriks 0,3, on sellest võimalik toota aastas 920 GWh elektrit. Aasta läbi saaks turba peal töötada kuni 110 MW katlaid. Paraku läheb suur osa kütturest eratarbimisse, samuti töötavad paljud katlamajad turba peal. Lisaks plaanitakse mingis osas turvast kasutada kõigis plaanitavates biomassil CHP-des, seega täiendava turbaressursiga arvestada ei saa.

2.2.3.3. Tööstus- ja olmejäätmete ressurss

Üks seni praktiliselt kasutamata energiaressurss Eestis on olmejäätmed. Tööstusjäätmed, millest põhilise energeetiliselt kasutatava osa moodustab Eestis saepuru, on juba enam-vähem maksimaalses võimalikus määras kasutusel. Olmejäätmeid tekkis Eestis 2006. aastal 487 000 t, sellest 370 000 t ladestati prügilatesse, taaskasutati 93 000 t (sealhulgas pakendeid 44 000 t) ja omakäitlus kodumajapidamistes oli 24 000 t. Energeetiliselt saab kasutada ainult prügilatesse ladestatud 370 000 t. Olmejäätmete keskmine kütteväärtus on 8-12 GJ/t, mis annab prügilasse ladestatud koguse primaarenergiaks ca 1000 GWh. Aasta läbi saaks sellise koguse peal töötada umbes 36 MW tootmisvõimsusi. Arendamisel prügipõletusel tootmisvõimsused Iru ja Tartus annavad kokku juba 22 MW tootmisvõimsust. Idee järgus on plaanid rajada Väosse teine, prügipõletusel põhinev koostootmisjaam ja hakata Kunda tsemendiahjus põletama jäätmekütust, mis tähendaks, et aastas võiks vaja minna isegi 460 000 olmejäätmeid. Kuna aga olmejäätmete hulk suureneb üsna kiiresti – 5% aastas – peaks piisav kogus ladestatavaid jäätmeid toodetama juba 2011. aastal. [14]

2.2.3.4. Põllumajanduses tekkiva biomassi ressurss

Põhiosa põllumajanduses tekkivast biomassi ressurssist moodustavad põhk, loomasõnnik ja roostikud. Põhku toodeti 2004.-2006. aastal keskmiselt 674 000 t aastas. Selle koguse primaarenergia on 3200 GWh. TTÜ 2003. aasta uuringus [22] hinnati põllumajanduses kuluva põhu osakaaluks ca. 50% ehk energeetiline ressurss võiks olla 1600 GWh. Laokuiva põhu keskmine kogusaak maakonniti on ära toodud joonisel 2.5. Sellest saaks maksimaalselt 86% soojuseks ja elektrienergiaks muundada. 30%-lise elektrilise kasuteguri juures oleks elektrienergiat võimalik toota 480 GWh. Aasta läbi saaks põhul töötada sel juhul 57 MW elektri tootmise võimsusi. Potentsiaalsed kasutajad peaksid asuma suurte viljakasvatusfarmide läheduses.



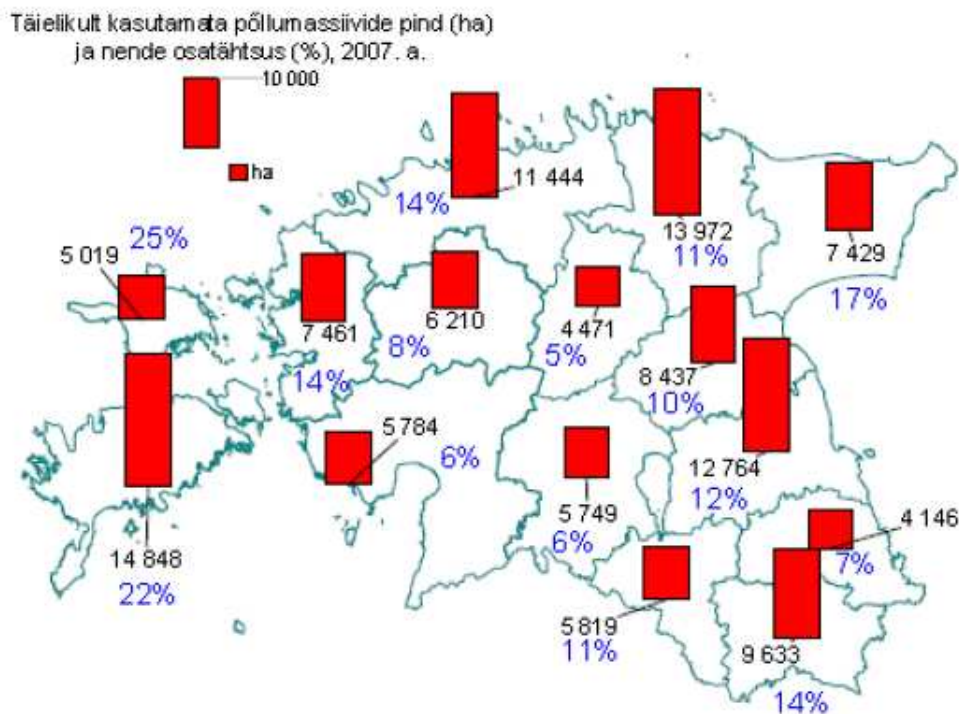
Joonis 2.6. Laokuiva põhu keskmine kogusaak maakonniti [18]

Eesti kõigis looma- ja linnufarmides tekkis 2006. aastal 2 099 189 t sõnnikut. [18] Sellest toodetud biogaasi primaarenergia maksimaalne hulk aastas võiks olla 400 GWh. Suuremaid sea- ja linnufarme, kus biogaasi tootmine ka majanduslikult põhjendatud oleks, on meil 50 ringis, kuid puudub info selle kohta, kui suur osa sõnnikust nendes toodetakse. [22] Oletame, et see võiks moodustada kogutoodangust 50%, sel juhul sealt saadava primaarenergia hulk oleks 200 GWh.

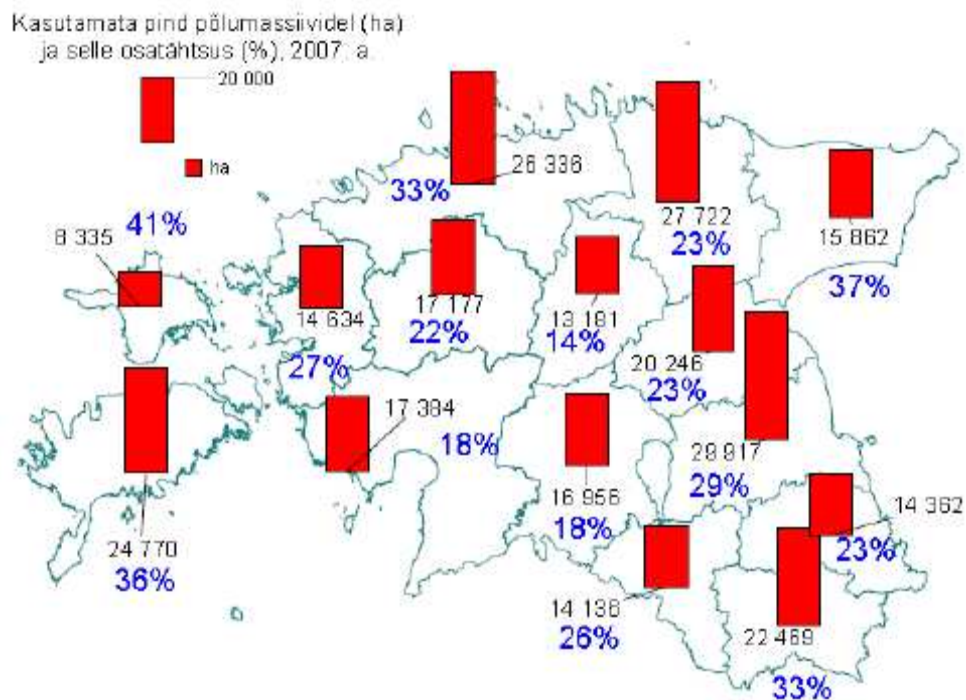
Bioenergeetiliselt sobivatest roostikest asub Eestis 42% Läänemaal. Neist aastas saadav maksimaalne primaarenergia on 250 GWh. [18]

2.2.3.5. Maaressurss

Täielikult kasutamata põllumajandusmaa hulk on Eestis üpris suur – 123 187 ha. Need massiivid moodustavad kogu Eesti põllumajandusmaast umbes 15%. Täielikult kasutamata põllumassiivid maakonniti on ära toodud joonisel 2.6. Lisaks umbes 160 000 ha kasutamata maad asub massiividel, mis on osaliselt kasutusel. Kõik kasutamata põllumassiivid maakondade kaupa on toodud joonisel 2.7. Pindalatoetusi saavast 840 000 hektarist rohumaadest moodustavad ainult toetuse eesmärgil hooldatavad (niidetavad) rohumaad hinnanguliselt enam kui 110 000 ha. Seega kokku on kasutamata maaressurssi Eestis pea-aegu 0,4 mln ha, mis moodustab kogu põllumajandusmaast kolmandiku. [23]



Joonis 2.7. Täielikult kasutamata põllumassiivid Eesti maakondades 2007. aastal [23]



Joonis 2.8. Kõik kasutamata põllumassiivid Eesti maakondades 2007. aastal [23]

Kui kogu kasutamata põllumajandusmaast kasutusele võtta 0,2 mln ha ja selle peal energiaheina (päideroog, idakitsehernes, põldtimut) kasvatama hakata, võiks saada 11 250 GWh primaarenergia väärtuses biomassi aastas. [22] Umbes sarnase aastase toodangu annaks keskmiselt ka energiavõsa kasvatamine, kuid aastate lõikes oleks toodang muutlikum.

