

# **Arktisen tuulivoimalaitoksen lapalämmitysjärjestelmän suunnittelu, kehitys ja toteutus**

Mauri Marjaniemi  
VTT Energia

Esa Peltola  
Kemijoki Oy



ISBN 951-38-5003-X (nid.)

ISSN 1235-0613 (nid.)

ISBN 951-38-5004-8

ISSN 1455-0857

Copyright © Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT) 1998

#### JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT), Vuorimiehentie 5, PL 2000, 02044 VTT  
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 4374

Statens tekniska forskningscentral (VTT), Bergsmansvägen 5, PB 2000, 02044 VTT  
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 4374

Technical Research Centre of Finland (VTT), Vuorimiehentie 5, P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 4374

VTT Energia, Energijärjestelmät, Tekniikantie 4 C, PL 1606, 02044 VTT  
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 6538

VTT Energi, Energisystem, Teknikvägen 4 C, PB 1606, 02044 VTT  
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 6538

VTT Energy, Energy Systems, Tekniikantie 4 C, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 6538

Kansikuva: Lapalämmityksen vaikutus Lammasoaiivin arktisessa tuulipuistossa (VTT Energia)

Toimitus Maini Manninen

LIBELLA PAINOPALVELU OY, ESPOO 1998

Marjaniemi, Mauri & Peltola, Esa. Arktisen tuulivoimalaitoksen lapalämmitysjärjestelmän suunnittelu, kehitys ja toteutus [Blade heating system of arctic wind turbine; design, development and implementation]. Espoo 1998, Valtion teknillinen tutkimuskeskus, VTT Julkaisuja – Publikationer 830. 55 s.

**Avainsanat** wind power generation, wind energy, wind turbines, turbine blades, blades (machine elements), electric heating elements, deicing, ice prevention

## Tiivistelmä

Arktisen tuulivoimalaitoksen lapojen jäätyminen voidaan estää varustamalla lavat sähkövastuksiin perustuvalla lapalämmitysjärjestelmällä. Julkaisussa esitetään lapalämmitysjärjestelmän kehitysvaiheet tuntureiden tuulisuustutkimuksesta, jäätyneen teorian ja tietokonemallien kehitystyön sekä testilaitosten kautta kaupallisiin sovelluksiin, tuotteistamiseen ja tulevaisuudennäkömiin.

Lapalämmityselementtien suunnittelussa käytetään kahta, VTT Energian toimesta kehitettyä tietokonemallia. TURBICE on virtauskenttää ja jäätävien pisaroiden törmäystehokkuutta pyörivään roottorinlapaan laskeva malli, jonka perusteella määritetään lapojen jäätyneeseen pyrkivät eli lämmitystä tarvitsevat alueet. HEAT on lämmön- ja aineensiirtomalli, jolla määritetään lapalämmityselementtien pintatehojakaumat.

Käytännön esimerkkeinä tarkastellaan sekä Pyhätunturin 220 kW:n testivoimalaitokselta että Lammasoavin arktisesta, 2 x 450 kW:n tuulipuistosta saatuja mittaustuloksia ja käytännön kokemuksia. Mittaustulosten, mallinnusten ja kokemuksen pohjalta kehitettyä lapalämmitysjärjestelmää ja sen tuotteistamista käsitellään seikkaperäisesti.

Lapalämmitystarpeeksi 200 - 500 kW:n arktisilla tuulivoimalaitoksilla on vakiintunut noin 5 % tuulivoimalaitoksen nimellistehosta, mikä vastaa 1 - 3 %:n osuutta vuotuisesta tuotannosta. Tuotteistamisen edetessä näyttää lapalämmitysjärjestelmän kokonaiskustannuksiksi muodostuvan runsaat 5 % tuulivoimalaitoksen hankintakustannuksista. Lapalämmitykseen kulutettava energia, samoin kuin lapalämmitysjärjestelmän kokonaiskustannukset tulevat suhteessa laskemaan rakennettaessa lapalämmitysjärjestelmiä suuremmissa sarjoissa yhä suurempiin tuulivoimalaitoksiin.

Marjaniemi, Mauri & Peltola, Esa. Arktisen tuulivoimalaitoksen lapalämmitysjärjestelmän suunnittelu, kehitys ja toteutus [Blade heating system of arctic wind turbine; design, development and implementation]. Espoo 1998,Valtion teknillinen tutkimuskeskus,VTT Julkaisu – Publikationer 830. 55 p.

**Keywords** wind power generation, wind energy, wind turbines, turbine blades, blades (machine elements), electric heating elements, deicing, ice prevention

## Abstract

Icing of arctic wind turbine blades can be prevented by providing the blades with heating system based on electric heating elements. In the report, development of the blade heating system, wind speed research of fell areas, development and results of computer models, experience from pilot stations, commercial applications, manufacturing process and future prospects of the blade heating system are described and discussed.

Blade heating elements are designed by using two separate computer models developed in VTT Energy. TURBICE is a flowing field calculating and droplet trajectory integrating model, which is used to define icing areas on the blade surface of rotating wind turbine. HEAT is heat and mass transfer model, which is used to define heating power distributions of the heating element.

As a practical application, observations, measuring results and operational experiences from Pyhäntunturi 220 kW arctic test station and Lammasoivi 2 x 450 kW wind park are considered. Developing stages and manufacturing process of the blade heating system are described in details.

Blade heating demand of arctic wind turbine of 200 - 500 kW, has been established to about 5 % of turbine rated power corresponding to 1 - 3 % of annual production of the turbine. At the moment, the total costs of the blade heating system are roughly 5 % of the total installation costs of wind turbine. Total costs as well as heating power consumption of the blade heating system will decrease with serial production and larger wind turbines.

# Alkusanat

Julkaisu arktisen tuulivoiman kehityksestä valmistui osana uusia energiamuotoja tutkivia, kansallisia tutkimusohjelmia NEMO ja NEMO2. Arktisen tuulivoimaprojektin alkuunpanijana ja projektipäällikkönä VTT Energiassa toimi dipl.ins. Esa Peltola syksyyn 1997 asti, jonka jälkeen projektipäällikön tehtävät siirtyivät dipl.ins. Mauri Marjaniemelle.

Rakenteiden jäätyminen asiantuntijana arktisessa tuulivoimaprojektissa toimi tekn. toht. Lasse Makkonen VTT Rakennustekniikasta. Tuulivoimalaitoksen lapojen jäätymistä kuvaavan virtauskenttämallin yhdessä Makkosen kanssa kehitti Ph.D. Karen Finstad Air and Sea Research Inc:stä, USA:sta. Lapojen lämmönsiirtoa kuvaavan mallin kehitti diplomityönään Mauri Marjaniemi.

