

ENERGIA TARBIMISE SOBIVUS TUULEGENERAATORITE VÕIMSUSEGA

Vahur Pöder, Andres Annuk
Eesti Maaülikooli tehnikainstituut, Kreutzwaldi 56, Tartu 51014
e-mail: vahur.poder@emu.ee

ABSTRACT. This is an overview paper about thesis for applying for the degree of Doctor of Philosophy in Energy Use; defended on 2011 in Estonian University of Life Sciences.

The aim of this thesis was to describe efficient autonomous wind energy system (with maximum power utilization and reliable energy supply). The autonomous system consists of wind generator and storage device. Data from a group of small-power wind generators was obtained and their power curves analyzed. A second order polynomial was created to describe the normalized power curve of wind generator. The concept of an energy lull was introduced to describe periods without energy production due to periods without wind. The annual mean capacity of a small wind turbine generator was calculated by using a normalized power curve for six different locations in Estonia. The length of energy lulls was found from wind data and method for calculation of energy lull probability was proposed.

Keywords: wind energy systems, energy lulls, power curves of wind generators.

Sissejuhatus

Taastuenergia osatähtsus Eestis on erinevate arengukavade toel kiiresti kasvamas. Kogu energiatarbest peaksid taastuvad energiaallikad 2020. aastaks moodustama 25% ja nende abil saadud elektri osatähtsus peaks olema vähemalt 15%. (Eesti..., 2009; Eesti..., 2010). Enam on suurenenud tuuleenergia osatähtsus ning toodetud energia hulk. Olgugi et põhiosa Eestis on kaetud elektrivõrguga, leidub siiski rakendusi autonoomsetele tuuleenergiasüsteemidele. Enamik elektrivõrguga ühendatud tuulegeneraatoreid paikneb kõrge keskmise tuulekiirusega aladel (rannik ja saared keskmise aastase tuulekiirusega 5–7 m s⁻¹). Vajadus tuuleelektri järgi võib tekkida ka sisemaal, kus keskmine tuulekiirus on 2.5–3.5 m s⁻¹ (Annuk *et al.*, 2008). Kasutada tuleks madala käivitava tuule kiirusega generaatoreid, mille võimsus on suhteliselt väike (kuni 100 kW), mis omakorda piirab tarbijate valikut. Püsiv energiavarustus tuleb tagada tuulegeneraatorit ning salvestusseadet üle dimensioneerimata.

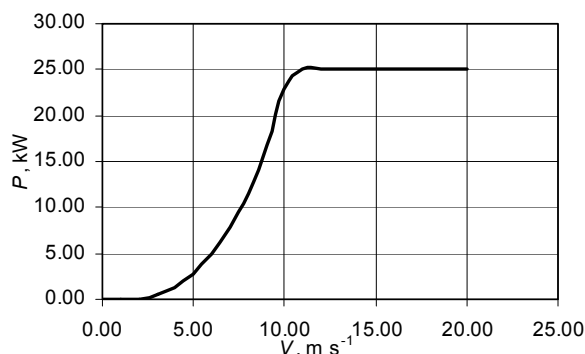
Metoodika

Valiti välja grupp väikese võimsusega horisontaalse võlliga tuulegeneraatoreid, mida iseloomustas madal käivitav tuulekiirus (2–2.5 m s⁻¹). Generaatorite andmete alusel koostati normaliseeritud generaatori tunnusjoon. Leitud tunnusjoone abil arvutati tuulegeneraatori suhteline elektritoodang aastase keskmise tuulekiiruse alusel, antud seoste kirjeldamiseks koostati polünoom.

Tuuleandmeteks kasutati EMHI (Eesti Meteoroloogia ja Hüdroloogia Instituudi) ning Eesti Maaülikooli tuulemõõtejaama (paikneb Viljandi lähistel) andmeid. Andmed sisaldasid ühe tunni sammuga keskmise tuulekiiruse mõõteandmeid 10 m kõrgusel aastatel 2004–2008. Andmeid töödeldi SciCosLabi ning Microsoft Exceli abil. Tuulekiirused arvutati ümber suurematele kõrgustele, kasutades valemites Hellmani eksponendi väärtuseid $k_H = 0.25$ ranniku ja $k_H = 0.29$ sisemaa korral. Valiti iseloomulikud asukohad: Jõgeva, Tõravere ning Viljandi sisemaa ning Pakri, Tiirikoja ja Virtsu ranniku tuuleolude kirjeldamiseks.