2.2.3.6. Koguressurss

Kogu aastas toodetava kasutuseeta biomassi primaarenergia on 14 200 GWh. Koos kasutusest väljas oleva põllumajandusmaa potentsiaalse primaarenergiaga on Eesti biomassi ressurss 25 500 GWh. 31% keskmise elektrilise kasuteguri juures oleks sellest võimalik toota 7900 GWh elektrit ehk katta kogu Eesti elektritarbimine. Reaalselt kasutati EKI [19] andmetel energeetiliselt Eestis biokütuseid 2006. aastal kokku primaarenergiaga 10 300 GWh ja eksporditi veel täiendavalt 3400 GWh.

2.2.4. Hüdroressurss

Eesti hüdroressursi tehniliselt rakendatav maksimum ilma Narva jõeta on 30-60 MW, selle võimsuse juures oleks võimalik toota 150-400 GWh/a ehk ära katta 2-5% tarbimisest. Ka see hinnang on optimistlik ja kogu selle ressursi kasutusse võtmine ebareaalne. Väikese hüdrojaama rajamine on üpris kallis - hinnad jäävad vahemikku 15,6-78 milj. kr./MW. Siiski, kuna ühe jaama eluiga on üle 50 aasta, siis toodangu omahind on 0,85-1,7 kr./kWh, mis on odavam nii tuuleparkide kui päikesepaneelide toodangust ja ei vaja ka kompenseerimist. [24] Hüdrojaamade vastu on Eestis asunud looduskaitstjad, kes hoolimata asjaolust, et Eestis ca 7000 jõge ja oja, ei taha üheski nendest lubada kalade arvukuse vähendamist läbi kudemispaikade vähenemise. Kuna üksikute jaamade võimsused moodustavad väga väikse osa Eesti tarbimisvõimsusest, on uute väikeste hüdrojaamade vajalikkust raske põhjendada.

Narva jõe hüdroressursist peaks vastavalt piirijõgedel asuvate hüdroelektrijaamade võimsuse jagamise rahvusvahelisele praktikale kuuluma Eestile kolmandik, tulenevalt sellest, et kolmandik Narva jõe vesikonnast asub Eesti territooriumil. Seega peaks Narva hüdroelektrijaama 125-st MW-st kuuluma Eestile 41,7 MW. Lisaks on Narva jõel veel kasutamata Omuti jõuaste võimsusega 15-30 MW. Paraku ei ole Venemaa nõus oma tootmisvõimsusi Eestiga jagama ja pole ka põhjust loota, et oleks võimalik kokku leppida osaliselt Venemaa territooriumile jäävate uute hüdrorajatiste rajamises. [24] Küll aga võib olla võimalik rajada Narva jõele selline jaam, mille puhul Venemaa territooriumile rajatise rajada pole vaja, seda võimalust käsitletakse punktis 2.3.1.

2.3. Võimalikud täiendavad taastuvelektri tootmisvõimsused Eestis

2.3.1. Võimalikud täiendavad hüdroelektrijaamad

Kuigi punktis 2.2.4. sai hinnatud Eesti täiendavat hüdroressurssi üsna tagasihoidlikuks ja välja toodud probleemid seoses Narva jõe veeressursi kasutamisega, on selles punktis välja pakutud siiski mõned täiendavad hüdroelektrijaamad (vt. tabel 2.9), millede aastane kogutoodang annaks 2,5% Eesti elektritarbimisest 2012. aastal.

Tabel 2.9. Võimalikud täiendavad hüdroelektrijaamad (HEJ)

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane Toodang, GWh	Varaseim valmimine
Kreenholmi HEJ (Narva jõgi)	30	180	2012
Sindi HEJ (Pärnu jõgi)	1,2	7,2	2012
Tori HEJ (Pärnu jõgi)	1	6	2012
Levi HEJ (Pärnu jõgi)	1	6	2012
Jändja HEJ (Pärnu jõgi)	0,2	1,2	2012
Hüdroenergia kokku	33	200	

Olulisima osa pakutavate hüdroelektrijaamade toodangust (90%) annab Kreenholmi HEJ, mis baseerub Eesti pool piiri Narva veehoidlast Kreenholmini rajataval rõhutunnelil. See idee on pärit Eesti Energia Taastuenergia Ettevõttest, teemat on uurinud endine Taastuenergia Ettevõtte direktor Raimo Pirksaar. Sisuliselt tähendab see Venemaalt jõuga Narva jõe hüdroressursist Eestile kuuluva osa ära võtmist – rajatud uue võimsuse arvelt väheneb praeguse Narva HEJ võimsus, mille turbiinid asuvad võrreldes rõhutoru sissevooluava mööda jõge allavoolu. Projekti võimalik alternatiivne tulem oleks Venemaaga Narva HEJ võimsusest 30 MW Eestile kasutada andmises kokku leppimine. Juhul, kui jaama rajamine siiski osutub vajalikuks, oleks jaama maksumuseks 30 milj. EUR dots. Raesaare minimaalse väikehüdrojaama MW erimaksumuse järgi arvutades [24]. Jaama toodangu omahind oleks 23 EUR/MWh, mis tähendab, et praeguse Nord Pooli turuhinnaga 50 EUR/MWh elektrit välja müües oleks jaama lihttasuvusaeg natuke üle 6 aasta.

Väiksema osa (10%) võimalike täiendavate hüdroelektrijaamade toodangust annavad 4 Pärnu jõel taastatavat hüdroelektrijaama. Nende taastamine on välja pakutud juba mõnda aega tagasi dots. Raesaare poolt. [24] Pärnu jõgi on laiuse, kärestike vähesuse ja aeglase voolukiiruse tõttu vääriskaladele ebatõenäoline kudemiskoht, samas tema hüdroressurss endiste jaamade baasil on Eesti jõgedest suurim. Kuna kõik need jaamad eksisteerisid ka esimese Eesti Vabariigi ajal, ei tohiks keskkonkaitsjatel nende taastamisele vastuargumente olema. Jaamade koguvõimsus oleks 3,4 MW, investeeringu oletatav maksumus 7 MEUR ehk 110 milj. krooni. Väikeste jaamade umbkaudne tasuvusaeg on 20 aastat, samas tööiga on 30 aastat pikem. Nende taastamine on vajalik ka selleks, et Eestil oleks lisaks tuuleparkidele ka võimalikult palju stabiilse tootlikkusega taastuvelektri võimsusi.

2.3.2. Võimalikud täiendavad koostootmisjaamad

Nagu selgus punktist 2.2.3, võiks kasutamata ja potentsiaalne biomassi energia katta kogu elektritootmise vajaduse Eestis. Reaalselt peab aga biomassil/biogaasil koostootmisjaamade puhul arvestama soojustarbija olemasolu vajadusega, kütuse tegeliku kättesaadavusega, majanduslikult põhjendatud transpordikuludega ja tagavarakütuse olemasoluga. Võimalikud täiendavad biomassil töötavad koostootmisjaamad on ära toodud tabelis 2.10.

Tabel 2.10. Võimalikud täiendavad koostootmisjaamad Eestis

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Varaseim valmimine
Lääne-Tallinna CHP	80	677	2012
Paldiski põhu CHP	2	16,9	2011
Tapa põhu CHP	2	16,9	2011
Jüri põhu CHP	2	16,9	2011
Elva põhu CHP	1,5	12,7	2011
Kadrina põhu CHP	1,5	12,7	2011
Biomassi el. kokku	89	753	

2.3.2.1. Väikelinnade põhil töötavad koostootmisjaamad

Välja pakutud Paldiski, Tapa, Jüri, Elva ja Kadrina CHP-d koguvõimsusega 9 MW on võetud Estivo uuringust [25], mille tulemusel leiti just nendesse väiksematesse asulatesse CHP-de rajamine tehniliselt võimalik ja majanduslikult tasuv olevat. Nende jaamade aastane elektritoodang on 76 GWh, mis moodustab ca 1% Eesti tarbimisest koos võrgukadudega. Kütuseks on pakutud välja põhk, kuna punktis 2.2.3 tehtud arvutustest ilmnes, et selle tagavara arvestades rajatavaid ja arendatavaid jaamu on suurem, kui puitkütustel. Samuti on üle Eesti asuvatesse väiksematesse keskustesse üpris suure erimahuga põhu transportimine lihtsam ja vähem kulukam, suured viljakasvatustarvid asuvad neile lähemal. Väikestes jaamades oleks sobiv kasutada põhupallide sigarpõletuse tehnoloogiat.