Arktisen tuulivoiman kenttätutkimukset suoritettiin Pyhätunturilla sijaitsevalla koetuulivoimalaitoksella, jonka yhdessä omistivat VTT Energia, Kemijoki Oy ja Ilmatieteen laitos. Käytännön asennuksista ja kunnossapidosta vastasi suurelta osin voimalaitoksen nykyinen omistaja, Kemijoki Oy sekä Jorma Järvelä, jolle erityiskiitokset arktisen tuulivoiman edistämisestä. Ilmatieteen laitoksen Pyhätunturin sääaseman monipuoliset mittauksen mahdollistivat tarkkojen säähavaintojen teon projektin kuluessa.

Pyhätunturin monipuolisesti instrumentoidulla arktisella tuulivoimalaitoksella on arktisen tuulivoimaprojektin ohella ollut käynnissä useita muita projekteja. Tässä julkaisussa sivuttavista aiheista jäätunnistus, mittausteknologia ja jäätymisestä aiheutuvien lapa- ja tornirakenteiden kuormitusten tutkimus ovat osittain kuuluneet EU-projektiin “Wind Energy Production in Cold Climates” (WECO, JOR3-CT95-0014). Arktinen tuulivoimatutkimus jatkuu edelleen EU-projektin “New Generation Wind Turbine Blade” (HEATBLADE, JOR3-CT97-0159) puitteissa.

Lopuksi kiitokset kaikille lukuisille laite- ja komponenttitoimittajille sekä VTT:n ja TKK:n eri yksiköille, tutkijoille ja tutkimusharjoittelijoille arktisen tuulivoiman kehittämiseksi tarjotusta tietämyksestä ja taitamuksesta.

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä .....	3
Abstract .....	4
Alkusanat.....	5
Symboliluettelo .....	8
1. Johdanto .....	9
2. Arktisen tuulivoiman lähtökohdat.....	11
3. Lapojen jäätyminen, jäänesto ja mallinnus.....	14
3.1 Lapajäätyminen ongelmana tuntureilla.....	14
3.2 TURBICE.....	15
3.2.1 Yleistä .....	15
3.2.2 Lähtötiedot .....	15
3.2.3 Tulokset .....	17
3.3 HEAT .....	21
3.3.1 Yleistä .....	21
3.3.2 Lähtötiedot .....	21
3.3.3 Tulokset .....	23
4. Lapalämmitysjärjestelmä .....	29
4.1 Yleistä .....	29
4.2 Lapalämmityselementin suunnittelu .....	29
4.3 Lapalämmityselementtien vaihtoehdot .....	34
4.3.1 Yleistä .....	34
4.3.2 Pintakalvoelementit .....	34
4.3.3 Laparakenteeseen integroidut elementit .....	36
4.4 Lapalämmityselementtien tehonsyöttö .....	37
4.4.1 Liukurengas .....	37
4.4.2 Kärkijarru.....	37
4.5 Lapalämmityksen ohjaus.....	38
4.5.1 Jääanturi.....	38
4.5.2 Termostaatti .....	39

4.5.3 Funktio-ohjaus .....	40
4.6 Muut arktisen tuulivoiman komponentit.....	42
4.6.1 Tuulianturit .....	42
4.6.2 Elektroniiikka.....	42
4.6.3 Muut komponentit.....	43
5. Arktisen tuulivoiman seuranta .....	44
5.1 Yleistä .....	44
5.2 Erilliset mittaukset .....	44
5.3 Integrointi turbiinin logiikkaan .....	45
5.4 Mittaustuloksia.....	45
5.5 Videokuvaukset.....	47
5.6 Lämpökamerakuvaukset.....	47
5.7 Visuaalinen seuranta ja tarkastukset.....	48
6. Arktisen tuulivoiman talous .....	49
7. Yhteenveto .....	52
Lähdeluettelo.....	54

# Symboliluettelo

## Matemaattiset merkit

LWC	Ilman nestemäisen veden sisältö	Liquid Water Content
MVD	Tyypillinen laskettu pisarakoko	Mean Volume Droplet
p	Ilmanpaine	
t	Aika	
T	Lämpötila	
V	Tuulenoisuus	

## Nimet ja lyhenteet

TURBICE	Lapaa ympäröivää virtauskenttää laskeva tietokonemalli
HEAT	Lavan lämmön- ja aineensirtoa laskeva tietokonemalli
TKK	Teknillinen Korkeakoulu



# 1. Johdanto

Suomen Lapin tuntureiden huomattavat tuulivoimavarat havaittiin 1980-luvun loppupuolella, jolloin ensimmäiset, luotauksiin perustuvat pitkän aikavälin mittaussarjat osoittivat tunturialueiden vuotuisten keskituulennopeuksien ylittävän 8 m/s [1]. Näiden Euroopan parhaimpiin kuuluvien tuulivoimaresurssien hyödyntäminen edellyttää kuitenkin jäätyksen ja kylmyyden aiheuttamien ongelmien ratkaisemista.

Arktisen tuulivoimalaitoksen suurimman ongelman muodostaa roottorin lapoihin kertyvä jää, jonka vaikutuksesta tuulivoimalaitoksen tuotantoteho laskee ja tekninen elinikä lyhenee. Lavoista irtoavat jääpalat muodostavat myös vaaratekijän lähiympäristölle.

Lapojen jäätymisongelma voidaan ratkaista lämmittämällä tuulivoimalaitoksen lapoja sähkövastuselementeillä, joiden lämmitystehoa voidaan säätää. Järjestelmästä käytetään jatkossa nimitystä lapalämmitysjärjestelmä. Ensimmäinen lapalämmitysjärjestelmä asennettiin Pelkosenniemen Pyhätunturilla sijaitsevaan 220 kW:n tuulivoimalaitokseen syksyllä 1993. Siitä lähtien on lapalämmitysjärjestelmää kehitetty vuosittain. Keväällä 1997 Pyhätunturin tuulivoimalaitokseen asennettu laparakenteeseen integroitu lämmitysjärjestelmä edustaa uusinta arktista tuulivoimateknologiaa.

