

TUULIKUTE VÄLJUNDVÕIMSUSTE TASAKAALUSTAMISE VÕIMALUSI

Kaupo Toom*, Tõnis Peets, Andres Annuk

Eesti Maaülikooli tehnikainstituut
F.R. Kreutzwaldi 56, Tartu 51014
e-post: kaupo.toom@emu.ee

ABSTRACT. *Possibilities for balancing wind generators' output power.* Wind is, compared to solar irradiation, a highly stochastic energy source; therefore forecasting wind generator output power is complicated. The aim of this study was how to better fit wind generators (their output power) into energy systems. We studied two options: cutting off wind parks output power chart peaks and combining wind generators with PV panels and batteries. The first way to reach to aim of this study was to analyse different wind park data for finding methods to correct forecast error of output power. Pakri and Aulepa wind parks were chosen. Pakri wind park is located in the best wind conditions in Estonia and Aulepa wind park is located in an average site in a coastal area.

The second way to reach to aim of this study was increasing the proportion of renewable fraction, thereby reducing the need of obtaining electrical power from the grid, at different deviations of the unit consumer's graph, but at the same time the average consumption of the year stays the same. The other important variable in the calculations is the battery size. The solar irradiation data was acquired from Estonian Meteorological and Hydrological Institute (EMHI) Tõravere database and wind data from Tiirikoja database.

Keywords: wind generator's output power, balancing, forecast error, renewable fraction, solar irradiation, battery.

Sissejuhatus

Taastuvenergia osatähtsus suureneb, järjest enam tuuleparke, koostootmisjaamasid ja biogaasijaamasid ehitatakse ning ühendatakse elektrivõrku. Erinevatest taastuvenergia liikidest on kõige kiiremini kasvanud tuulest toodetud energia. Tuulegeneraatorite väljundvõimsus võib muutuda tulenevalt tuulevõimsuse kuupsõltuvusest tuulekiirusest kiirelt (kuni 80% generaatori nimivõimsusest kahe tunni jooksul (Kilk 2007)), kuid energiasüsteemis peab tootmine ja tarbimine olema pidevalt tasakaalus. Elektrisüsteemis vastutab selle eest ülekandevõrgu operaator (Eestis on selleks Elering). Kasvav tuuleenergia osakaal nõuab suuremat kogust reserv energiatootmis ja -salvestus võimsusi, et hoida energiasüsteemi bilans tasakaalus (Eriksen, Orths, 2008). Kõik elektrienergia tootjad peavad võrgu operaatorile esitama 24 tundi ette oma planeeritava toodangumahu iga tunni kohta, et võrguoperaator saaks planeerida vajalikke muudatusi elektrisüsteemis. Tootmismahтусid on võimalik üks

kuni kolm tundi enne kokkulepitud aega väikses mahus korrigeerida (Klessmann *et al.*, 2008). Tuulegeneraatorite poolt tegelikult toodetud ja prognoositud võimsuse vahest tekkiv puudujääk tuleb võrgu tasakaalus püsimiseks hankida kusagilt mujalt, mis toob kaasa lisakulutusi. Tuulegeneraatoritelt saadavat võimsust on palju keerukam prognoosida, kui näiteks hüdroelektrijaama puhul. Tegelik tuulikute väljundvõimsus erineb tihti prognoositust. Kõige keerukam on prognoosida väljundvõimsusi, kui tuulekiirused on vahemikus 6–10 m s⁻¹, kuna tuulegeneraatori väljundvõimsus muutub kõige rohkem selles vahemikus. Prognoosimisel tekkivaid vigu tuleks minimeerida.

Metoodika

Prognoosi vead

Tuulikute väljundvõimsuste prognoosimisel tekkivate vigade analüüsil on kasutatud Pakri ja Aulepa tuuleparkide andmeid. Antud tuulepargid asuvad Eesti rannikualal, kus on head tuuletingimused. Pakri tuulepargis on kaheksa Nordex N-90 tüüpi tuulik, mille ühikuvõimsus on 2,3 MW, seega koguvõimsus 18,4 MW. Antud tuulepark on ehitatud Eestis kõige parematesse tuuletingimustesse (Pakri Wind Park, 2012). Aulepa tuulepargis on 13 WinWind WWD-3 tüüpi tuulik, mille ühikuvõimsus on 3 MW ning pargi koguvõimsus 39 MW. Tulemused üldistasime suhtelistes ühikutes (pu). Suhteline ühiku ulatus on 0–1, kus 1 vastab tuulepargi nimivõimsusele.

Prognoosil tekkivate vigade leidmisel kasutatakse peamiselt kolme meetodit: ruutkeskmine viga (RMSE) (1) (Boone, 2005; Madsen, 2004; Traiteur, 2011), keskmine absoluutne suhteline viga (MAPE) (2) ja keskmine suhteline viga (MPE) (3) (Rosen *et al.*, 2007).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_a - P_f)^2} \quad , \quad (1)$$

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_a - P_f}{P_a} \right| \cdot 100 \quad , \quad (2)$$

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{P_a - P_f}{P_a} \cdot 100 \quad , \quad (3)$$