Ühtlasi võiks väikelinnade koostootmisjaamade juurde ehitada avalikuks kasutamiseks spaad koos basseini ja saunadega, mis kasutaksid nende jaamade ülejäävat soojusvõimsust. Sellised spaad oleksid tasulised ja seega jaama jaoks kasumlikud. Spaa seintel oleksid stendid, mis tutvustaksid jaamas kasutatavat kütust, põhu kütusena kasutamise plüsse, selle osa looduslikus aineringsuses. Sellise propaganda eesmärk on kindlustada soojusenergeetikute järelkasv.

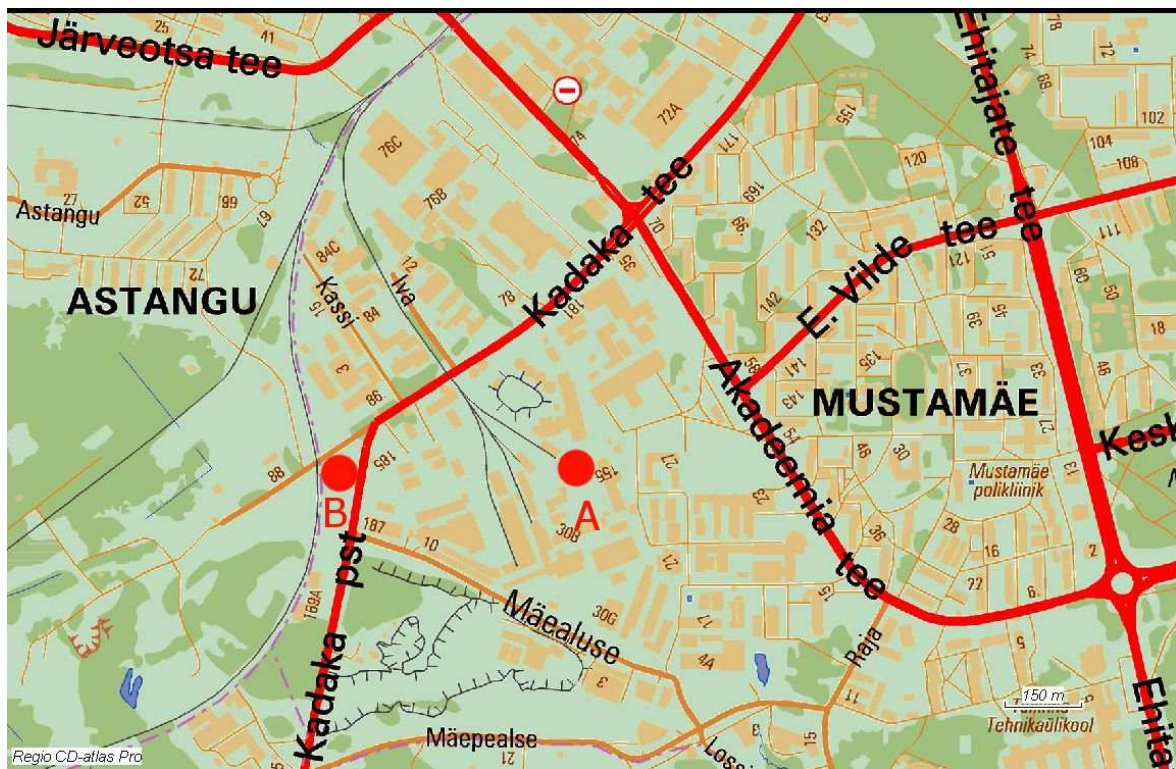
2.3.2.2. Lääne-Tallinna kahel kütusel koostootmisjaam

Kuna punktis 2.2.3 tehtud arvutustest ilmnes, et täiendavaid puitkütusel tootmisvõimsusi oleks Eestisse võimalik ilma kütuse varustusprobleemideta rajada ainult 40 MW elektrivõimsuse ulatuses, tuleks Lääne-Tallinna CHP panna tööle kahe kütuse peal – nii põhil kui puitkütusel. Seda on võimalik saavutada kahel viisil – kas kasutades kahte 40 MW katelt või Hispaania Navarras asuva Sangüesa jaama [26] eeskujul kasutada ühte põhu katelt, kus kuni 50% ulatuses oleks võimalik põletada hakkepuitu. Kuna Hispaania jaama võimsus on 25 MW ja seni maailma võimsaima, Ely põhupõletusjaama võimsus on 38 MW [27], võib 80 MW kahe kütuse katla ehitamine nõuda eelnevalt pikaajalist uurimist ja osutada liiga kalliks. Seega on igal juhul ratsionaalsem kasutada kahte katelt.

Et kütusega varustamisel probleeme ei tekiks, tasuks kindlasti jaamaettevõtte juurde rajada kütusega varustamise ettevõtte, mille ülesandeks oleks vajaliku hulga raiejäätmete, kändude ja puukoore leidmine, kogumine, purustamine ja kohale toimetamine, samuti põhupallide kogumine, kokku pressimine ja transport. Sellised ettevõtted on tavalised biomassil töötavate suurte koostootmisjaamade juures kõikjal maailmas. Täieliku varustuskindluse saaks saavutada, kui osta kokku kasutusest väljas põllumajandusmaad (vt. punkt 2.2.3.) ja korraldada ise sellel energiavõsa ja põhu kasvatamine. Selline on praktika nt. Ely põhul töötavas elektrijaamas Suurbritannias. [27] Nii paju kui päideroo aastane primaarenergia saagis on ligikaudu 50 GWh/tuh. ha/a [18, 22] ja kogu vajalik primaarenergia 2300 GWh ehk selle biomassi kasvatamiseks vajalik pindala on 46 tuhat ha. See moodustab 12% kogu Eesti kasutusest väljas olevast põllumajandusmaast (vt. punkt 2.2.3.6).

Selle jaama puitkütusel töötav katel kasutaks põletustehnoloogiana mullivat keevkihti, põhukatel Ely jaama puhul kasutatavat restpõletust (i.k. *vibrating grate*) ja nende toodetud aur läheks ühte suurde auruturbiini. Jaama maksimaalne aastane elektritoodang oleks kuni 677 GWh, millest 338 GWh toodetaks põhust. Toodang moodustaks 8,6% kogu Eestis tarbitavast elektrist.

Jaama asukoht peaks olema selline, et oleks olemas juurdepääs mööda raudteed, mis võimaldaks odavamalt ja kaugemalt biokütuseid kohale transportida. Ühtlasi peaks asukohal olema ühendus Tallinna soojusvõrguga. Lääne-Tallinnas võiks selline koht olla Mustamäe katlamaja juures. Täpse asukoha valikul on üks võimalus rajada uus jaam otse Mustamäe katlamaja kõrvale (vt. joonis 2.8 A), kuid sel juhul tuleb taas paigaldada vahepealt on üles võetud jupp (200 m) raudteed Kadaka tee juures. Ühtlasi võib kaaluda Kadaka tee ja Kadaka pst. vahele Astangule rajamist (vt. joonis 2.8 B), aga sel juhul tuleb soojustrassi Kadaka katlamajast või Kadaka tee 78 juurest sinnani pikendada (vt. joonised 2.8 ja 2.9). Vajaliku uue soojustrassi pikkus on umbes 500 m.