VTT Energian tärkeimpiä tehtäviä arktisen tuulivoiman kehityksessä on lapalämmityselementtien ja lapalämmitysjärjestelmän ohjauslogiikan suunnittelu ja kehitys. Suunnittelua helpottavat VTT Energiassa kehitetyt tietokonemallit, joiden avulla määritetään tuuliturbiinin lapojen lämmitettävät alueet sekä lapalämmityselementtien lämmitystehojakaumat. Teoriat on vahvistettu Pyhätunturin monipuolisesti instrumentoidusta tuulivoimalaitoksesta saatujen mittaustulosten avulla.

Lapalämmitysjärjestelmien mekaanisesta asennustyöstä ja arktisten tuulivoimalaitosten huollosta sekä käytöstä vastaa Kemijoki Oy, joka omistaa paikallisten sähkölaitosten kanssa kaikki neljä Suomen arktista tuulivoimalaitosta. Arktisen tuulivoiman markkinoinnista ja tuotteistamisesta vastaa niin ikään Kemijoki Oy.

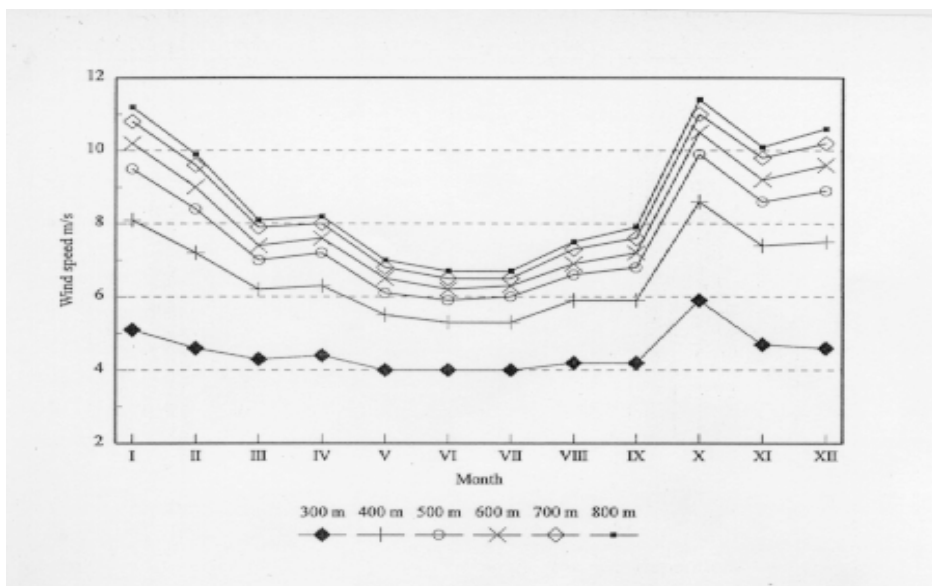
Arktisen tuulivoiman kehittäminen jatkuu edelleen. Kemijoki Oy rakentaa kesällä 1998 kolme uutta arktista tuulivoimalaitosta Suomen Lappiin. Näihin lämmitysjärjestelmän suunnittelee VTT Energia. EU-projektin "New Generation Wind Turbine Blade" osapuolina VTT Energia ja Kemijoki Oy ovat sitoutuneet suunnittelemaan ja toimittamaan lapalämmitysjärjestelmän 2 MW:n tuuliturbiiniin vuosituhannen vaihteessa. Kotimaan ohella tullaan markkinointia suuntaamaan myös muualle Eurooppaan sekä mahdollisesti Kanadaan, Japaniin ja Venäjälle.

## 2. Arktisen tuulivoiman lähtökohdat

Arktisen tuulivoiman kehittäminen alkoi 1980-luvun lopulla osana kansallista NEMO-tutkimusohjelmaa. Tunturialueilla suoritettujen tuulisuusmittausten perusteella havaittiin, että tunturinhuipuilla tuulen keskinopeus ja vuodenaikainen vaihtelu ovat suuremmat kuin alavilla mailla [1].

Lapin tunturien huiput ulottuvat huomattavasti ympäristöään korkeammalle. Varsinkin talvella ne ulottuvat ns. inversioerroksen yläpuolelle. Inversioerroksen yläpuolella maanpinnan karheuden vaikutus ilmavirtaukseen on vähäinen, jolloin tunturilakien tuulet ovat geostrofisten tuulten luokkaa.

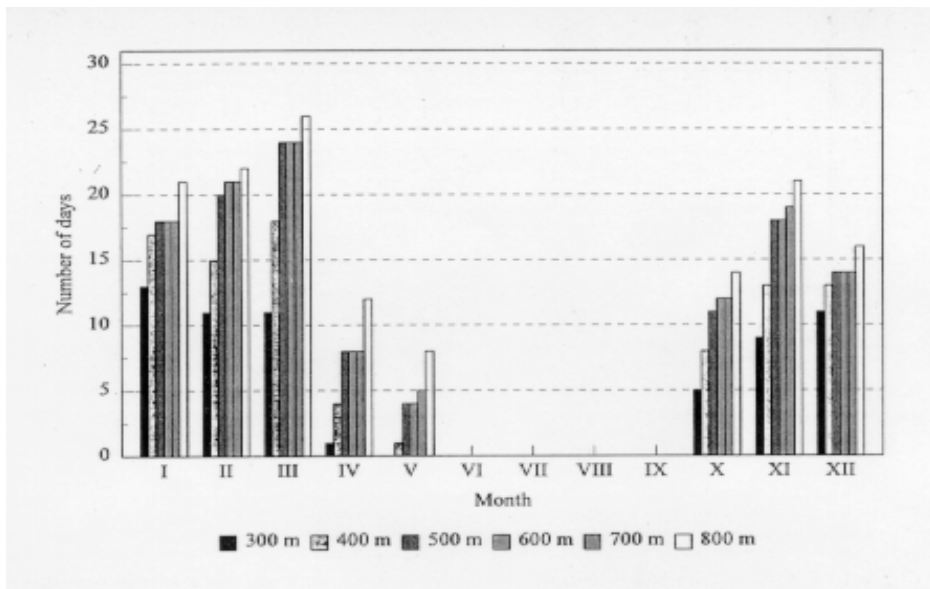
Kuvassa 1 on esitetty Sodankylässä vuosina 1987 - 1989 luotaamalla tehtyjä tuulennopeusmittauksia korkeuksilla 300 - 800 m [1]. Yli 500 metriin ulottuvien tunturinhuippujen voidaan kuvan 1 perusteella olettaa olevan inversioerroksen yläpuolella. Yli 500 metriin yltävät tunturinhuiput ovat siis potentiaalisia arktisen tuulivoiman rakentamisen kohteita.