Tulemused ja arutelu

Horisontaalse võlliga tuulegeneraatorite tunnusjooned võib vastavalt kujule jagada kahte gruppi (näiteks A ja B). Joonisel 1 on näidatud grupi A tüüpiline tunnusjoon (Eoltec, 2006).

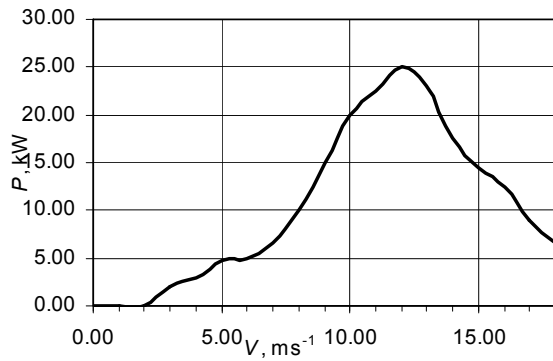


Joonis 1. Tuulegeneraatori Eoltec WindRunner 11–25 tunnusjoon (tüüp A)

Figure 1. Eoltec WindRunner 11–25 wind turbine generator power curve (type A)

Seda tüüpi generaatorit iseloomustab tuule kiiruse suurenemisel sujuv väljundvõimsuse tõus ja selle stabiliseerumine kiirusel 11–16 m s⁻¹. Sellistel generaatoritel on käivitav tuule kiirus 2.5–5 m s⁻¹, kusjuures madalamad väärtused kehtivad väiksema võimsusega generaatorite korral (võimsus kuni 100 kW). Tavaliselt on selline tunnusjoon suurte tuulegeneraatoritel väljundvõimsusega rohkem kui 1 MW. Taolistel generaatoritel on seiskav tuule kiirus 25 m s⁻¹.

Joonis 2 kirjeldab tüüp B tunnusjoonega tuulegeneraatorit (Tuulivoimala, 2007).



Joonis 2. Tuulegeneraatori Tuulivoimala WP20kW tunnusjoon (tüüp B)

Figure 2. Tuulivoimala WP20kW wind generator power curve (type B)

Sellistel generaatoritel pole stabiilset nimivõimsust, väljundvõimsus saavutab maksimumi tuule kiirustel 11–14 m s⁻¹ ja hakkab suurematel kiirustel vähenema. Sellisel tuulegeneraatoril on käivitav tuule kiirus 2.5–3 m s⁻¹. Tüüpiselt on selline tunnusjoon väiksema võimsusega generaatoril (kuni 50 kW) ning nende juhtimiseks kasutatakse väärtusreguleerimist (*stall regulation*) või kõrvalekalde muutmist (*yaw control*). Selliste generaatorite tootjad annavad seadme kirjelduses tavaliselt väiksema võimsuse, kui seade tegelikult suudab anda. 20 kW nimivõimsusega tuulegeneraatori tippvõimsus on 25 kW (joonis 2) ja seda ei lülitata välja isegi suuremate tuulekiiruste korral.

Töös valiti välja rühm suhteliselt madala keskmise tuulekiirusega sobivaid väikese võimsusega generaatoreid (tabel 1) (Eoltec Chi, 2003; Eoltec Chi, 2004; Eoltec Wind, 2006; Proven Energy, 2007; Tuulivoimala, 2007).

Tabel 1. Väikese võimsusega tuulegeneraatorite andmed
Table 1. Data of small-power wind generators

Generaator	Käivitav tuulekiirus, m s ⁻¹	Nimi- (maksimum) võimsus kW	Tunnus joone tüüp	Nimivõimsuse tuulekiirus, m s ⁻¹
Eoltec WindRunner 11–25	2	25	A	11
Eoltec Scirocco 5.5–6000	2	6	A	12
Eoltec Chinook 17m–65kW	2	65	A	11
Proven 2.5	2.5	2.5 (2.8)	B	12
Proven 6	2.5	6 (6.4)	B	11
Proven 15	2.5	15 (16)	B	11
Tuulivoimala WP1000W	2.5	1 (1.65)	B	9
Tuulivoimala WP2000W	2.5	2 (2.75)	B	10
Tuulivoimala WP3KW	2.5	3 (4)	B	10
Tuulivoimala WP5KW	2.5	5 (6.2)	B	10
Tuulivoimala WP10KW	2.5	10 (13)	B	11
Tuulivoimala WP20KW	2.5	20 (25)	B	10

Energiatoodangut saab hinnata generaatori tunnusjoone põhjal:

$$P = f(V), \quad (1)$$

kus V on tuule kiirus, m s⁻¹; P on vastav generaatori väljundvõimsus, kW.