Joonis 2.9. Lääne-Tallinna CHP võimalikud asukohad

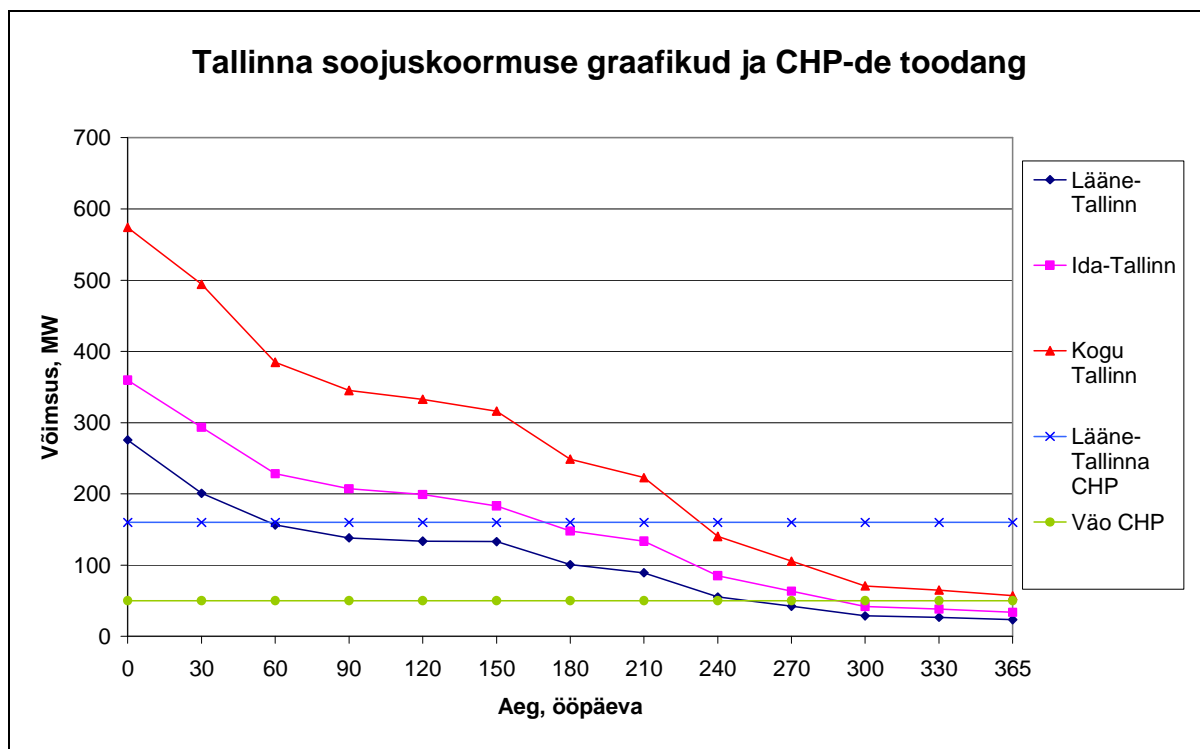


Joonis 2.10. Lääne-Tallinna soojusvõrk koos Kadaka ja Mustamäe katlamajadega

Biomassil koostootmisjaama elektrivõimsuse erimaksumus on 35 milj. kr./MW, seega Lääne-Tallinna CHP ligikaudne kogumaksumus on 2,8 miljardit krooni. Jooniselt 2.10 võib näha, millise osa Lääne-Tallinna CHP soojustoodang moodustab Lääne-Tallinna tarbimiskoormusest ja millise osa ta moodustab ühendatud Tallinna soojusvõrgu tarbimiskoormusest. Analoogne info on samal graafikul ära toodud ka Vão CHP ja Ida-Tallinna soojusvõrgu kohta. Soojuskoormuse graafikud kajastavad reaalselt tarbimist, mistõttu nendel pole ära toodud nõutud viite tippkoormusel päeva arvestusliku minimaalse õhutemperatuuri juures, mis Tallinna puhul on -22°C .

Kuigi nii eraldi ainult Lääne-Tallinnas töötades, kui ka koos Vão jaamaga ühendatud Tallinna soojusvõrgus töötades ei saaks Lääne-Tallinna CHP aasta läbi kogu oma soojustoodangut tarbijatele maha müüa, oleks isegi keskmiselt poolel soojusvõimsusel soojuse müümisel ainuüksi soojuse müügist 500 kr./MWh võrku müümise hinna juures võimalik teenida 350 milj. kr./a, ehk investeeritud 2,8 miljardit tagasi teenida 8 aastaga. 677 GWh aastasest elektri müügist oleks võimalik teenida taastuenergia kokkuostuhinna 0,8 kr/kWh juures 541 milj. kr. aastas. Seega kogu aastane müügiikasum oleks 890 milj. kr.

Kui võtta põhu kütteväärtuseks 4 MWh/t ja hinnaks 250 EEK/t ning puitkütuse kütteväärtuseks 2,2 MWh/t ja hinnaks 270 EEK/t, siis aastas kulub vajaliku põhu ostmiseks ca 70 milj. kr. ning puidu jaoks 140 milj. kr. Seega aastased kulud kütusele oleks ainult 210 milj. kr. Sama võimsusega maagaasil jaamal on aastased kulud kütusele ligikaudu 5 korda suuremad. Isegi kui kulud transpordile ja jaama käitamisele oleks sama suured, kui kütusele, oleks aastane kasum 470 milj. kr. Sel juhul oleks jaama diskonteeritud tasuvusaeg 8% aastase intressimäära juures 8,4 aastat. 15 aasta tulu nüüdisväärtus (NPV – *net present value*) oleks 1,13 miljardit kr. Kogu tasuvusarvutus on ära toodud lisas 2.



Joonis 2.11. Tallinna soojuskoormuse graafikud 2007. aasta andmete põhjal ning ehitamisel Vão CHP ja välja pakutud Lääne-Tallinna CHP soojustoodang

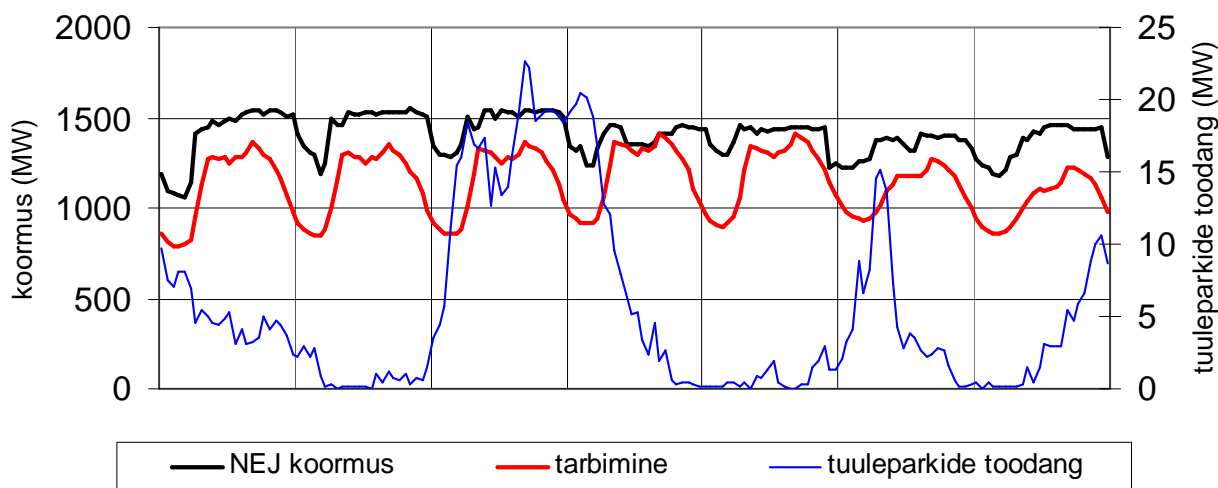
2.3.3. Võimalik tuuleparkide ja kompenseeriva pumpelektrijaama koostöolahendus

Nagu punktis 2.2.1 selgitatud, ei ole üle 750 MW tuuleparkide Eestisse rajamine ilma hüdroakumulatsioonivõimaluseta majanduslikult mõttekas. Joonisel 2.11 on ära toodud Eesti tarbimine ja tuulikute toodang ühel talvenädalal, mis illustreerib väga selgelt, kui ebastabiilne on tuulepargi toodang. Kuigi tuuleparke plaanitakse Eestisse 2020. aastaks umbes 2000 MW, pole selle balanseerimiseks Eesti võimsustega mingeid lahendusi välja pakutud.

Seetõttu tuleks rajada Põhja-Eesti pangale pumpelektrijaam (PEJ) võimsusega 1200 MW. PEJ-sid on maailmas üle 300, nende võimsus kokku on 100 GW, mis annab 3% maailma elektrijaamade koguvõimsusest. PEJ rajamine maksab 20 MEEK/MW ehk 1200 MW jaama maksumus oleks 20 miljardit krooni. Jaam maksimaalse akumulereitava elektrienergiaga 15 000 MWh ja võimsusega 1200 MW oleks võimalik rajada Ida-Virumaale, Aseri küla lähiste. Jaama asukohta on kujutatud joonisel 2.13 (variant 2).

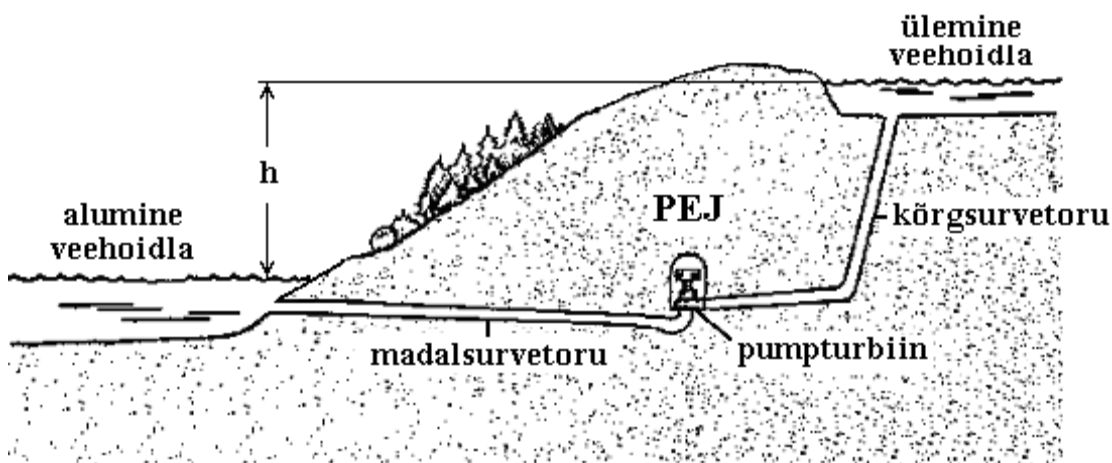
Selle PEJ alumine veehoidla oleks Läänemeri. Ülemine veehoidla tuleks rajada praeguse Rannu raba asemel. Kuna raba all on tugev paepõhi, saaks kasutada ka rabasse kogunevat vett. Lisaks koosneks see PEJ veetorst mere ja veehoidla vahel, mis kulgeks läbi pumpturbiini (Vt. joonis 2.12).