Kuva 1. Luotaamalla mitatut kuukausittaiset keskituulennopeudet eri korkeuksilla Sodankylän alueella 1987 - 1989 [1].

Tunturinhuipun korkeuden kasvaessa kasvaa voimakkaasti myös jäätymisriski. Kuvassa 2 on meteorologisten parametrien perusteella laskettu vuotuiset jäätyispäivät eri korkeuksilla Sodankylän alueella [1]. Sodankylän alueella sijaitsevalla, yli 500 metrin korkeuteen ulottuvalla tunturinhuipulla jätäviä päiviä kertyy noin sata vuodessa.

Yhteenvedona voidaan todeta, että 500 m korkeammilla tuntureilla tuuliolosuhteet ovat hyvät ja keskinopeudet lähestyvät geostrofisen tuulen arvoja, mutta jäätyminen estää taloudellisesti kannattavan tuulienergian tuotannon, ellei jäätymistä kyetä estämään.



Kuva 2. Jätävien päivien lukumäärä Sodankylässä eri korkeuksilla vuosina 1987 - 1989. Lukumäärä on arvioitu luodattujen säätietojen perusteella. Sääsaman korkeus on 178 m merenpinasta [1].

Poikkeuksellisen hyvien tuuliolosuhteiden innostamana pystytettiin ensimmäiset, muutaman kW:n koetuulilaitokset Pelkosenniemen Pyhätunturille 1990-luvun alussa. Koelaitoksilla suoritettavat mittaukset osoittivat lapojen jäätyneen tarvelevän lapojen aerodynamiikan, minkä seurauksena tuuliturbiinin tuotantoteho laskee [2]. Venymäliuskamittausten perusteella saatiin alustavat arviot jäätyneen aiheuttamista kuormituksista tuuliturbiinin roottorin lapoihin sekä laadittiin ensimmäiset arviot lapojen lämmitystehoista [2, 3]. Koelaitoksilta saatu käytännön kokemus osoitti erityisratkaisujen välttämättömyyden Lapin ankarissa oloissa.

Perustutkimuksen ja koelaitoksilta saatujen tulosten perusteella pystytettiin lapalämmitysjärjestelmällä varustettu 220 kW:n tuulivoimalaitos Pyhätunturin huipulle syksyllä 1993. Laitos instrumentoitiin monipuolisesti: sekä lapojen että tornin kuormia mitattiin, lapalämmityselementin lämpötiloja seurattiin, roottorin pyörivällä puolella olevalla videokameralla kuvattiin lapapintojen jäätyneitä jne. [4]. Arktisen tuulivoiman komponenttien testaus ja kehitystyö jatkuu vielä tänäkin päivänä Pyhätunturin arktisella tuulivoimalaitoksella, jossa parhaillaan testataan laparakenteeseen integroitua lapalämmitysjärjestelmää.

## 3. Lapojen jäätyminen, jäänesto ja mallinnus

### 3.1 Lapajäätyminen ongelmana tuntureilla

Arktiset tuulivoimalaitokset sijaitsevat korkeilla tunturihuipuilla Suomen Lapissa. Tunturien huiput yltyvät 300 - 500 metriä lähiympäristöönsä korkeammalle, jolloin ne ylittävät maanpinnan lähellä olevan pyörteisten tuulten rajakerroksen. Inversiokerroksen yläpuolella puhaltaviin geostrofiisiin tuuliin ei maan pinta enää vaikuta. Näin päästään hyödyntämään kovia, ympäri vuoden puhaltavia tuulia, joiden vuotuinen keskinopeus on välillä 8 - 10 m/s.

Huurtuminen eli tykkylumen kertyminen on yleisin tunturihuipuilla esiintyvä jäätymisilmiö. Huurtumisen aiheuttaa sumu, joka sisältää alijäähtyneitä vesipisaroita, joiden koko on luokkaa 10 - 20  $\mu\text{m}$ . Jäätävissä olosuhteissa tunturihuippu on siis pilvessä. Pelkosenniemen Pyhätunturilla huurrejäätymistä saattaa esiintyä jopa satana päivänä vuodessa. Pahin jäätymisajanjakso on lokakuusta huhtikuuhun, jolloin on tarjolla myös  $\frac{3}{4}$  vuotuisesta tuulienergiasta.

Mitä lujempaa tuuli puhaltaa, sitä nopeammin jäätä rakenteisiin kertyy. Tuulivoimalaitoksen roottorinlavan kärki kokee ilman virtausnopeuden 50 - 60 m/s, jolloin jäätä kertyy pahimmillaan kymmeniä kilogrammoja lapametrille yhden tunnin aikana. Näin runsas jäänkertyminen rasittaa lapa- ja tornirakenteita huomattavasti. Epäsymmetrisen jäätyminen sekä jääpalojen irtoamisen aiheuttama värinä pysäyttää nykyaikaisen tuuliturbiinin automaattisesti. Jäätynyttä tuuliturbiinia on kuitenkin vaikea käynnistää uudelleen ennen lapolon puhdistamista, joka saattaa kestää seuraavaan kevääseen.

Lapolon aerodynamiikka kärsii jo aivan pienestä, lapolon pintaan kertyneestä jääkerroksesta. Vajaan millimetrin paksuinen, epätasainen jääkerros riittää laskemaan tuuliturbiinin tuotantotehoa 20 - 40 %. Mahdollisimman suurta tuottoa haluttaessa tarvitaan siis lapolon jäänestojärjestelmä lapolon jäänpoistojärjestelmän sijaan. Jäänestojärjestelmän tulee pitää arktisen tuuliturbiinin lavat jatkuvasti optimaalisessa toimintakunnossa.

Lapajäätyminen aiheuttamista tuotantotehon menetyksistä on raportoitu muualtakin kuin tunturialueilta. Satunnaisia jäätymistapauksia on sattunut mm. Kemissä, Pohjois-Pohjanmaalla sekä Porissa. Jääanturimittaukset Siikajoen Tavolla aloitettiin VTT Energian toimesta talvella 1998. Lapajäätymiset muualla Suomessa eivät kuitenkaan ole yhtä massiivisia kuin Lapin tuntureilla. Satunnaista ja jopa pitkäkestoistakin lapojen jäätymistä on havaittu mm. Isossa-Britanniassa, Italiassa ja Keski-Euroopan maissa [14].