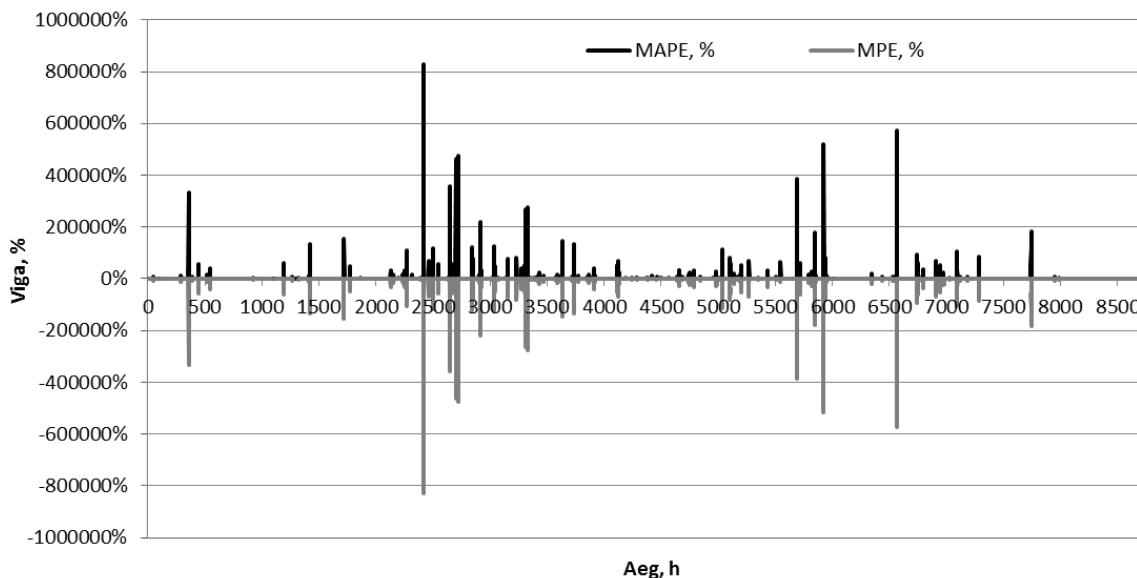
kus

P_a on tuulepargi mõõdetud väljundvõimsus;
 P_f – prognoositud tuulepargi väljundvõimsus.

Kui MPE näitab vea polaarsust, siis MAPE vea ulatust.

Jooniselt 1 selgub, et MAPE ja MPE väärtused võivad muutuda väga suurtes piirides. Kui vaadata MAPE-t ja teisi suurusi vahemikus 0–0,1 tuulepargi nimivõimsusest, siis keskmine MAPE oli 4222% ja maksimum 828 851%. Keskmine prognoosi RMSE oli 0,03 pu. Probleem on selles, et MAPE-t väljendatakse protsentides, mis ei pruugi alati õiget ülevaadet anda.

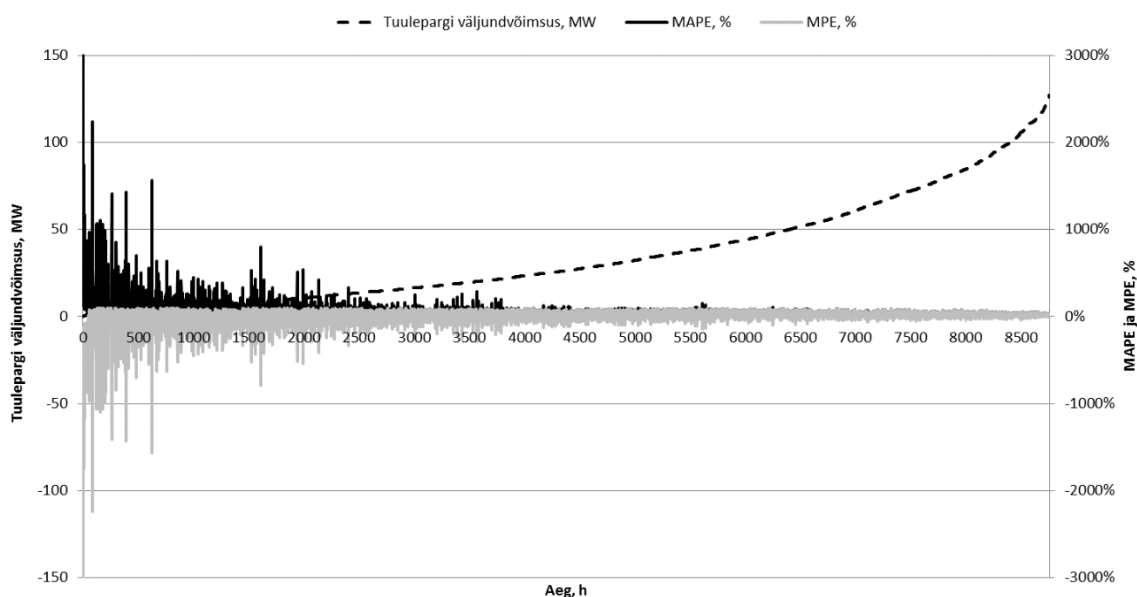
Absoluutsed tootmisvõimsuste prognoosivead on enamasti väikesed. Kui MAPE on üle 100%, siis suuremad MPE väärtused on negatiivsed. Kuigi jooniselt 1 selgub, et MPE väärtused oleks enamasti negatiivsed, siis tegelikult on üle ja alla prognoosimist peaaegu võrdselt (positiivsed ja negatiivsed MPE suurused).



Joonis 1. Pakri tuulepargi prognoosi MAPE ja MPE graafik
Figure 1. Pakri wind park forecast MAPE and MPE chart

Joonisel 2 on kujutatud Eesti tuuleparkide kumulatiivne väljundvõimsus, et näha paremini valitsevaid trende, MAPE ja MPE on märgatavalt suured siis, kui tuuleparkide väljundvõimsus on väike. Samuti suurimad MAPE väärtused esinevad enamasti koos