Talvenädala tarbimine, NEJ koormus ja tuuleparkide toodang



Joonis 2.12. Talvenädala tarbimine ilma (vt. tarbimine) ja koos (vt. NEJ koormus) võrgukadudega ja tuuleparkide toodang Eestis (Allikas: Eesti Energia)

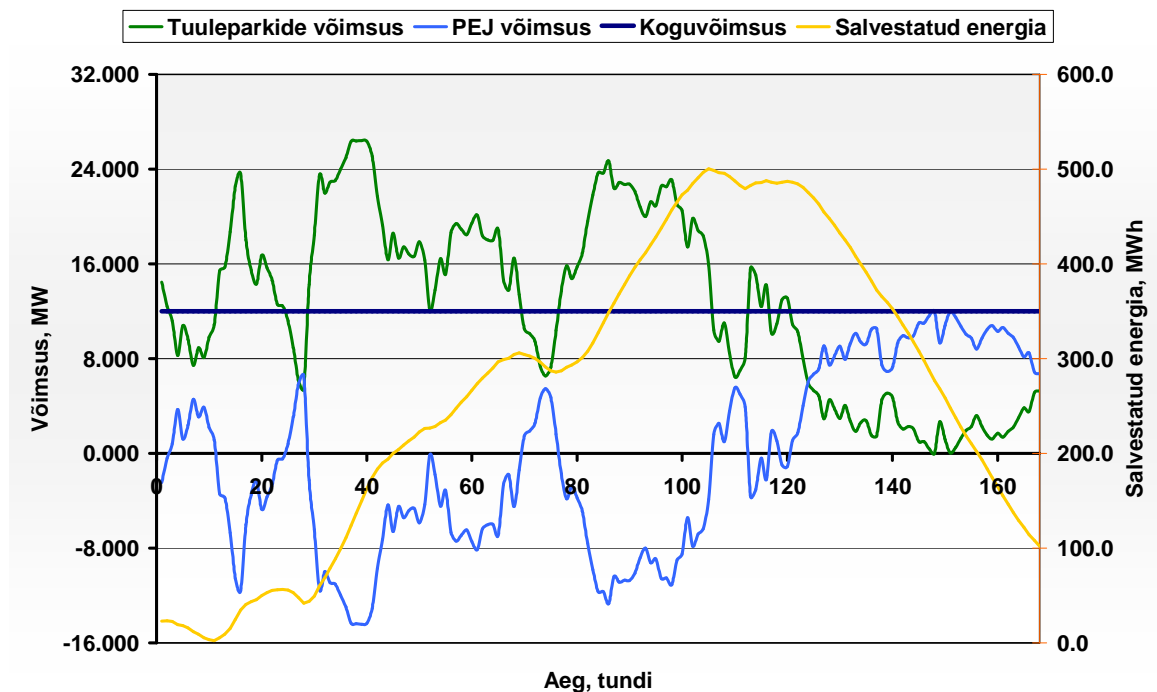
PEJ pumpaks tuuleparkide suure toodangumahu hetkedel elektriga töötava pumbaga vett üles hoidlasse ja tuulevaikuse ajal laseks sel alla voolata ja toodaks voolamise kineetilisest energiast elektrit. Tsükli kasutegur on ca 80 %. [28]



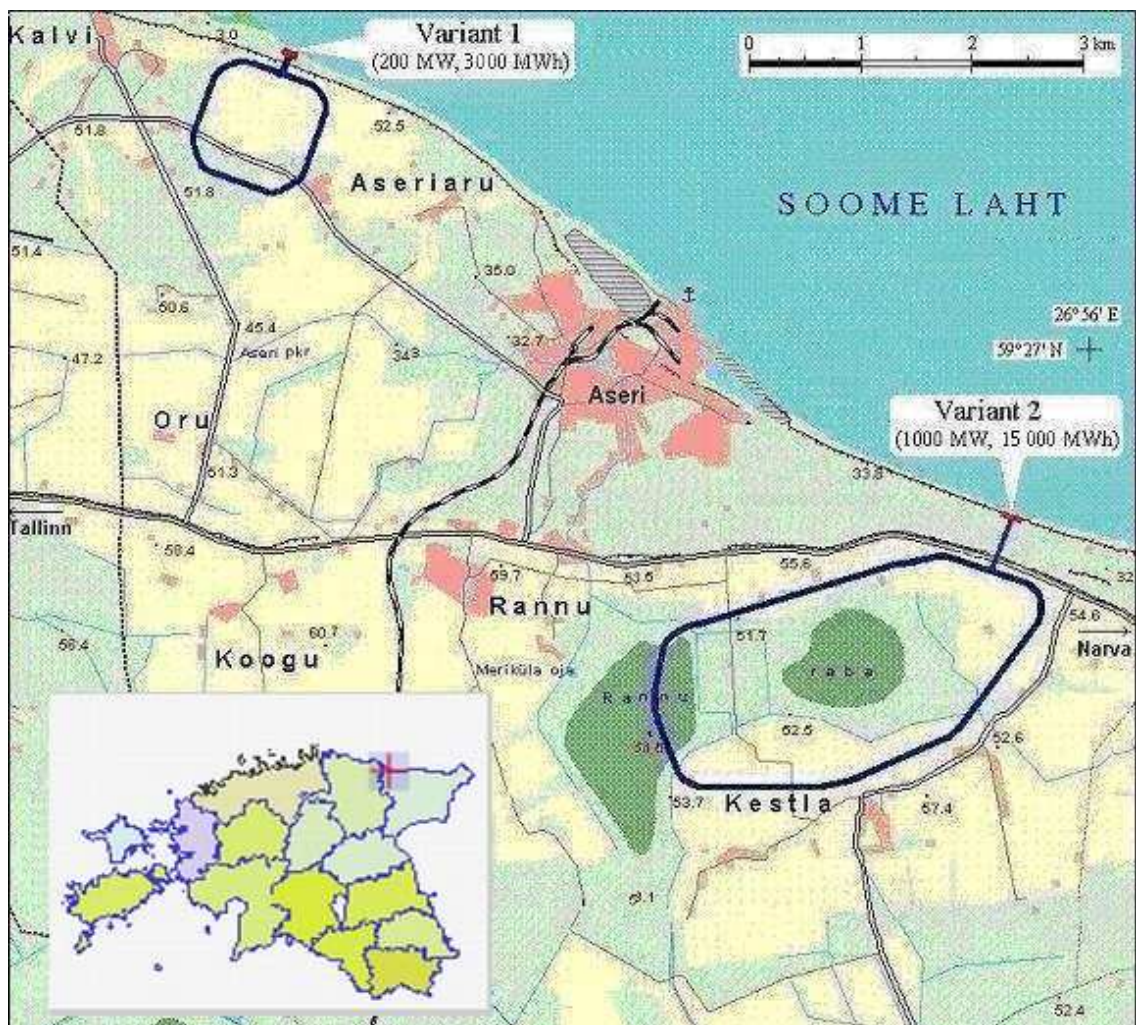
Joonis 2.13. Pumpelektrijaama põhimõtteskeem

Joonisel 2.14 on näidatud, kuidas PEJ ja tuuleparkide koostöörežiim Eestis 2007. aasta alguses olemas olnud tuuleparkide toodangul põhinedes välja võiks näha.

Et võrrelda PEJ toodangu hinda ainsa mõeldava alternatiivi gaasiturbiini toodangu hinnaga, tuleb arvutada mõlema hinnad 2014. aastal. Omahinna arvutustest (vt. lisa 3) järeldub, et ka keskmise hinnaga (aastal 2014 72 EUR/MWh) turult elektrit sisse ostes on PEJ poolt välja müüdava elektri omahind (123 EUR/MWh) 17% odavam kui gaasiturbiiniga toodetud elektri omahind (150,5 EUR/MWh, millest 19,2 EUR/MWh moodustab CO₂ kvoodi hind). Seega majanduslikust aspektist tasub PEJ-de rajamist alati eelistada gaasiturbiinide rajamisele. 1200 MW PEJ ja 2000 MW tuuleparkide koostöös on võimalik kogu aeg stabiilselt toota 600 MW võimsusega elektrit. Kui tuuleparkide toodangu omahind on 62,6 EUR/MWh, siis koostöös PEJ-ga tuleb keskmine hind ca 70 EUR/MWh (1,1 kr/kWh). Võrreldes praeguse põlevkivielektri omahinnaga Eestis on see väga kallis, kuid kui seda võrrelda põlevkivielektri omahinnaga 50 EUR/t CO₂ kvoodi hinna juures (vt. punkt 1.1.), milleks on 86 EUR/MWh, siis on tegu tuleviku energetika koha pealt täiesti reaalse lahendusega – lahendusega, mis ühtlasi aitab Eestil vältida energiadefitsiidi tekkimist.