## 3.2 TURBICE

### 3.2.1 Yleistä

Tuuliturbiinin lapojen jäätyviä alueita mallinnetaan VTT Energian TURBICE-ohjelmalla. TURBICE on lapojen huurtumista mallintava kaksidimensioinen tietokonemalli, joka laskee virtauskentän lapaprofiilin ympärillä erilaisissa meteorologisissa ja virtausolosuhteissa. Virtauskentän ohella TURBICE laskee ilmavirrassa olevien sumupisaroiden törmäystehokkuudet lapaprofiililla. Näitä *TURBICE*n ominaisuuksia käytetään määrittäessä lapalämmityselementin sijaintia tuuliturbiinin lavan pinnalla.

*TURBICE*n ovat VTT Energian toimesta kehittäneet Lasse Makkonen VTT Rakennustekniikasta ja Karen Finstad Air-Sea Research Inc:stä, USA:sta. *TURBICE*n teoreettinen pohja on yksityiskohtaisesti kuvattu heidän julkaisuissaan [5, 6, 7].

### 3.2.2 Lähtötiedot

*TURBICE*n vaatimat lähtötiedot on lueteltu taulukossa 1. Lähtötiedoista profiilikoordinaatit, lapa- ja tuuliturbiinin operatiiviset parametrit on saatavissa lapa- ja tuuliturbiinivalmistajilta. Meteorologiset parametrit arvioidaan ilmasto- ja jäätyiskarttojen tai suunnitellulla tuulivoimala-alueella tehtyjen mittausten perusteella.

Profiilikoordinaattien määrä joudutaan *TURBICE*a varten nostamaan muutamasta kymmenestä 600 kappaleeseen. Tätä profiilipisteistöä vielä tihennetään lavan johtoreunaa kohti. Johtoreuna on nimitys lavan

pyörimissuunnassa etummaisena olevalle reunalle ja se on jäätävissä oloissa aina alttiina jäätymiselle. Profiilikoordinaatit lasketaan kaikille lapageometrian määräämille paksuussuhteille ja jänneleveyksille, sillä lapa ohenee ja kapenee tyvestä kärkeen. Näin 2D-mallilla voidaan laskea kolmiulotteinen lapa osiin ”viipaloituna”. Lapa viipaloidaan noin 1 metrin välein, joten mallinnettavia viipaletta kertyy 10 - 30 kappaletta lavan pituudesta riippuen.

*Taulukko 1. TURBICEn lähtötiedot ja tulostiedot. TURBICEn avulla määritetään lapolämmityselementin sijainti tuuliturbiinin lavan pinnalla.*

LÄHTÖTIEDOT	TULOKSET
Profiilityyppi (600 profiilikoordinaattia)	Kertynyt jäämassa (kg/m)
Jänneleveys (m)	Jäätynneen profiilin jänneleveys (m)
Virtausnopeus (m/s)	Ilmanvastuskerroin ( _ )
Kohtauskulma (deg)	Profiilin patopisteen lämpötila ( ° C )
Sumupisaran halkaisija, MVD ( $\mu$ m )	Sumupisaroiden jäätymiskerroin ( _ )
Ilman nestemäisen veden sisältö, LWC (g/m <sup>3</sup> )	Lasketut jäätymisminuutit (min)
Ilman lämpötila ( ° C )	Jäätynyt profiili (600 profiilikoordinaattia)
Ilmanpaine (kPa)	
Jäätymisaika (min)	



Tuuliturbiinin pyörimisnopeuden ja meteorologisen tuulennopeuden lisäksi lavan kokemaan virtausnopeuteen ja kohtauskulmaan vaikuttavat ilmavirtauksen hidastuminen ja kiertyminen tuuliturbiinissa [8, 9]. Jäljempänä esiteltävään HEAT-tietokonemalliin kuuluu osana näiden vaikutusten huomioon ottaminen, jolloin reaalin virtausnopeus ja kohtauskulma lavan pinnalla saadaan laskettua erilaisissa olosuhteissa.

Meteorologisten parametrien arvojen valinta on vaikeaa, sillä niiden vaikutus jäätymisprosessiin ei ole lineaarinen [9, 10, 11]. Kaikki meteorologiset parametrit kuitenkin vaikuttavat lopulliseen jääkertymään ja mikä pahinta, lavan jäätymisalueeseen. Koska lapalämmityselementtiä ei asentamisen jälkeen enää voi siirtää, pitää pyrkiä löytämään kompromissiratkaisu, jolla selvitätään useimmista ajateltavissa olevista sääolosuhteista.

Meteorologisten parametrien arvojen asettamisessa voidaan käyttää hyväksi myös ennalta tehtyjä kenttämittauksia. Mikäli suunnitellulla rakennusalueella ei ehditä mittauksia suorittaa, voidaan vastaavien alueiden mittaustuloksia ja kokemuksia toki hyödyntää. Pitää kuitenkin muistaa, että esimerkiksi ilman nestemäisen veden sisällön eli LWC:n sekä sumupisaroiden koon mittaaminen [12] kenttäolosuhteissa on hankalaa, kallista ja aikaavievää.

### 3.2.3 Tulokset

Tuloksena TURBICE antaa 600 profiilipistettä sisältävän jäätyneen lapaprofiilin, josta jään muoto ja jäätyneen lapapinnan osuus voidaan määrittää. Lisäksi TURBICE ilmoittaa lapametrille kertyneen jään painon annettuna ajanjaksona sekä jäätyneen profiilin jänneleveyden. Jäätyneen lapaprofiilin ilmanvastuskerroin ilmoitetaan niin ikään.