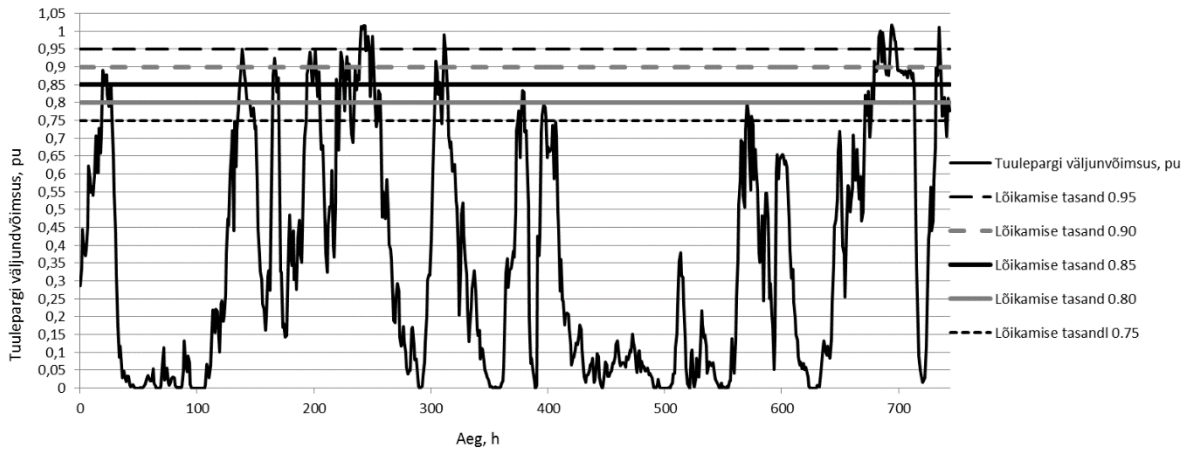
negatiivsete MPE suurustega. Negatiivne MPE väärtus tähendab, et on prognoositud rohkem kui tegelikult toodetud. Jooniselt 1 ja 2 selgub, et enam kasutatud MAPE ei ole alati kõige parem viis tuuleparkide väljundvõimsuste prognoosiandmete analüüsimiseks.



Joonis 2. Eesti tuuleparkide kumulatiivsed tunnikeskmsed väljundvõimsused ja nende MPE ja MAPE (1/1/2011–31/12/2011) (Planned...2012)
Figure 2. Cumulative wind hourly averaged capacities in Estonia and these MPE and MAPE (1/1/2011–31/12/2011) (Planned...2012)

Joonisel 3 on esitatud üks võimalusi vähendada prognoosivigu, milleks on tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamine (Annuk *et al.*, 2010). Ära lõigatud energiat saaks kasutada näiteks vesiniku tootmiseks, mille tehnoloogiat on vaadelnud oma artiklis Andrijanovitš *et al.*, 2010. Selle tehnoloogiaga oleks võimalik energiat salvestada ning tuulevaiksetel perioodidel uuesti elektrit toota. Tuulest saadud energia kasutamist on käsitletud artiklis Lepa *et al.*,

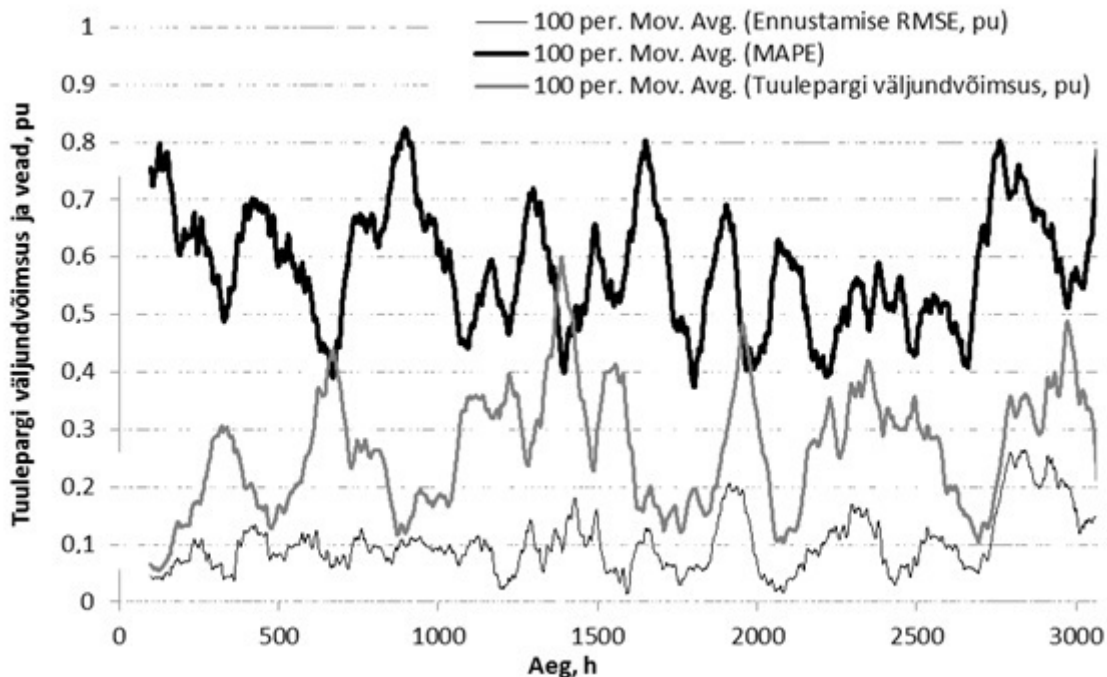
2010. Selgub, et tuuleenergiat on võimalik mõningatel juhtudel soojusvõrkudes kasutada, aga kerkivad esile ka mõned probleemid. Tootmise ja tarbimise graafikud on aastaajati erinevad. Kuna Eestis puuduvad täna tuuleparkide vajadustele vastavad elektrienergia salvestusmahud (näiteks hüdro-pump elektrijaam), siis oleks võimalik väikseid lokaalseid soojusvõrke kasutada tipuenergia salvestamiseks.