Joonis 2.14. 26 MW tuuleparkide ja 15 MW PEJ koostöörežiim (Pakri ja Rõuste tuuleparkide 2007. aasta 1. nädala toodangu põhjal)



Joonis 2.15. PEJ võimalik asukoht [26]

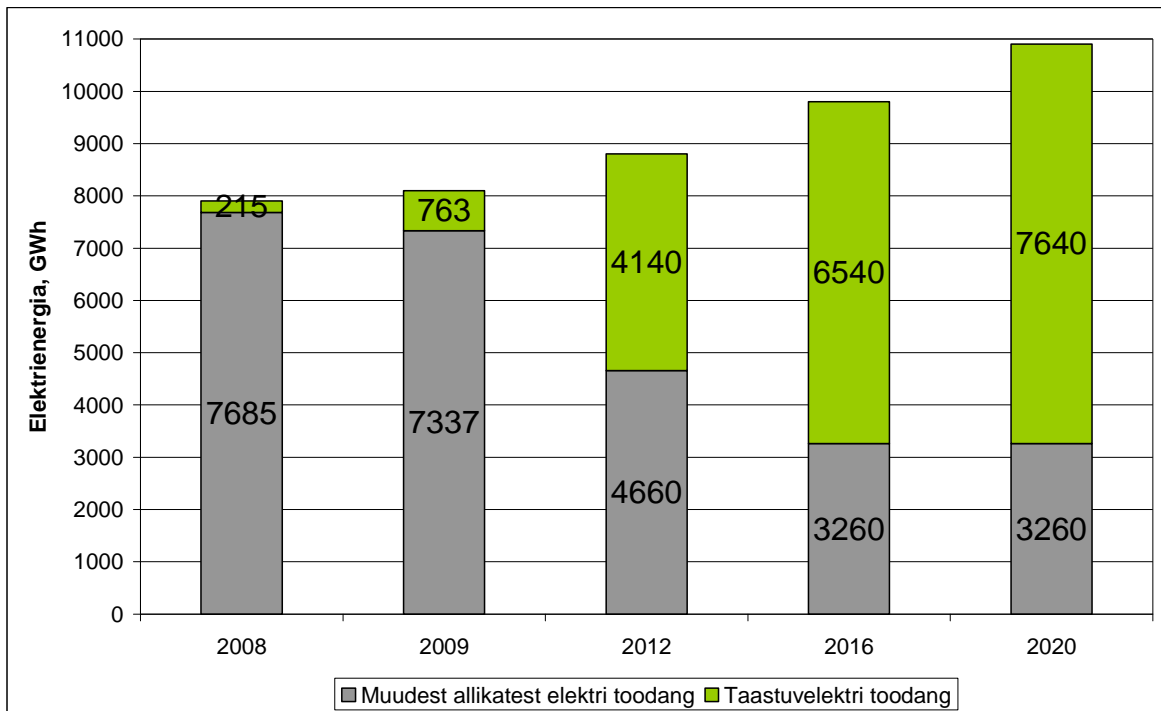
2.3.4. Võimalike täiendavate võimsuste kokkuvõte

Tabelisse 2.11 on koondatud kõik välja pakutud täiendavad taastuvelektri tootmisvõimsused. Joonisel 2.14 on toodud Eesti elektrienergia tootmine tabelites toodud võimsuste rajamisel varaseimaks võimalikuks valmimisajaks. Graafikul koostamisel on eeldatud, et lisaks välja pakutavatele täiendavatele võimsustele teostuvad täies mahus kõik praegu arendamise biomassi, prügi- ja hüdroenergia projektid ja 750 MW ulatuses tuuleparke. Nagu graafikult näha võib, siis erinevalt joonisel 2.1. kujutatud praeguste plaanide järgi loodud prognoosist tootmisvõimsuste defitsiiti enam ei esine, 2012. aastal toodetakse taastuvatest allikatest 47% tarbitavast elektrist, 2016. aastal 67% ja 2020. aastal 70%.

Tabel 2.11. Täiendavad võimalikud taastuvenergia tootmisvõimsused

	Võimsus, MW	Plaanitav aastane toodang, GWh	Varaseim valmimine
Kreenholmi HEJ	30	180	2012
Sindi HEJ (Pärnu jõgi)	1,2	7,2	2012
Tori HEJ (Pärnu jõgi)	1	6	2012
Levi HEJ (Pärnu jõgi)	1	6	2012
Jändja HEJ (Pärnu jõgi)	0,2	1,2	2012
Hüdroenergia kokku	33	200	
Lääne-Tallinna CHP	80	677	2012
Paldiski põhu CHP	2	16,92	2011
Tapa põhu CHP	2	16,92	2011
Jüri põhu CHP	2	16,92	2011
Elva põhu CHP	1,5	12,69	2011
Kadrina põhu CHP	1,5	12,69	2011
Biomassi el. kokku	89	753	
Täiendavad tuulepargid	370	999	2012
Täiendavad tuulepargid koos PEJ-ga	440	1069,2	2016
Täiendavad tuulepargid koos PEJ-ga	440	1069,2	2020
Tuuleenergia kokku	1250	3137	
KOKKU	1372	4091	

Kõigi nende võimsuste rajamine maksaks kokku ligikaudu 50 miljardit krooni, mis on võrdne ühe 1000 MW tuumajaama maksumusega Leedu uue tuumajaama teostatavusuuringu [29] põhjal arvatuna. Arvestades aga tuuleenergiale makstavaid dotatsioone ja asjaolu, et juba planeeritavate tuuleparkide (vt. punkt 2.1.3) koguvõimsus on vajaliku võimsusega võrdne, võib nende rajamiseks vajalikku 25 miljardit mitte arvestada, seega oleks täiendavalt vaja investeerida ligikaudu 25 miljardit Eesti krooni.



Joonis 2.16. Taastuvelektri osakaal prognoositavast tarbimisest kõigi arendatavate taastuvelektri projektide teostumisel koos antud töös pakutud täiendavate jaamadega

3. Kokkuvõte

Seoses Narva jaamadele seatud nõuetega väävli- ja lämmastikheitmete osas väheneb väga tõenäoliselt elektri toodang olemasolevates plokkides 5000-le GWh-le 2012. aastal ja 3600-le GWh-le 2016. aastal. Samal ajal aga tõuseb taastuvatest allikatest toodetava elektri hulk. Kui hetkel on Eestis taastuvatest allikatest elektri tootmise võimsusi 69 MW, siis ehitatavate võimsuste valmimisel 2009. aastal kasvab koguvõimsus 169-le MW-le, arendatavate võimsuste valmis saamisel 456-le MW-le ja tuuleparkide koguvõimsuse tõusmisel 750 MW-ni 920-le MW-le. Ennustatavad taastuenergia osakaalud mainitud võimsuste juures on 2,4%, 9,5%, 24,9% ja 35,2% tarbimisest koos kadudega prognoositavate tarbimiste juures 7900 GWh 2008. aastal, 8100 GWh 2009. aastal, 8800 GWh 2012. aastal ja 9800 GWh 2016. aastal. See osa tarbimisest, mida Narva jaamad ja taastuenergia tootmisvõimsused katta ei suuda, tuleb importida. Olgu veel mainitud, et kui ehitatavate ja arendatavate projektide puhul annavad kõige suurema osa toodangust biomassil põhinevad jaamad, siis koos meretuuleparkidega on suurim osakaal tuuleenergial.

Täiendavatest taastuenergia ressursidest on kõige väiksem potentsiaal hüdroenergial, kõige suurem aga tuulel, kuid seda ainult kompenseerimisvõimsuste olemasolul. Päikeseenergiat tööstuslikuks elektritootmiseks kasutada ei ole praeguste päikesepaneelide hindade juures veel majanduslikult põhjendatud. Küllaltki suur on Eestis biomassi teoreetiline ressurss, millest moodustab omakorda suurima osa (ca 50%) kasutamata maaressurss. Üpris suur on ka kasutamata puiduressurss, kuid selle kasutusele võtmiseks peab aastased lubatavad raiemahud 73%-lt juurdekasvust tõusma 100%-le juurdekasvust. Tagasihoidlikumad on olmejäätmete ja põllumajanduses tekkiva biomassi ressursid, kusjuures kogu olmejäätmete ressurss võetakse plaanitavate ja arendamisel projektide valmides kasutusele. Põllumajanduses tekkivast kasutuseta ressursist moodustab enamuse põhk. Kui Eesti turbaressurssi vaadelda ainult aastase juurdekasvu kontekstis, on see küll ka arvestatav ressurss, kuid juba täies ulatuses kasutuses.

Võimalikest täiendavatest taastuvelektri tootmisvõimsustest suurima osa moodustab tuuleparkidest ja pumpelektrijaamast (PEJ) koosnev elektri tootmise süsteem. Prognoositavate CO₂ kvootide hindade juures on selle kooslusega toodetud stabiilne elektrivõimsus, mis on ca 600 MW 2000 MW tuuleparkide ja 1200 MW PEJ olemasolu

korral) konkurentsivõimelisema hinnaga, kui uutes põlevkiviplokkides toodetud elekter. Veel on tähtis osa täiendavates taastuvelektri tootmisvõimsustes uutel biomassil koostootmisjaamadel (CHP) koguvõimsusega 89 MW. Lisaks viiele väiksele põhupõletamise CHP-le kuulub nende hulka ka suur, 80 MW elektrivõimsusega Lääne-Tallinna CHP-d, mis pool oma elektrist toodab puitkütustest ja pool põhust. 33 MW võimsust annavad ka täiendavad hüdroelektrijaamad, sh suurima osa (30 MW) Narva veehoidla ja Kreenholmi vahelisel rõhutorul baseeruv hüdroelektrijaam. Kõigi nende võimsuste kasutuselevõtuks oleks vajalik täiendav investeering 25 miljardit krooni ilma tuuleparkidesse tehtavat investeeringut arvestamata.