Tabelis 1 toodud tuulegeneraatorite tunnusjoonte alusel koostati normaliseeritud tuulegeneraatori tunnusjoon (joonis 3) (Pöder *et al.*, 2009):

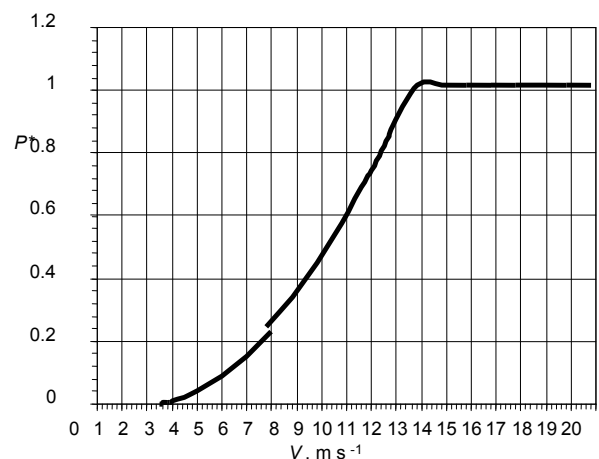
$$P^* = \frac{P}{P_N} \rightarrow P^* = \{0-1\} \quad (2);$$

$$0 < V < 2.5 \rightarrow P^* = 0 \quad (3);$$

$$2.5 \leq V \leq 12 \rightarrow P^* = 0.0078V^2 - 0.0229V + 0.0086 \quad (4);$$

$$V > 12 \rightarrow P^* = const \quad (5),$$

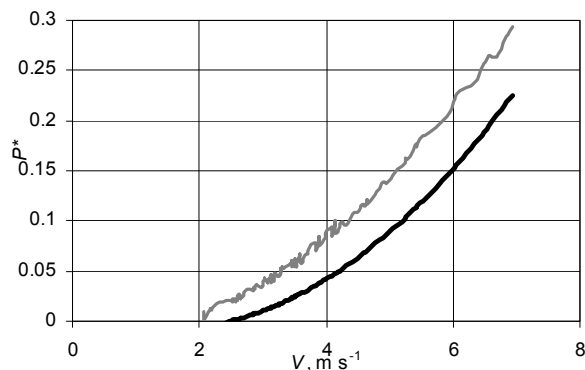
kus P^* on suhteline väljundvõimsus; P on hetkevõimsus, kW; P_N on generaatori nimivõimsus, kW; V on tuule kiirus, m s⁻¹.



Joonis 3. Tuulegeneraatori normaliseeritud tunnusjoon
Figure 3. Normalized power curve of WTG

Tegeliku generaatori tunnusjoone saab normaliseeritud tunnusjoone ordinaadi väärtuste korrutamisel tuulegeneraatori nimivõimsusega. Antud tunnusjoon kehtib enamiku väikeste tuulegeneraatorite korral, millel on käivitav tuulekiirus 2.5 m s⁻¹ ja seiskav 25 m s⁻¹, nimivõimsus saavutatakse kiirusel 12 ± 1 m s⁻¹.

Töös arvatati valitud asukohtade alusel aasta keskmise tuulekiiruse ja generaatori väljundvõimsuse seos 60 andmehulga alusel (joonis 4). Tuulekiirused arvatati ümber kõrgustele 30 ja 50 m. Tuulekiirused üle 12 m s^{-1} on sisemaal harvad ja seetõttu piisab generaatori tunnusjoone algusosa modelleerimisest (Annuk *et al.*, 2008).