Joonis 3. Pakri tuulepargi väljundvõimsus ja selle lõikamise tasandid (1/1/2011–31/1/2011)
Figure 3. Pakri wind park power production chart and this cutting levels (1/1/2011–31/1/2011)

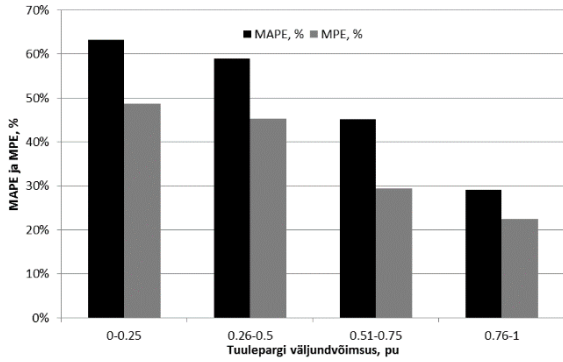
Jooniselt 4 selgub, et mida suurem on tuulepargi väljundvõimsus, seda väiksem on MAPE ja vastupidi. Prognoosi RMSE suureneb kui tuulepargi väljundvõimsus suureneb. Vaadeldud perioodil keskmine tuulekiirus oli $4,4 \text{ m s}^{-1}$, keskmine MAPE 58,8% ja keskmine RMSE 0,135.

Joonisel 5 selgub, et MAPE ja MPE suurus on suuremad tuulepargi väiksematel väljundvõimsustel. See aga tähendab, et lõigates tuulepargi tootmisgraafiku tippe, muutuvad MAPE ja MPE suuremaks.



Joonis 4. Aulepa tuulepargi tootmisgraafik koos prognoosi RMSE ja MAPE graafikutega (1/8/2009–31/12/2009)

Figure 4. Aulepa Wind Park production chart with forecast RMSE and MAPE chart (1/8/2009–31/12/2009)

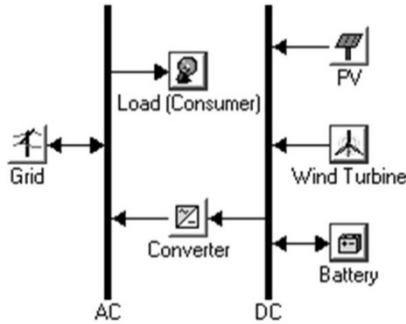


Joonis 5. MAPE ja MPE proportsioonid Aulepa tuulepargis (1/8/2009–31/12/2009)

Figure 5. MAPE and MPE of proportional power in Aulepa Wind Park (1/8/2009–31/12/2009)

Tuule-päikese PV hübriidsüsteem

Võrku ühendatud taastuvenergia süsteem koosneb tarbijast, tuule generaatorist, päikse paneelidest, DC/AC konverterist ja salvestusseadmetest (joonis 6).



Joonis 6. Tuule-päikese PV hübriidsüsteem (Homer Energy, 2011)
Figure 6. System wind-PV solar hybrid system

Analüüsil on kasutatud tüüpilise Eesti maakoha talu aasta elektritarbimise mõõtetulemusi (E. Jõgi). Tarbija juures mõõdetud aasta keskmine tunni tarbimine oli natuke rohkem kui 1 kWh. Et üle kanda mõõdetud tarbimisgraafiku kuju ühiktarbija graafikule mille aasta keskmine võimsus on $P_{mean} = 1$ kW kasutame järgnevat valemit:

$$P_C = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_{Ri}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{meani}} \cdot P_R \quad (4)$$

kuna $\sum_{i=1}^{8760} P_{meani} = 1 \text{ kW}$

- kus
- P_C on 1 kW ühiktarbija energia tarbimine tunnis, kW;
 - P_R – mõõdetud tarbija energia tarbimine tunnis, kW;
 - P_{mean} – ühiktarbija keskmine energia tarbimine, kW.

Valemis 4 'energia tarbimine' tähendab tarbitud tunni keskmist võimsust kW-des. Samal ajal on see kirjeldatud kui energia tarbimine kWh/h. Selline lähenemine võimaldab andmeid võrrelda ja annab ka praktilise väljundi. Kui me hindame erinevaid tarbijaid, saame graafiku korrutada lihtsalt vastava konstandiga. Standardhälve on leitud aastastest tarbimisest ning antud juhul on $\sigma = 0,76$ kW. Kui keskmine energia tarbimine tunnis $P_C = 1$ kW, siis standardhälbe ja suhtelise standardhälbe arvulised väärtused on samad. Tarbimisgraafikute kujutamiseks erinevate standardhälvete juures, kui keskmine tarbimine jääb samaks kasutame valemit 5:

$$P_\sigma = P_C + (P_{mean} - P_C) \cdot \sigma \quad (5)$$

- kus
- P_σ on ühiktarbija energia tarbimine muudetud standardhälbega, kW;
 - P_C – 1 kW ühiktarbija energia tarbimine tunnis, kW;
 - P_{mean} – ühiktarbija keskmine energia tarbimine tunnis, kW;
 - σ – standardhälve.

Päikese kiirusandmed on võetud Tõraverest, kuna kirjeldab kõige paremini Eesti keskmist (Tomson, 2000). Tuule andmed on Eesti Meteoroloogia ja Hüdroloogia Instituudi (EMHI) Tiirikoja vaatluspunktist. Ühik tuulegeneraatori väljundvõimsus on arvatud iga tunni kohta, kus tuuleandmed on teisendatud kõrgusele 30 m ja väljundvõimsus on leitud lähtudes järgmistest tehnilistest piirangutest:

$$v < 2.5 \text{ m s}^{-1} \Rightarrow P = 0 \text{ kW} \text{ ja kui } v > 12 \text{ m s}^{-1}, P = 1 \text{ kW} \text{ (Pöder et al., 2009).}$$

$$P = 0.0078 \cdot v^2 - 0.0229 \cdot v + 0.00866022 \quad (6)$$

- kus
- v on tunni keskmine tuule kiirus, m s^{-1} ;
 - P – väljundvõimsus, kW.

DC/AC konverter on valitud kasuteguriga 90%. Energia salvestamiseks on kasutatud spetsiaalseid sügavühendus tsükliga akusid mahtuvusega 200Ah. Akud on nelja kaupa jadamisi ühendatud, mis annab väljundpingeks 48 V. Ühiktarbija keskmine võimsusvajadus on 1 kW, mis tähendab 8760 kWh tarbimist aastas. Et katta erinevad kaod nii salvestusseadmetes, inverteris, suurendame veidi tuule generaatori ja päikesepaneelide energiatoodangut, mis on 10 000 kWh/aasta.