Pakutud tootmisvõimsuste kiirel rajamisel ei tekiks Eestis lähiaastal elektritootmisvõimsuste defitsiiti ja puuduks vajadus elektriimpordiks. Taastuvenergia osakaal aga tõuseks 2020. aastaks 70%-ni tarbimisest, mis teeks Eestist maailmas täiesti enneolematult kiiresti oma energeetika ümber struktureerinud „energiatiigri“. Ja olles kõik taastuvenergia ressursid kasutusele võtnud, võiks Eesti peale 2020. aastat juba hakata elektri tarbimise kasvu kompenseerima tuumaenergiaga.

Seega on antud töö edukalt täitnud talle püstitatud ülesande pakkuda välja lahendus Eestis lähitulevikus tekkivale tootmisvõimsuste defitsiidile läbi täiendavate taastuvatest allikatest elektri tootmise võimsuste rajamise. Antud töö edasiarendused võiksid sisaldada pakutud jaamade tehniliste näitajate täpsustamist, täielikke tehnilisi projekte ja täpseid majanduskalkulatsioone, samuti tuleks luua täpne mudel PEJ ja tuuleparkide koostöörežiimist, mis võimaldaks igal ajahetkel garanteerida vajaliku tootmisvõimsuse olemasolu.

4. Summary

During the next few years, the power generation from oil shale, which currently generates 93% of Estonia's power, may drop from the current level of 7400 GWh per year to 5000 GWh per year in 2012 and 3600 GWh per year in 2016. This is due to European Union SO₂ and NO₂ regulations, which first dictate to decrease production from older oil shale units and then to cease it for good. At the same time, power consumption predictably increases from 7900 GWh in 2008 to 9200 GWh in 2016.

Yet, the power generation capacities from renewable sources will increase, since there are a lot of renewable energy projects under development and some are already under construction. The current level is 2.7%, but already by the end of 2009, taking into account the new power plants to be completed then, it will presumably have increased to 9%, then to 24.5% in 2012 and to 35.2% in 2016. About half of the planned renewable power is generated from biomass and the other half from wind energy, with a little bit of hydropower between them.

Main additional renewable resources in Estonia are wind energy and biomass. About half of the theoretical biomass resource consists of possible biomass grown on unused farmland, which Estonia has plenty of – about 1/3 of total farmland. Other theoretical biomass resources are the wood resources, domestic waste, biomass generated in the agricultural sector (mainly hays) and also the small renewable resource of yearly increment of peat growth.

It would be possible to cover the deficit of power generation capacities in Estonia in the near future using only renewable sources. The majority of the deficit could be covered by a system consisting of 2000 MW of wind parks and 1200 MW of pumped storage power plant (PSPP). About a quarter of the deficit could be covered by biomass cogeneration and hydropower capacities. If all the possible renewable energy capacities have been constructed by 2020, 70% of Estonia's power consumption will be covered by renewable energy. The estimated total cost of the project is 3.2 billion EUR.

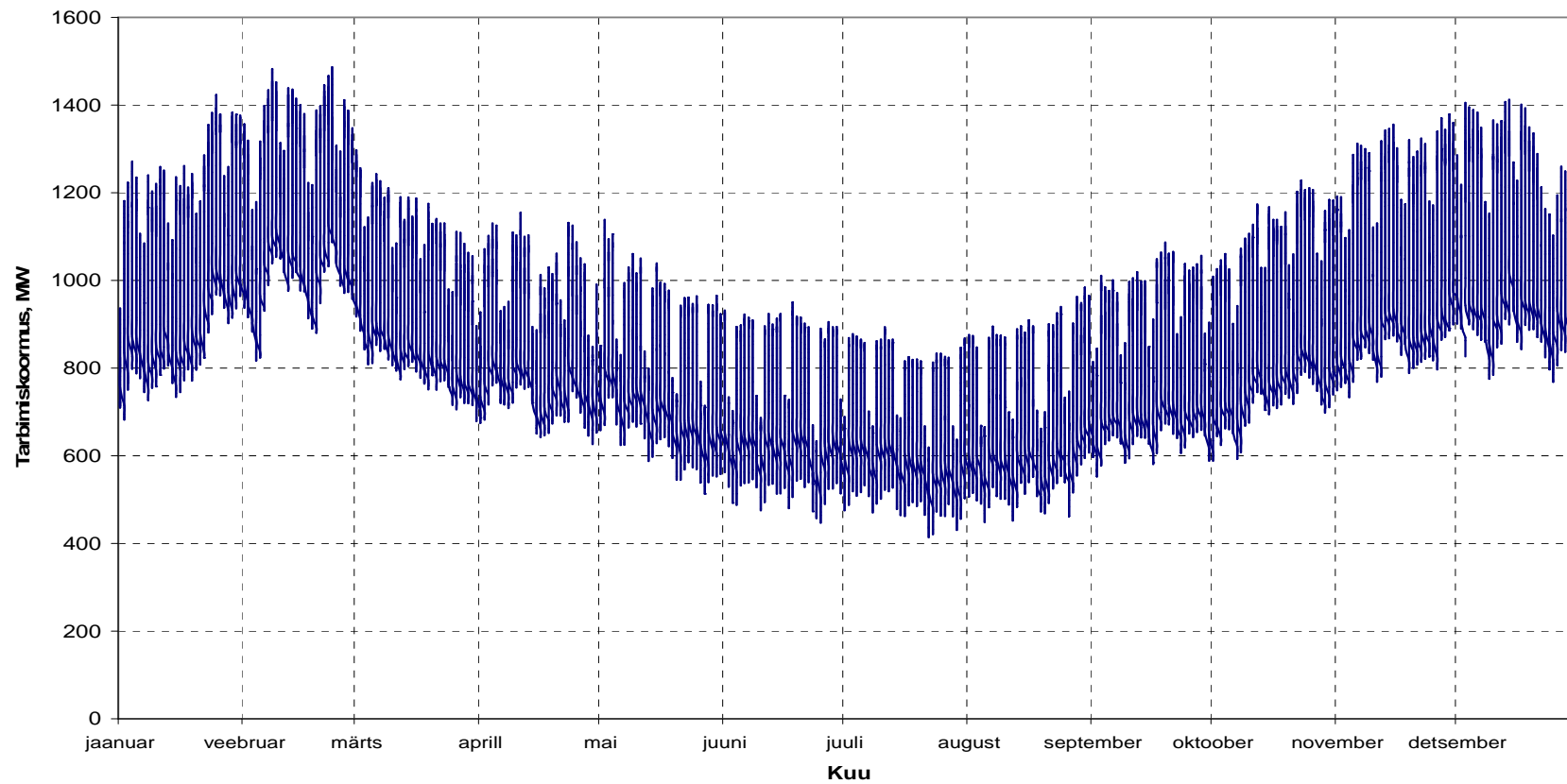
Kasutatud allikad

1. Jaagant, U. „Läänemaal alustati Baltimaade suurima tuulepargi ehitusega“, Ärileht 18.01.2008, <http://www.arileht.ee/?artikkel=415218>
2. Šmutov, M. „Väo elektrijaama ehitus on alanud“, Postimees Online 25.06.2007, <http://www.postimees.ee/250607/esileht/majandus/268427.php>
3. Pau, M. „Kombijaama ehitus tiksus plaani järgi“, Tartu Postimees 03.09.2008, http://tartu.postimees.ee/030907/tartu_postimees/280549.php
4. Eesti Tuuleenergia Assotsiatsiooni (EWPA) koduleht, <http://www.tuuleenergia.ee/>, 22.05.2008.
5. „Fortum plaanib Pärnusse rajada koostootmisjaama“, Raadio Pärnu 17.01.08, [http://www.pfm.ee/index.php?id=21&tx_ttnews\[arc\]=1&tx_ttnews\[backPid\]=20&tx_ttnews\[pL\]=2678399&tx_ttnews\[pS\]=1199138400&tx_ttnews\[pointer\]=4&tx_ttnews\[tt_news\]=4949&cHash=dc9f503d0c](http://www.pfm.ee/index.php?id=21&tx_ttnews[arc]=1&tx_ttnews[backPid]=20&tx_ttnews[pL]=2678399&tx_ttnews[pS]=1199138400&tx_ttnews[pointer]=4&tx_ttnews[tt_news]=4949&cHash=dc9f503d0c)
6. „Eesti Energia kinnitas Ahtme koostootmisjaama rajamise kava“, BNS 16.08.2007, <http://www.4energia.ee/index.php/article/491>
7. Õepa, A. „Saaremaale tuleb elektri ja sooja koostootmisjaam“, Postimees Online 25.04.2007, <http://www.postimees.ee/250407/esileht/siseuudised/257073.php>
8. Aavik, M. „Iru Prükipõletusjaama ehitajaks pürgib 4 rahvusvaheliselt tuntud firmat“, Postimees Online 14.03.2008, <http://www.postimees.ee/140308/esileht/majandus/317646.php>
9. Pau, M. „Tartu prügist soojuse ja elektri tootmine tüüris otsuseni veel tänavu“, Tartu Postimees 23.01.2007, http://www.tarbija24.ee/230107/esileht/olulised_temad/tarbija24/kasu/240617_1.php
10. Käärt, U. „Meteoriidikraatrite kerkib võimas tuulepark“, Eesti Päevaleht 20.07.2008, <http://www.epl.ee/artikkel/393648>
11. 4energia koduleht, Hiiumaa *Offshore* tuulepark <http://www.4energia.ee/index.php/article/hiiumaa>, 22.05.2008.
12. „Eesti Energia on alustamas meretuuleparkide rajamise uuringuid“, Eesti Energia 09.05.2008, [http://www.energia.ee/index.php?id=126&tx_ttnews\[tt_news\]=1255&tx_ttnews\[backPid\]=183&cHash=809030f462](http://www.energia.ee/index.php?id=126&tx_ttnews[tt_news]=1255&tx_ttnews[backPid]=183&cHash=809030f462)
13. Reimer, A. „Eesti Energia põhivõrk ehitab uue elektrijaama“, Ärileht 26.03.2008, <http://www.arileht.ee/?majandus=423432>