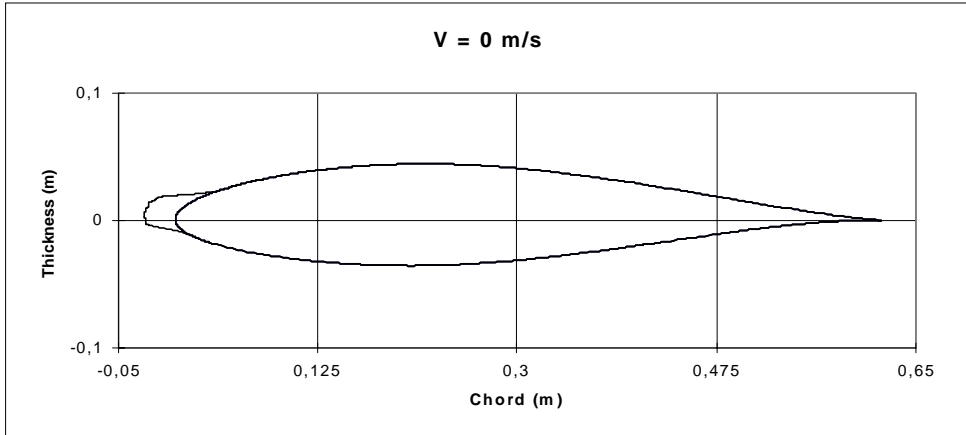
TURBICE on kuivaa jäänmuodostusta kuvaava huurtumismalli. Tämän vuoksi lopputuloksissa ilmoitetaan lavan pintaan törmäävien, alijäähtyneiden sumupisaroiden jäätyvä osuus. Jäätyvä osuus on eräänlainen varoitussignaali, joka ilmoittaa *TURBICE*n soveltumattomuudesta märän jäänmuodostuksen mallintamiseen. Mikäli jäätyvä osuus on 1:stä pienempi, on jäänmuodostumassa läsnä myös nestemäistä vettä. Samaa tarkoitusta palvelee lapapinnan patopisteen lämpötilan ilmoittaminen. Mikäli patopisteen lämpötila on  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  tai suurempi, voidaan osan jäästä olettaa olevan vetenä.

Kaikki Suomen kaupallisessa käytössä olevat tuuliturbiinit (Ahvenanmaalle syksyllä 1997 pystytettyä Enerconia lukuun ottamatta) pyörivät vakionopeudella eli ovat sakkaussäätöisiä. Näin ollen meteorologinen tuulennopeus määrää lavan pintaan kohdistuvan virtauksen kohtauskulman ja siten jäätymisalueen lavan pinnalla. Mikäli meteorologinen tuulennopeus ylittää 25 m/s, tuuliturbiini pysäytetään vikaantumisvaaran vuoksi. Jäänmuodostumien ääriarvot lavan pinnalla saadaan siis suorittamalla TURBICE-mallinnukset meteorologisen tuulen arvoilla 0 m/s ja 25 m/s. Esimerkit TURBICE-mallinnuksista lavan kärki- ja tyviosille ovat kuvissa 3 - 6.

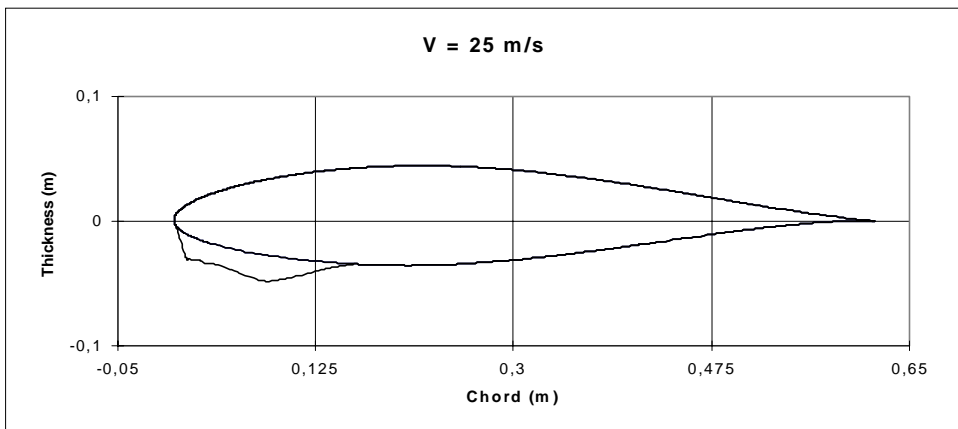
Lavan kärjessä meteorologisen tuulennopeuden vaikutus on pieni eikä sillä ole suurta vaikutusta jäätymisalueen paikkaan. Lavan johtoreuna jäätyy kaikissa tilanteissa. Lavan tyvessä tilanne on toinen. Jäätymisalue ”vaelttaa” meteorologisen tuulennopeuden mukana pitkin lavan pintaa eikä lavan johtoreuna jäädy enää suurilla tuulennopeuksilla.

Jäätymisalueen vaellukseen eivät muut meteorologiset seikat juuri vaikuta. Pesarakoon kasvaessa tosin jäätymisalue laajenee ja päinvastoin. Vaikutus on kuitenkin marginaalinen (muutamia millimetrejä) verrattuna meteorologisen tuulennopeuden aiheuttamaan jäätymisalueen vaellukseen lavan pinnalla. Ilman nestemäisen veden määrän eli LWC:n kasvaessa ainoastaan jäätymisnopeus muuttuu ja vaikutus jäätymisalueen laajuuteen jää merkityksettömäksi.

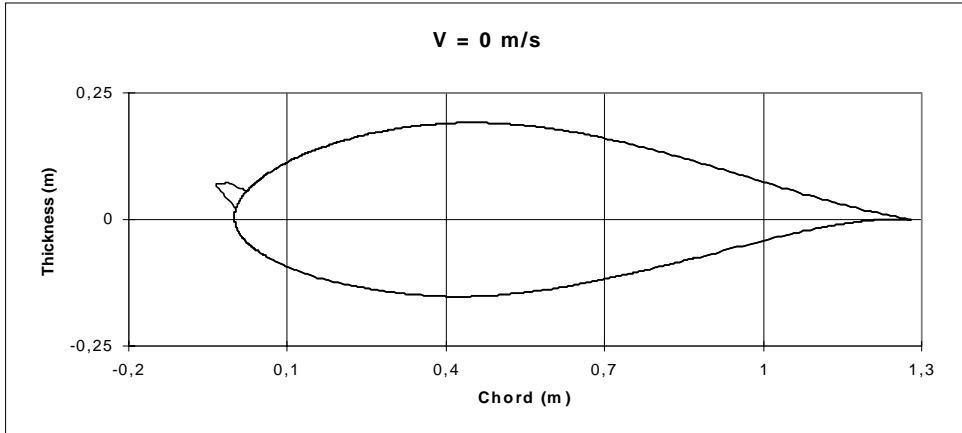
TURBICE-mallinnukset suoritetaan jokaiselle lapaviipaleelle erikseen. Näin saadaan määritetyksi koko lavan jäätymisalue eli lapalämmityselementin sijainti lavan pinnalla. On kuitenkin muistettava, että lapalämmityselementin sijainti riippuu olennaisesti lapatyypistä, tuuliturbiinin tyypistä sekä jäätymisolosuhteista. TURBICE-mallinnukset on tehtävä uudelleen, mikäli mainitut tekijät olennaisesti muuttuvat.