Joonis 4. Keskmised aastased suhtelised tuulegeneraatori võimsused vastavalt mõõdetud tunni keskmistele kiirustele (hall joon) ning aasta keskmisele tuulekiirusele (must joon)

Figure 4. Average annual capacities according to measured hourly wind speed (grey line) and according to average annual wind speed (bold line)

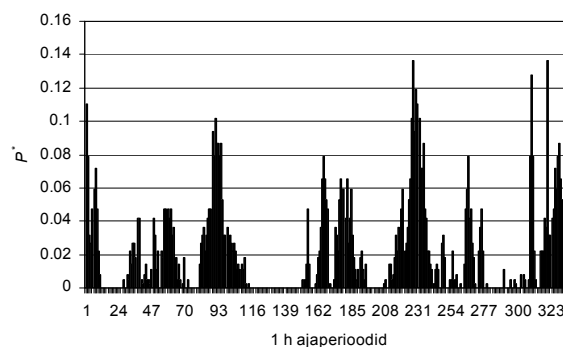
Ühe tunni jooksul mõõdetud keskmiste tuulekiiruste alusel leiti keskmine tuulegeneraatori võimsus, mis on kõrgem kui aasta keskmise tuule kiiruse alusel leitud võimsus (joonis 4). Kahe tunnusjoone erinevus on 1.3 korda tuulekiirusel 7 m s^{-1} ja suureneb tuule nõrgenemisel.

Mõõdetud tunnikeskiste tuulekiiruste alusel koostatud graafikut saab kirjeldada polünoomiga:

$$P^* = 0.0066V_m^2 - 0.0004V_m - 0.0208 \quad (6).$$

Antud polünoomi korrelatsioonikoefitsient on $r^2 = 0.9978$.

Energiaauku saab kirjeldada kui ajaperioodi, millal tuul kas puudub või on selle kiirus alla 2.5 m s^{-1} , st on tuulegeneraatoritele ebapiisav. Tuuleta ajaperioodid on energiatoodangu graafikul selgesti eristatavad (joonis 5).



Joonis 5. 30 m kõrgusel paikneva normaliseeritud tuulegeneraatori suhtelise võimsuse graafik Viljandis kahe nädala jooksul 2006. aasta kolmandas kvartalis

Figure 5. Normalized WTG production chart in Viljandi over two weeks in the 3rd quarter of 2006 at a height of 30 m

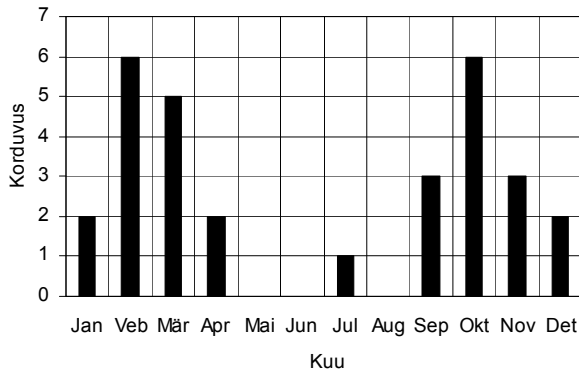
Maksimaalse energiaaigu pikkus t_{\max} , tunnis kasvab kiiresti keskmise tuulekiiruse vähenemise korral (tabel 2).

Tabel 2. Keskmised tuulekiirused, suhtelised tuulegeneraatori võimsused, kestuselt maksimaalse ja järgmise energiaaigu ajalised pikkused koos nende standardhälvetega

Table 2. Average wind speeds, relative wind generator capacities, means of maximum duration of energy lulls T_m and the subsequent size of energy lulls with their standard deviations