14. Tompson, T. „Eesti päikeseenergia näiv ja tegelik ressurss ning selle efektiivse kasutamise võtted“, „Taastuvate energiaallikate uurimine ja kasutamine. Kaheksanda ja üheksanda konverentsi kogumik“, Tartu 2007. Lk. 102-109.
15. Krunk, M. „Õhukesekilelised päikeseplatteid pihustuspürolüüsi meetodil“, Tallinna Tehnikaülikooli (TTÜ) materjaliteaduse instituut.
16. Hunt, J. „*Nanosolar's Breakthrough – Solar Now Cheaper Than Coal*“, Celsias 23.11.2007, <http://www.celsias.com/2007/11/23/nanosolars-breakthrough-technology-solar-now-cheaper-than-coal/>
17. Eesti Energia tootmisportfelli mudel, *Microsoft Office Excel File* (xls), 19.02.2008.
18. Muiste, P., Padari, A., Roostalu, H., Kriipsalu, M., Astover, A., Mitt, R., Pärn, L., Melts, I. “Eestis olemasoleva, praeguse või juba kavandatud tootmise-tarbimise juures tekkiva biomassi ressursi hindamine”, Eesti Maaülikool (EMÜ), Tartu 2007.
19. Kippa, R., Liivaauk, P., Hein, P. „Ülevaade Eesti biokütuste turust 2006. aastal”, Eesti Konjunktuuriinstituut, Tallinn 2007.
20. “Puiduliste kütuste kasutamise edendamine ja keskkonnamõju hindamine. Puiduliste kütuste kasutamine soojatootmises”, Estivo AS, Tallinn 2007.
21. Ilomets, M. „Mille arvel kaevandame turvast“, Eesti Loodus, 02-03/2003, http://www.loodusajakiri.ee/eesti_loodus/index.php?id=282
22. Paist, A., Kask, Ü., Kask, L., Sihtmäe, M. „Eesti biokütuste energeetilise ressursi hinnang“, TTÜ Soojustehnika Instituut, Tallinn 2003.
23. Muiste, P., Astover, A., Padari A., Roostalu, H., Kukk, L., Suuster, E., Ostroukhova, A., Melts, I. “Maaressurss”, EMÜ, Tartu 2007.
24. Raesaar, P. „Eesti veejõu kasutamisest“, „Taastuvate energiaallikate uurimine ja kasutamine. Kuuenda konverentsi kogumik“, Tartu 2005. Lk. 10-16.
25. „Eesti erinevate piirkondade eeluring koostootmisjaamade ehitamiseks“, Estivo AS, Tallinn 2006.
26. „*25 MW Straw-Fired, High Efficiency Power Plant*“, Euroopa Komisjon 1997, http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/bioenergy/chp/bm_12_97.pdf
27. *Energy Power Resources* koduleht, *Ely Power Station*, <http://www.epri.co.uk/assets/ely/overview.html>, 22.05.2008.
28. Kruup, M. “Pumpelektrijaama ehitamine Eestisse. Idee ja esialgne informatsioon”, Harjumaa 2006.
29. „Leedu Vabariiki rajatava võimaliku uue tuumaelektrijaama teostatavusuuringu koondaruanne“, Vilnius, Leedu 25.10.2006.

LISAD

LISA 1. Elektri tunnikeskmine tarbimiskoormus Eestis 2007. aastal



(Allikas: Eesti Energia)

LISA 2. Lääne-Tallinna koostootmisjaama tasuvusanalüüs

Tabel 1. Põhinäitajad

Investeering, MEEK	Periood, a	Intress	Tulu, MEEK/a	PMT, MEEK	NPV, MEEK	IRR	Kasumiindeks PI
2 800	15	8%	470	327	1132	15%	1,4

Tabel 2. Rahavood

Aasta nr.	Saldo, MEEK	Maksed, MEEK	IPMT, MEEK	PPMT, MEEK	PMT, MEEK
0	-3024	-2 800			
1	-2554	470	224	103	327
2	-2084	470	216	111	327
3	-1614	470	207	120	327
4	-1144	470	197	130	327
5	-674	470	187	140	327
6	-204	470	176	152	327
7	266	470	163	164	327
8	736	470	150	177	327
9	1206	470	136	191	327
10	1676	470	121	206	327
11	2146	470	104	223	327
12	2616	470	87	240	327
13	3086	470	67	260	327
14	3556	470	47	280	327
15	4026	470	24	303	327
				Kokku	4907

Tabel 3. Tasuvusaeg

	aastat
Lihttasuvusaeg	6,0
Diskont. Tasuvusaeg	8,4

LISA 3. Pumpelektrijaama ja gaasiturbiini omahinna arvutused

Tabel 1. PEJ ja gaasiturbiini omahinna arvutuste lähteandmed

PEJ võimsusühiku hind (Manivald Kruupi andmetel)	0,9 MEUR/MW
Gaasiturbiini võimsusühiku hind (EE tootmisportfelli mudelist)	0,5 MEUR/MW
PEJ seadmete* tööiga (Manivald Kruupi andmetel)	40 aastat
Gaasiturbiini tööiga (EE tootmisportfelli mudelist)	30 aastat
IRR (kapitali aastane tootlikus) esimesed 20 aastat	10%
PEJ O&M (juhtimisarvestuse andmed)	10 EUR*kW/a
Gaasiturbiini O&M (EE tootmisportfelli mudelist)	20 EUR*kW/a
Aastane töötundide arv (kokku on 8760 t)	2190 t
CO2 prognoositav hind 2014. aastal	40 EUR/t
Gaasiturbiini CO2 kvoodi kulu (diab. SÕEJ 1/3 sellest)	19,2 EUR/MWh
Gaasiturbiini muutuvkulud 2014 (tootmisportfelli mudelist)	99,5 EUR/MWh

*Rajatiste tööiga on palju pikem, kuni 100 aastat.

Tabel 2. Täiendavad lähteandmed

IRR	10%	aasta	2014	Kogu el. hinna tõus	25%
20	esimest aastat	CO2 hind		40	EUR/t

Tabel 3. Jaamade kapitalikulude arvutusja lisaandmed

Jaam	Valmiks aastal	Maht mln m ³	Kõrgus m	Võimsus MW	Energia maks. MWh	Hind MEEK	MW hind MEEK/MW	SE MWh hind MEEK/MWh	Kapitalikulu kr/kWh	O&M kr/kWh	Kasutegur	Tööiga a	Tippvõim. aeg h
Panga PEJ 1	2014	20	62	200	3000	3000	15,00	1,00	0,51	0,07	0,8	40	15
Panga PEJ 2	2017	100	62	1000	15000	14000	14,00	0,93	0,48	0,07	0,8	40	15
Gaasiturbiin (GT)							7,80		0,36	0,14	0,4	30	sõltub hoidlast

Tabel 4. Prognositavad turuhinnad Nord Pooli turul 2014. aastal (Allikas: Nord Pool)

Turuhinnad	EUR/MWh	kr/kWh	Madal hind kõrgest
Madal	44	0,6864	44%
Kõrge	100,23	1,56351	
Keskmine	72	1,12496	

Tabel 5. Toodangu omahind, kr/kWh

Jaam	Omahind jaamas , kr/kWh		Müügitulu
	madala turuhinnaga ostes	kesmise turuhinnaga ostes	kr/kWh
Panga PEJ 1	1,442	1,9899	0,12181137
Panga PEJ 2	1,407	1,9556	0,156057945
Gaasiturbiin	2,35	2,35	-0,78437438

Tabel 6. Toodangu omahind, EUR/MWh

Jaam	Omahind jaamas , EUR/MWh		Müügitulu
	madala turuhinnaga ostes	kesmise turuhinnaga ostes	EUR/MWh
Panga PEJ 1	92,42	127,56	7,808421145
Panga PEJ 2	90,22	125,36	10,00371444
Gaasiturbiin	150,5	150,51	-50,2804092

Tabel 7. Gaasiturbiini omahinna arvutus

Gaasiturbiini muutuvkulud		Gaasiturbiini CO2 kulu		Gaasiturbiini omahind	
EUR/MWh	kr/kWh	EUR/MWh	kr/kWh	EUR/MWh	kr/kWh
99,5	1,55	19,2	0,30	150,5	2,35

Tabel 8. PEJ ja gaasiturbiini toodangu omahinna erinevus

Gaasiturbiiniga toodetud kWh omahind kallim PEJ omast	
...kui PEJ ostab elektrit sisse madala turuhinnaga	...kui PEJ ostab elektrit sisse keskmise turuhinnaga
40%	17%