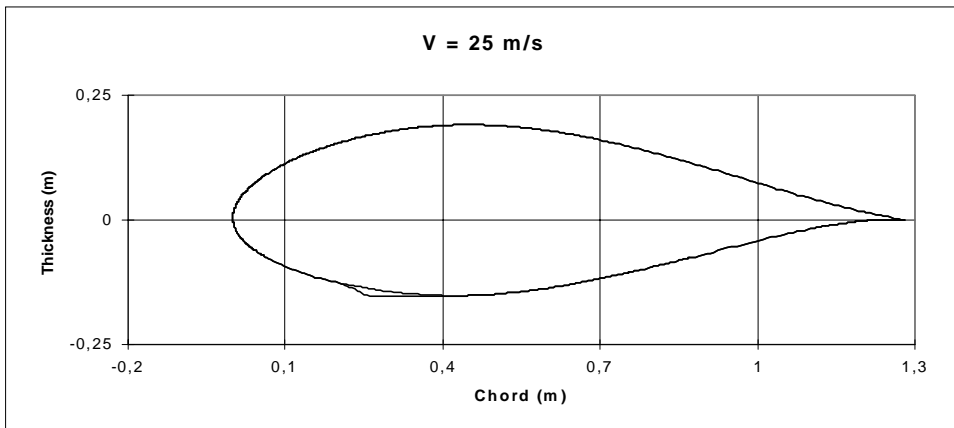
*Kuva 3. Tuuliturbiinin lavan kärjen jäänmuodostuma meteorologisen tuulennopeuden ollessa 0 m/s ja roottorin pyöriessä normaalisti.  $T=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $LWC=0.2\text{ g/m}^3$ ,  $MVD=20\mu\text{m}$ ,  $p=96\text{ kPa}$  ja  $t=60\text{ minuuttia}$ .*



*Kuva 4. Tuuliturbiinin lavan kärjen jäänmuodostuma meteorologisen tuulennopeuden ollessa 25 m/s ja roottorin pyöriessä normaalisti.  $T=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $LWC=0.2\text{ g/m}^3$ ,  $MVD=20\mu\text{m}$ ,  $p=96\text{ kPa}$  ja  $t=60\text{ minuuttia}$ . Jäänmuodostuma ”vaeltaa” lavan pinnalla meteorologisen tuulennopeuden mukaan. Lavan johtoreunaan kertyy jäätä kaikilla tuulennopeuksilla, joilla tuuliturbiini on toiminnassa.*



*Kuva 5. Tuuliturbiinin lavan tyven jäänmuodostuma meteorologisen tuulennopeuden ollessa 0 m/s ja roottorin pyöriessä normaalisti.  $T=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $LWC=0.2\text{ g/m}^3$ ,  $MVD=20\mu\text{m}$ ,  $p=96\text{ kPa}$  ja  $t=1440$  minuuttia.*



*Kuva 6. Tuuliturbiinin lavan tyven jäänmuodostuma meteorologisen tuulennopeuden ollessa 25 m/s ja roottorin pyöriessä normaalisti.  $T=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $LWC=0.2\text{ g/m}^3$ ,  $MVD=20\mu\text{m}$ ,  $p=96\text{ kPa}$  ja  $t=1440$  minuuttia. Jäänmuodostuma ”vaeltaa” lavan pinnalla meteorologisen tuulennopeuden mukaan huomattavasti enemmän kuin lavan kärjessä johtuen roottorin pyörimisnopeuden vähäisemmästä vaikutuksesta. Alhaisesta virtausnopeudesta ja siten pienemmästä sumupisaroiden törmäystehokkuudesta johtuen jäätä muodostuu lavan tyveen hitaammin kuin lavan kärkeen. Lavan johtoreunaan ei suurilla meteorologisilla tuulennopeuksilla kerry jäätä enää ollenkaan.*

## 3.3 HEAT

### 3.3.1 Yleistä

Lapalämmitysjärjestelmän tehtävä on estää jäänmuodostus tuuliturbiinin lapoihin. Riittävä lämmitysteho määritetään VTT Energian lämmön- ja aineensiirtomallilla, HEAT. HEAT mallintaa tuuliturbiinin lapaa kiilasynterillä avulla. Lavan johtoreunaa mallinnetaan sylinterillä ja loppua lavasta kiilan avulla. Ohjelma on FORTRAN-kielinen, kuten *TURBICE*kin.

HEAT ottaa huomioon viisi lapapinnan jäänestoon vaikuttavaa lämmön- ja aineensiirron mekanisme: konvektion, vaporisaation, lämpösäteilyn, kitkan ja törmäävän, alijäähtyneen sumupisaran lämmittämiseen tarvittavan energian. Lämmitystehojakaumaa määritettäessä tärkeimpiä parametreja ovat ilman lämpötila ja virtausnopeus. Erot virtausnopeudessa määräävät pintatehon suuremmaksi lavan kärkiosissa kuin tyviosissa. Lämmöntarpeeseen vaikuttaa myös virtauksen turbulentsisuus, joka kasvattaa lämmöntarpeen kaksin- jopa kolminkertaiseksi. Näin on laita sakkaussäätöisen tuuliturbiinin lavan tyviosassa, jossa virtausta mallinnetaan turbulentsisella virtauksella.

HEATin on VTT Energiassa diplomityönään kehittänyt Mauri Marjaniemi [9]. HEATin aliohjelmana käytettävän sylinterin lämmön- ja aineensiirtomallin on laatinut Lasse Makkonen VTT Rakennustekniikasta [13].

### 3.3.2 Lähtötiedot

Lähtötietoina HEAT käyttää meteorologisia tietoja, turbiini- ja lapakohtaisia tietoja sekä *TURBICE*lla laskettuja jäätyneitä lapaprofiileja soveltuvin osin. Meteorologisista suureista tärkeimmät ovat ilman lämpötila ja tuulennopeus sekä ilman nestemäisen veden sisältö, LWC. Turbiinikohtaisista tiedoista merkittävin on turbiinin roottorin pyörimisnopeus sekä kokonaislämmitystehon laskemiseksi lapojen lukumäärä. Turbulentsin lämmönsiirron mallintamiseksi malli käyttää lähtötietojen hiekkapaperikarheutta sekä oletetun korkeimman karheuspiikin korkeutta. Laminaarisessa virtaustapauksessa karheusarvoiksi oletetaan nolla. Kopio HEATin alustustiedostosta on taulukossa 2.

Taulukko 2. HEATin lähtötiedot. HEATilla lasketaan pintatehojakaumat lapalämmityselementeille.