Tulemused

Prognoosi vead
Tabelis 1 on näha tulemused Pakri tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamise kohta erinevatel tasanditel. Prognoosi RMSE väheneb, kui tippe lõigata. MAPE ei muutu märgatavalt. Keskmine

prognoosimise RMSE Pakri tuulepargis oli 0,125 pu. Keskmise prognoosimise RMSE Eestis on 0,134 pu (Wind power in Estonia, 2010). Näiteks Saksamaal on sama näitaja 0,106 pu ja Taanis 0,084 pu. Paremad

tulemused tulenevad põhiliselt sellest, et tuuleparkide koguväljundvõimsused on suuremad ja kogemusi prognoosimise osas on ka rohkem.

Table 1. Pakri tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamine
Table 1. Cutting off production chart peaks in Pakri wind park

Lõikamise tasand, pu <i>Cutting level, pu</i>	Väljund võimsus, pu <i>Output power, pu</i>	Allesjääv energia, % <i>Remaining energy, %</i>	MAPE, %	Prognoosi RMSE, pu <i>Forecast RMSE, pu</i>	Prognoosi RMSE vähenemise % <i>Forecast RMSE decreasing %</i>
Ilma lõikamata / <i>No cutting</i>	0,277	100	52,2	0,125	–
0,95	0,267	94,8	52,4	0,124	2,9
0,90	0,261	92,0	52,6	0,122	4,3
0,85	0,245	84,3	53,3	0,119	6,8
0,80	0,234	79,0	53,7	0,116	9,0
0,75	0,218	71,2	54,8	0,115	10,3

Tabelis 2 on toodud tulemused Aulepa tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamise kohta erinevatel tasanditel. Prognoosi RMSE väheneb, kui tippe

lõigata. MAPE ja MPE muutub vähe. Keskmise prognoosi RMSE Aulepa tuulepargis oli 0.135 pu.

Table 2. Aulepa tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamise tulemused
Table 2. Cutting off production chart peaks in Aulepa wind park

Lõikamise tasand, pu <i>Cutting level, pu</i>	Allesjääv energia, % <i>Remaining energy, %</i>	Prognoosi RMSE, pu <i>Forecast RMSE, pu</i>	MAPE, %	MPE, %
0,80	94,5	0,134	59,3	45,0
0,70	86,2	0,130	60,0	45,6
0,60	74,1	0,123	61,1	46,5
0,50	61,5	0,112	61,9	47,7
0,40	47,6	0,098	62,7	48,9
0,30	32,4	0,077	62,8	49,2

Tabelis 3 on esitatud Pakri tuulepargi keskmised prognoosi RMSE-d, mis jaotatud nelja vahemikku. Selgub, et 79,5% aastast oli tuulepargi väljundvõimsus

alla 0,5 pu. Kui lõikame 0,9 tasandilt, siis ärälõigatav väljundvõimsuse osa on 2,3%.

Table 3. Pakri tuulepargi keskmine prognoosi RMSE
Table 3. Average forecast RMSE in Pakri windpark

Väljundvõimsus / <i>Output power, pu</i>	0–0,25	0,25–0,5	0,5–0,75	0,75–1
Keskmine prognoosimise RMSE, pu <i>Average forecast RMSE, pu</i>	0,0860	0,1509	0,1941	0,2557
Väljundvõimsuse tundide osakaal, % <i>Number of hours of Wind Power, %</i>	58,2	21,3	11,2	9,3

Tabel 4 annab võrdleva ülevaate Eesti ja Lõuna-Saksamaa tuuleparkide kohta (Wind power in South-Germany, 2012). Maksimaalne prognoosi viga võib

mõnikord olla 72% tegelikust kogu Eesti tuuleparkide väljundvõimsusest. Pakri tuulepargis oli see 74%.

Table 4. Kokkuvõtte aastal 2010 Eestis, 2011 Eestis ja Saksamaal
Table 4. Summary of year 2010 in Estonia, 2011 in Estonia and Germany

Aasta <i>Year</i>	Keskmine väljundvõimsus, MW <i>Average wind power, MW</i>	Maksimaalne väljundvõimsus, MW <i>Maximum wind power, MW</i>	Keskmine MAPE, % <i>Average MAPE, %</i>	Keskmine prognoosimise RMSE, MW <i>Average forecast RMSE, MW</i>	Maksimaalne prognoosimise RMSE, MW <i>Maximum forecast RMSE, MW</i>
2010 Eesti/Estonia	34,2	127,8	50,5	11,7	92,4
2011 Eesti/Estonia	43,3	161,7	53,0	11,4	83,6
2011 Saksamaa/Germany	48,0	458,0	46,6	15,5	230,0

Tuule-päikese PV hübriidsüsteem

Juhul kui tuule-päikese PV hübriidsüsteemis võtta energiat minimaalselt välisvõrgust, siis päiksepaneeli ja tuulegeneraatori omavaheline suhe oleks 30/70 (Annuk, 2011; Caralis, 2011). Kasutades seda suhet, on meil parimad süsteemi tasakaalustamise võimalused (näiteks suurim taastuvenergia osakaal tarbimises, tulemused on sarnased allikatele (Annuk,

2011; Caralis, 2011). Seda suhet on kasutatud ka siis, kui akud on süsteemi lisatud, et vähendada veel võrgust võetava energia kogust. Selleks tuleb piirata võrgust võetavat võimsust. Andmete (tabel 5) analüüs näitab, et akude lisamine aitab suurendada taastuvenergia osakaalu ja vähendada energia kogust võrgust tarbimises.