Asukoht	Kõrgus, m	Tuule kiirus $V, \text{ m s}^{-1}$	Võimsus, P^*	Maks energia auk, $t_{\max}, \text{ h}$	Standardhälve, $\delta, \text{ h}$	Standardhälve, $\delta^*, \%$	Järgm energia auk, h	Standardhälve, $\delta, \text{ h}$	Standardhälve, $\delta^*, \%$
Viljandi	30	3.0	0.0363	93.0	17.7	19.0	71.6	13.5	18.9
	50	3.5	0.0573	61.8	8.9	14.4	53.2	5.6	10.6
Pakri	30	6.09	0.2263	24.2	6.2	25.8	17.8	1.6	9.0
	50	6.92	0.2889	20.8	2.4	11.5	16.0	1.1	6.9
Virtsu	30	4.84	0.1296	39.4	9.9	25.0	29.6	5.5	18.5
	50	5.5	0.1769	35.0	9.9	28.4	23.4	4.2	18.0
Jõgeva	30	3.61	0.0649	53.4	8.6	16.1	46.8	8.2	17.4
	50	4.19	0.0983	45.2	9.6	21.2	36.6	4.3	11.7
Tõravere	30	3.66	0.0626	49.0	6.7	13.7	43.4	2.5	5.8
	50	4.24	0.0957	37.0	3.3	8.9	34.0	5.5	16.1
Tiirikoja	30	3.0	0.0389	86.2	28.7	33.3	60.0	9.6	16.0
	50	3.41	0.0565	65.6	10.8	16.4	54.0	8.0	14.9

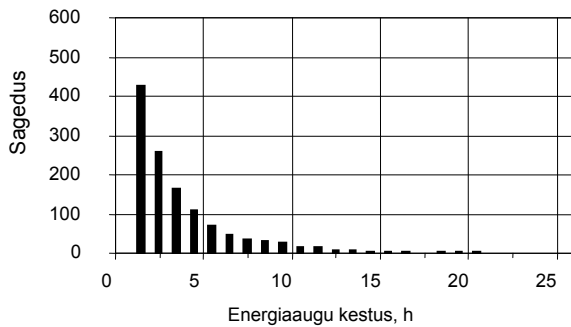
Tuuleandmete alusel esinesid pikima kestusega energiaaugud sügis- ja talvekuudel, suurima tõenäosusega veebruaris ja oktoobris (joonis 6).



Joonis 6. Maksimaalse kestusega energiaaukude korduvus aastatel 2004–2008 kuues asukohas

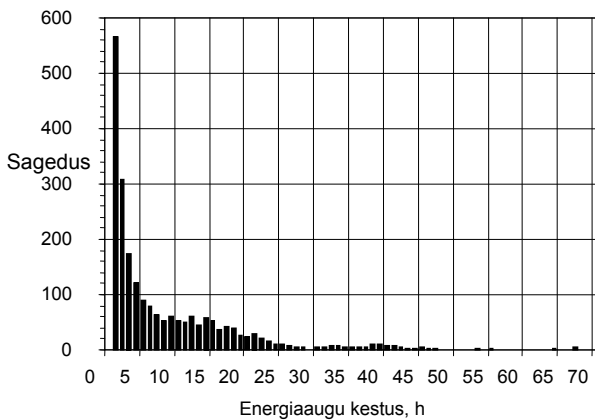
Figure 6. Recurrence of maximum energy lulls during 2004–2008 in six locations

Pakri ja Viljandi tuuleandmetel alusel on lühima kestusega energiaaugud kõige sagedasemad (joonised 7 ja 8).



Joonis 7. Pakri energiaaukude histogramm aastatel 2004–2008

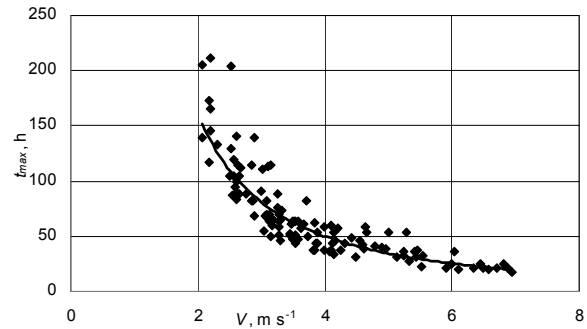
Figure 7. Histogram of energy lulls during 2004–2008 in Pakri



Joonis 8. Viljandi energiaaukude histogramm aastatel 2004–2008

Figure 8. Histogram of energy lulls during 2004–2008 in Viljandi

Kirjeldata seost energiaaugu maksimaalpikkuse t_{\max} ning keskmise tuulekiiruse vahel (joonis 9).



Joonis 9. Korrelatsioon energiaaugu maksimaalse kestuse ning aastase keskmise tuulekiiruse vahel aastatel 2004–2008 kuues asukohas

Figure 9. The correlation between the maximum duration of energy lulls and annual average wind speed during 2004–2008 in six locations

Seos avaldub kui

$$t_{\max} = 513.79V^{-1.683} \quad (7)$$

Korrelatsioonikoefitsient antud seosele oli $r^2 = 0.85$.

Autonoomse energiasüsteemi korral peab salvestussüsteem tagama energiavarustuse maksimaalse pikkusega energiaaugu jaoks. Täpseks olukorra analüüsiks on vajalikud pikemaajalised tuulekiiruse mõõtmised (Kaldellis 2002; Celik, 2003). Samas on võimalik tuule parameetrite tõenäosuste kirjeldamine Weibulli jaotuse abil (Mathew, 2006).

Mõõteandmete alusel on võimalik energiaaugu suhtelist pikkust l kirjeldada Weibulli jaotuse abil (Pöder *et al.*, 2010). Kumulatiivne jaotusfunktsioon $F(l)$ avaldub:

$$F(l) = \int_a^l f(l) dl = 1 - e^{-\left(\frac{l}{c}\right)^k} \quad (8)$$

kus $f(l)$ on tõenäosuse tihedusfunktsioon; l on energiaaugu kestus; c on Weibulli skaalategur; k on Weibulli kujutegur.

Kindla kestusega energiaaugu esinemise tõenäosuse saab leida kumulatiivse jaotusfunktsiooni abil. Tõenäosus, et energiaaugu kestus jääb vahemike l_1 ja l_2 vahele, avaldub:

$$P(l_1 < l < l_2) = e^{-\left(\frac{l_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{l_2}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Keskmine energiaaugu kestus t_m , h on:

$$t_m = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n} \quad (10)$$

kus t_i on sama kestusega energiaaukude kogukestus, h; n on energiaaukude arv.

Suhtelise energiaaigu kestus on võrdne tuulekiiruse mõõteandmetel põhineva lühima energiaaigu kestusega ühes tunnis, seega $l_m = t_m$.

Keskmise energiaaigu esinemise tõenäosus $P(l_m)$ on:

$$P(l_m) = e^{-\left(\frac{l_m}{c}\right)^k} \quad (11),$$

kus l_m on keskmise energiaaigu kestus.

Weibulli jaotuse parameetrite c ja k määramiseks on olemas mitmeid meetodeid. Antud töös kasutati 2004.–2008. aasta Pakri (rannikuala) ja Viljandi (sisemaa) tuuleandmete töötlemiseks graafilist meetodit (Mathew, 2006). 30 m kõrgusel esineva tuulekiiruse ning energiaaigude tulemused on tabelis 3.

Tabel 3. Tuulekiirused ja energiaaugud
Table 3. Wind speeds and energy lulls

Asukoht	Keskmine tuulekiirus $V_m, m s^{-1}$	Max energia-aug, t_{max}, h	Keskmine energia-aug t_m, h	Weibulli kujutegur k	Weibulli skaalategur c
Pakri	6.1	36	3.4	0.773	2.418
Viljandi	3.0	114	8.8	0.727	2.557

Tabeli 3 alusel on keskmisel tuulekiirusel mõju keskmisele ning maksimaalsele energiaaigu kestusele. Weibulli kuju- ja skaalategurid mõlemale asukohale on sarnased.

Järeldused

Väikese võimsusega tuulegeneraatorite (nimivõimsus < 100 kW ja käivitatav tuulekiirus $3 m s^{-1}$) tunnusjooned on võimalik jagada vastavalt graafiku maksimumvõimsuse järgsele omadusele kahte gruppi. Kuna tuulekiirused $> 3 m s^{-1}$ on Eesti sisemaal harvad, saab tunnusjoone esimest tõusvat osa modelleerida teise järgu polünoomiga.

Energiaaugud on ajaperioodid ilma tuuleenergia toodanguta. Energiaaigude sagedus on suurem sisemaal ja kõige tihedamini esinevad lühema kestusega energiaaugud. Energiaaigu esinemise tõenäosust saab kirjeldada Weibulli jaotuse abil.

Kirjandus

Annuk, A., Kokin, E., Palge, V., Pöder, V., Lepa, J. 2008. Wind energy application problems in inland Estonia. – Agronomy Research, 6, Eesti Maaülikool, Tartu, p. 169–179.