Tabel 5. Salvestamise vajadus erinevatel võrgust võetavatel võimsuse piirangutel võrgust
Table 5. Storage needs on different levels of limiting capacities for energy from grid

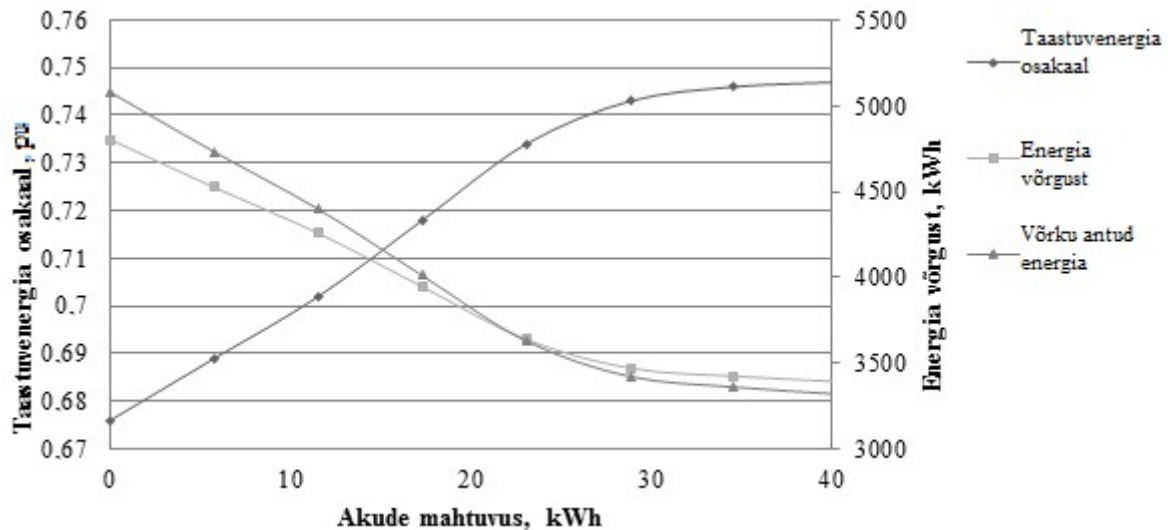
Piiratud võimsus võrgust, P_P , kW <i>Limit capacity of energy from grid, P_P, kW</i>	Salvestamise mahtuvus, W_{St} , kWh <i>Storage capacity, W_{St}, kWh</i>	Võrgust võetud energia, W_{Gp} , % <i>Obtained energy from grid, W_{Gp}, %</i>	Taastuvenergia osakaal, W_R , % <i>Renewable fraction, W_R, %</i>	Salvestamise puudujääk, W_{Sh} , % <i>Capacity shortage, W_{Sh}, %</i>
3	0	32	68	0,46
	9,6	32	68	0
	19,2	32	68	0
2,5	0	31	68	1,92
	9,6	30	69	0
	19,2	30	70	0
2	0	31	69	5,57
	38,4	27	73	0,21
	48	26	74	0
	57,6	26	74	0
1,5	0	29	71	12,7
	67,2	21	79	1,4
	76,8	21	79	1,19
	86,4	21	79	0,99
1	0	25	75	25
	86,4	16	84	4,77
	480	13	87	1,13
	576	13	87	0,64

Antud juhul on otstarbekas võrgust võetavat võimsust piirata 1,6 kW juures, kuna väiksema väärtuse juures suureneks vajamineva salvestamise mahtuvus hüppeliselt. 1,6 kW juures on vajaminev akude mahtuvus 59 kWh ja võrgust võetava energia osakaal 23%. Tabelis 6 on esitatud tulemused taastuvenergia osakaalu suurendamise kohta, kui tarbimisgraafiku standardhälbe $\sigma = 0,76$ kW.

Tabelist 6 selgub, et akude lisamine suurendab taastuvenergia W_R , vähendab võrgust võetava energia vajadust W_{Gp} ja vähendab energiahulka, mis antakse võrku W_{Gf} . Korrelatsioonid akude mahtuvuse taastuvenergia osakaalu, võrgust võetava ja võrku antava energia koguste vahel on näha ka joonisel 7.

Tabel 6. Parameetrid hübriidsüsteemis kui $\sigma = 0.76$ kW
Table 6. The parameters of the hybrid system when $\sigma = 0.76$ kW

Aku mahtuvus W_B , kWh <i>Battery, capacity W_B, kWh</i>	Energia võrgust, W_{Gp} , kWh <i>Energy from grid, W_{Gp}, kWh</i>	Kogu saadud energia W_T , kWh <i>Total energy received W_T, kWh</i>	Võrku antud energia W_{Gf} , kWh <i>Energy fed to the grid W_{Gf}, kWh</i>	Maksimaalne võimsus võrgust P_L , kW <i>Maximal power from the grid P_L, kW</i>	Taastuvenergia osakaal W_R <i>Renewable fraction W_R</i>	Toodetud energia W_{Bl} , kWh <i>Produced energy W_{Bl}, kWh</i>
0	4803	14843	5079	0	0,676	1004
5,76	4524	14564	4731	2,5	0,689	996
11,52	4257	14297	4397	2,4	0,702	989
17,28	3945	13984	4010	2,2	0,718	983
23,04	3637	13676	3628	2	0,734	972
28,8	3470	13509	3421	1,9	0,743	967
34,56	3423	13462	3360	1,9	0,746	966
40,32	3392	13431	3319	1,9	0,747	965