Celik, A. N. 2003. A simplified model for estimating the monthly performance of autonomous wind energy systems with battery storage. – Renewable Energy, 28, p. 561–572.

Eesti elektrimajanduse arengukava aastani 2018. 2009. https://valitsus.ee/UserFiles/valitsus/et/valitsus/arengukavad/majandus-ja-kommunikatsiooniministeerium/Eesti_elektrimajanduse_arengukava.pdf [16.02.2011].

Eesti taastuvenergia tegevuskava aastani 2020. 2010. https://valitsus.ee/UserFiles/valitsus/et/valitsus/arengukavad/majandus-ja-kommunikatsiooniministeerium/Eesti_taastuvenergia_tegevuskava_aastani_2020.pdf [16.02.2011].

Eoltec Chinook E15–75&E17–65. 2003. http://www.pyrosolar.nl/Chinook_Engels.pdf.

Eoltec Scirocco E5.6–6. 2004. http://www.pyrosolar.nl/Scirocco_Engels.pdf [16.02.2011].

Eoltec WindRunner 11–25 Wind Turbine Performances. 2006. http://www.pyrosolar.com/WR_power_eng4.xls [16.02.2011].

Kaldellis, J. K. 2002. Optimum autonomous wind-power system sizing for remote consumers, using long-term wind speed data. – Applied Energy, 71, p. 215–233.

Mathew, S. 2006. Wind Energy. Fundamentals, Resource Analysis and Economics. Springer, Berlin, 246 p.

Proven Energy Infopack. 2007. [http://www.provenenergy.co.uk/pdf/Proven_InfoPack\(export\).pdf](http://www.provenenergy.co.uk/pdf/Proven_InfoPack(export).pdf) [16.02.2011].

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.

Pöder, V., Peets, T., Toom, K., Annuk, A. 2010. The estimation of wind lull and consumption factor influence on autonomous wind energy system. – Agronomy Research, 8, Eesti Maaülikool, Tartu, p. 226–235.

Tuulivoimala Technical Data–WP3KW, WP5KW, WP10KW, WP20KW. 2007. <http://www.silmukkavirta.fi/tuotteet/tuulivoimat/tuulivoimalat/wp-kw.pdf> [16.02.2011].

Compatibility of energy consumption with the capacity of wind generators

Vahur Pöder, Andres Annuk

Summary

According to different development plans, the importance of renewable energy resources in Estonia should be growing. Of the range of different renewable resources, the proportion and growth of wind generated electricity is the highest. Most of current grid-connected wind generators are located in coast area and on islands with high average wind speed ($5–7 m s^{-1}$) in Estonia, but there might be need for wind electricity in inland (average wind speed $2.5–3.5 m s^{-1}$). Autonomous wind energy systems might have some applications in locations without an existing electric network. Such a system might consist of a wind turbine generator and a storage device. Wind data analysis is necessary to estimate the energy production of a wind generator. Momentary and average wind speeds over a specified period can be used to describe potential wind energy.

The aim of the research was to describe efficient autonomous wind energy system in area with low average wind speed. It means wind energy system with maximum power utilization factor and reliable energy supply. Data from a group of small-power wind generators was obtained and their power curves analyzed. A second order polynomial was created to describe the power curve of the wind generator. The annual mean capacity of a small WTG was calculated by using this normalized power curve for six different locations in Estonia.

Annual energy production could be calculated using wind data and expected generator capacity, but it does not describe the reliability of the energy supply. Relatively long periods without wind may occur. The concept of an energy lull was introduced to describe periods without wind energy production. Storage device should be able to ensure an energy supply for the duration of a maximum energy lull. The length of energy lulls was found from wind measurement data. Method for the calculation of probabilities of energy lulls was described.

Results and conclusions:

1. The power curves of small wind generators (nominal power of < 100 kW and a cut-in speed of < 3 m s⁻¹)

may be divided into two groups, according to the form of the curve after it reaches the maximum. Because wind speeds exceeding 13 m s⁻¹ are rare in inland of Estonia, the first rising slope of the power curve can be accurately modeled by a second order polynomial.

2. Energy lulls are periods without wind energy production. The duration of energy lulls is highest inland, and the frequency of the shortest energy lulls is higher. The probability of an energy lull can be described by the Weibull distribution.