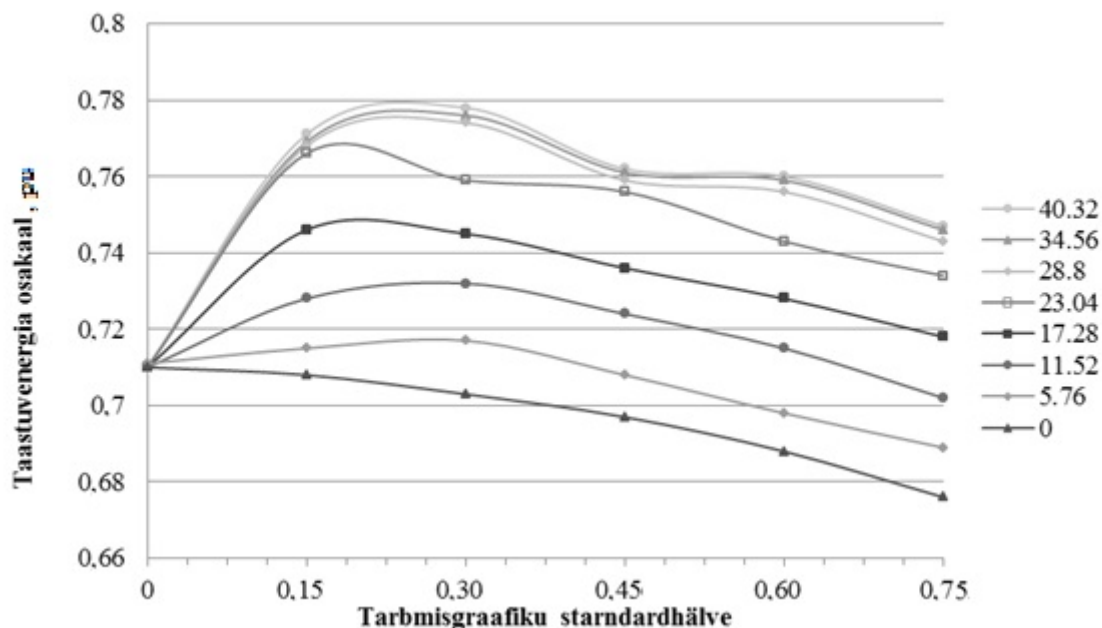
Joonis 7. Taastuenergia osakaal, võrgust võetav ja võrku antava energia koguste sõltuvus akude mahtuvusest, tarbimisgraafiku standardhälbe $\sigma = 0,76$ kW juures

Figure 7. Renewable fraction, energy obtained from the grid and given to the grid dependency on the batteries capacities, with dispersion $\sigma = 0.76$ kW of the consumption chart

Taastuenergia osakaalu suurenemine on akude lisamisel lineaarne kuni mahtuvuseni 23,0 kWh, samal ajal võrgust võetav energia kogus väheneb suuruseni, mis on väiksem kui võrku antav energia.

Joonisel 8 on näha akude mahtuvuse mõju taastuenergia osakaalule tarbimises erinevate tarbimisgraafiku standardhälvete juures. Kui standardhälvet

suurendada ilma, et akusid oleks süsteemi lisatud, siis taastuenergia osakaal väheneb. Kui akusid lisada, siis taastuenergia osakaal suureneb ja saavutab maksimumi $W_R = 0,779$ kui $\sigma = 0,25 \pm 0,05$ kW. Lisades akude mahtuvusi üle 23 kWh ei suurenda see märkimisväärselt taastuenergia osakaalu.



Joonis 8. Akude mahtuvuse mõju taastuenergia osakaalule erinevate tarbimisgraafiku standardhälvete juures

Figure 8. Influence of battery capacity to renewable fraction in several standard deviations values of consumption curve

Järeldused

1. Prognoosi vigade hindamise peamised kolm meetodit on ruutkeskmine viga (RMSE), keskmine absoluutne suhteline viga (MAPE) ja keskmine suhteline viga (MPE), kus MAPE ja MPE ei anna

teatavatel tingimustel olukorrast adekvaatset ülevaadet.

2. Andmete analüüsist selgub, et kõige enam ja suuremad prognoosi vead on tuulepargi suhteliste väljundvõimsuse vahemikus 0,5–0,8. Mida suurem on

tuulepargi väljundvõimsus, seda väiksem on MAPE (keskmine absoluutne suhteline viga) ja vastupidi. Ruutkeskmine viga (RMSE) suureneb tuulepargi väljundvõimsuse suurenemisega. Tuulepargi tootmisgraafiku tippude lõikamisel ruutkeskmine viga väheneb, keskmine absoluutne suhteline viga (MAPE) ja keskmine suhteline viga (MPE) ei muutu väga palju.

3. Tänapäeval kasutatakse tuule-päikese PV hübriidsüsteemi kahel viisil: autonoomselt ja võrku ühendatuna. On väga oluline võrku ühendatud süsteemis, et minimaalselt kasutatakse energiat võrgust ja saavutatakse niimoodi võimalikult suur taastuvenergia osakaal optimaalse konfiguratsiooni juures ning ei kasutata teisi energiaallikaid. Seega väheneb energiasõltuvus ning energia julgeolek paraneb. Analüüsist selgub, kui akud on lisatud võrku ühendatud tuule-päikese PV süsteemi, siis taastuvenergia osakaal on suurim tootmisgraafiku standardhälbe $\sigma = 0,25 \pm 0,05$ kW juures. Kui standardhälbe väärtus on suurem või väiksem, siis taastuvenergia osakaal väheneb. Seega tarbimisköver ei tohiks olla liiga lame.

Tänuavaldus

Autorid avaldavad tänu EMHI töötajatele hea koostöö eest tuule- ja päikeseandmete hankimisel.

Kasutatud kirjandus

- Andrijanovitš, A., Egorov, E., Lehtla, M., Vinnikov, D. 2010. New Method for Stabilization of Wind Power Generation Using Energy Storage Technology. *Agronomy Research*. Ed. by R. Lillak, No. 8 (S1) p. 12–24.
- Annuk, A., Pikk, P., Kokin, E., Karapidakis, E., Tamm, T. 2011 Performance of wind-solar integrated grid connected energy system. – *Agronomy Research*, Vol. 9, No. 1–2, p. 273–281.
- Annuk, A., Tammoja, H., Agabus, H., Toom, K., Tamm, T. 2010. Possibilities for Correcting Forecast Errors by Cutting off Production Chart Peaks. – *Agronomy Research*. Ed. by R. Lillak, No. 8(S1), p. 25–32.
- Boone, A. 2005. Simulation of short-term wind speed forecast errors using a multivariate ARMA(1,1) time-series model. – Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- Caralis, G., Delikaraoglu, S., Zervos, A. 2011. Towards the optimum mix between wind and PV capacity in the Greek power system. – In: *European Wind Energy Conference & Exhibition Scientific Proceedings Brussel- Belgium*, p. 75–79.
- Eriksen, P.B., Orths, A. 2008. The challenges and solutions of going from 20 to 50 percent of wind energy coverage in Danish power system until 2025. *Workshop proceedings of '7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power in to Power Systems as well as on transmission Networks for Offshore Wind Farms' in Madrid, Spain, 26–27 May, 2008.*
- Homer Energy <http://homerenergy.com/> (05.11.2012)
- Kilk, K. 2007. Piirangud juhuslikele genereeriva võimsuse muutustele Eest süsteemis – maksimaalselt võimalik installeeritud tuulikute võimsus. http://www.tuuleenergia.ee/uploads/File/Maksimaalne_tuulevoimsus_Eestis.pdf (05.11.2012)
- Klessmann, C., Nabe, C., Burges, K. 2008. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain and the UK. *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 10, 2008, p. 3646–3661.
- Lepa, J., Annuk, A., Toom, K., Jürjenson, K., Pennar, M., Palge, V. 2010. Wind Power in Heat Energy Systems. – *Agronomy Research*. Ed. by R. Lillak, No. 8(S1), p. 141–148.
- Madsen, R.H. 2004. A protocol for standardizing the performance evaluation of short-term wind power prediction models. – *Technical University of Denmark, IMM, Denmark, Tech. Rep.*
- Pakri tuulepark. <http://www.4energia.ee/projektid/pakri-tuulepark/> (02.12.2012)
- Tuuleparkide tegelik ja planeeritud toodang. <http://elering.ee/tuuleparkide-tegelik-ja-planeeritud-toodang/> (02.12.2012)
- Pöder, V., Lepa, J., Palge, V., Peets, T., Annuk, A., 2009. The Estimation of Needed Capacity of a Storage System According to Load and Wind Parameters. – *Oil Shale*, 26 (3S), p. 283–293.
- Rosen, J., Tietze-Stöckingen, I., Rentz, O. 2007. Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. – *Energy* 32(4), p. 575–583.
- Tomson, T. 2000. *Helioenergeetika (Helio Energetics)*. Humare, Tallinn, p. 136.
- Traiteur, J.J. 2011. A short term ensemble wind-speed forecasting system for wind power applications. – Ph.D. dissertation, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- Wind power in Estonia. Elering OÜ. 2010. <http://elering.ee/tuuleenergia-uuring/> (02.12.2012)
- Wind power in South-Germany. <http://transnetbw.com/key-figures/renewable-energies-res/wind-infeed/?app=wind&activeTab=csv&auswahl=month&selectMonat=3> (02.03.2012)

Possibilities for balancing wind generators' output power

Kaupo Toom, Tõnis Peets, Andres Annuk

Summary

The importance of renewable energy is growing. More and more wind parks, CHP-s and biogas stations are being erected and connected to the electrical grid. Of the range of different renewable resources, the proportion and growth of wind generated electricity is the highest. Due to the stochastic nature of wind, the output of wind generators changes quickly, but the

production and consumption in the energy system must be in balance. The actual production from wind generators and the forecasted energy are usually different and this energy must be obtained somewhere else, which means extra expense. Wind generator output power is harder to forecast than for example heat power plant output. Errors in forecasting should be minimized.

The aim of the research was to find ways to balance wind generators' output power. Wind generators with greater power must forecast their production and send information to TSO. To reduce errors on forecasting, wind generators production chart peaks could be cut. To balance small wind generators, PV panels and batteries could be added to systems.

Data from Pakri and Aulepa wind park was collected and analysed from different angles. At the beginning of the research the data series were shorter. Then methodology and hypotheses were developed, which were also confirmed on long data series. Forecast errors were calculated and the results compared with wind parks in Estonia, Germany and Denmark. Single wind park results are comparable with Estonian wind parks total.

Wind data was also collected from Tiirikoja (EMHI), solar irradiation data was collected from Tõravere (EMHI) and annual electricity consumption data from an Estonian typical countryside dwelling (E. Jõgi). Data have been used in a system, where a wind generator, PV panel and battery are added. Different parts of the system and their sizes, also their production, are explored and analysed, so that the system would be optimal to the unit consumer.

Results and conclusions:

1. The forecast error is estimated by three methods: Root Mean Square Error (RMSE), Mean Absolute Percentage Error (MAPE) and Mean Percentage Error (MPE), where MAPE and MPE don't give an adequate picture of the situation in certain circumstances.

2. Analysis of the data reveals, that the biggest forecast errors could be observed when the wind park output power was in the range of 0.5–0.8. The higher the wind park output power, the lower is MAPE, and vice versa. The forecast error increases as the wind park output power increases. The forecast error decreases as the production chart peaks are cut off. MAPE and MPE do not change significantly.

3. Nowadays PV-wind hybrid systems are used in two ways: autonomous and grid connected. It is important for a grid-connected system to minimize energy from the grid and to have the highest share of renewable fraction possible, while having an optimal configuration and not using other fuels. It is important, since by doing so energy dependence is decreased and therefore energy security is increased. When batteries are added to the grid-connected wind-PV system, the renewable fraction is the highest at the standard deviation is $\sigma = 0.25 \pm 0.05$ kW of the consumption curve. If the value is higher or lower, the renewable fraction decreases. Therefore the consumption curve should not be too flat.