METEOROLOGICAL WIND SPEED (m/s)	V0=10.00
AIR TEMPERATURE (C)	TI=-15.0
HUMIDITY (%/100)	HUM=1.00
LIQUID WATER CONTENT (g/m3)	WC= 0.50
FOG DROPLET DIAMETER (microns)	PISARA=20.00
SANDPAPER ROUGHNESS (mm)	RSP= 0.00
HEIGHT OF THE HIGHEST PEAK (mm)	REH= 0.00
NUMBER OF BLADES	B= 3.00
ROTATING SPEED OF WIND TURBINE (rpm)	OMERPM= 41.50
WIND TURBINES SWEEP DIAMETER (m)	DIAMET= 25.00
AIR BRAKES LENGTH (m)	TOPLEN= 1.40
STANDARD LENGTH OF HEATING FOIL (m)	STFOIL= 1.90
WIND SPEED LIMIT OF FOIL SPLITTING (m/s)	VLIMIT=10.00
COVER FACTOR OF COLLISION AREA	COVER= 1.00
NAME OF HEATING AREA FILE	HEFOIL=N632W220.FLD
NAME OF COLLISION EFFICIENCY FILE	COLEFF=N632W220.COL
NAME OF BLADE FILE	BLADIM=N632W220.RCT
NAME OF CD/CL FILE	DRALIF=N632W220.CLD
NAME OF POINT FILE	POINTS=N632W220.PNT
CALCULATIONS FROM THE BLOCK NUMBER..	LALKU=01
..TO THE BLOCK NUMBER..	LOPPU=09

Lähtötietoina on viisi tiedostoa: lapaprofiilin pistetiedosto, lavan nosto- ja vastusvoimien tiedosto, lapa geometriatiedosto, *TURBICELLA* laskettu jäätymisalue tiedosto sekä lapalämmityselementin suunnittelua helpottava lapalämmityselementin geometriatiedosto. Lapalämmityselementin käytännön suunnittelua helpottavat myös lavan kärkijarruosan pituuden määrittäminen ja lämmityselementin standardipituus. Jäätymisalueen peittoprosenttia voidaan muuttaa käytännön mittausten mukaan.

HEATilla mallinnettavien lapaviipaleiden määrä annetaan silmukatiedoissa alustustiedoston lopussa. Suunniteltaessa kokonaista lapalämmityselementtiä lasketaan arvot lavan kaikille viipaleille. Taulukossa 2 olevalle Pyhätunturin tuuliturbiinille mallinnus on tehty käyttäen 9 lapaviipaletta, joiden pituus on 1.1 m.

Rajatuulennopeutta käytettäessä lämmityselementti jakautuu kahteen osaan, jotka jäätyvät rajatuulta pienemmillä tai suuremmilla tuulilla. Rajatuulta käyttämällä voidaan suunnitella elementtivalmistajan standardeja noudattava lapalämmityselementti.

### 3.3.3 Tulokset

*HEAT*in tuloksena saadaan lapalämmityselementin pintatehojakaumat lavan jänteen suunnassa. Laskemalla useita säteittäisiä lapaviipaleita, 10 - 30 kappaletta lavan pituudesta riippuen, saadaan suunniteltua lapalämmityselementti koko lavalle. Kuvissa 7 - 14 on *HEAT*-mallinnuksen tuloksia Pyhätunturin tuuliturbiinin lavan kärki- ja tyviosista erilaisissa virtausolosuhteissa.

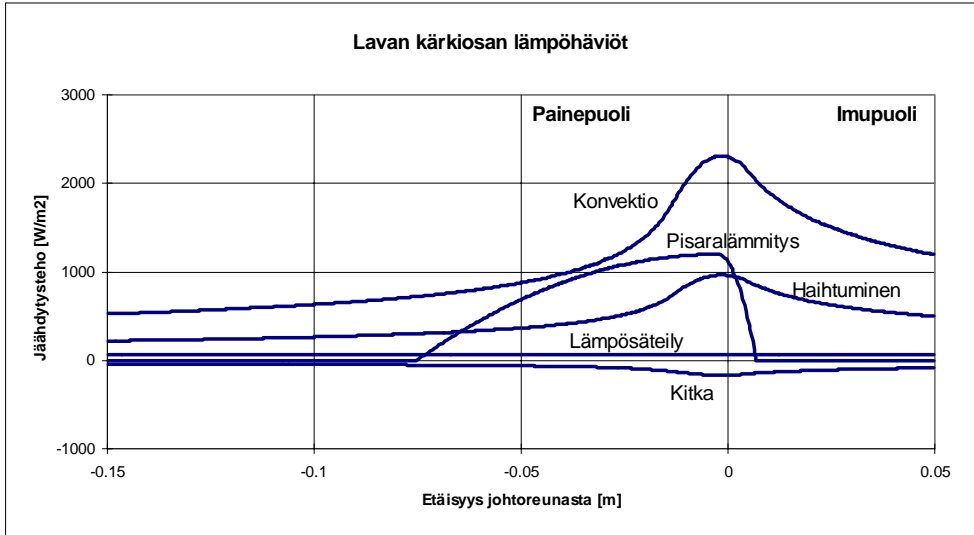
Meteorologisista tekijöistä eniten lapapinnan termodynamiikkaan vaikuttavat ilman lämpötila, tuulennopeus ja ilman nestemäisen veden sisältö, joista ilman lämpötilan vaikutus on suurin. Oikean mitoituslämpötilan valinta on lapalämmityselementin suunnittelun tärkein vaihe. Tehoton elementti jäätyy hankalissa olosuhteissa eikä täytä sille asetettuja vaatimuksia. Toisaalta taas ylimitoitettu elementti johtaa järeämpiin elementtiratkaisuihin sekä kasvavien virranvoimakkuuksien kautta järeämpiin kaapelointeihin ja liukurenkaisiin sekä muihin lämmitystehoa siirtäviin ja kontrolloiviin komponentteihin. Lisäksi jäätyvien olosuhteiden esiintyminen kovilla pakkasilla on epätodennäköistä.

Meteorologisen tuulennopeuden vaihtelu vaikuttaa lapapinnan lämmönhukkaan siirtämällä lämmitystehon maksimikohtaa lavan jänteen suunnassa. Tuulennopeuden vaikutus on suurempi lavan tyviosassa, jossa pyörimisnopeuden vaikutus on pienempi. Ideaalitulanteessa lapalämmityselementti jaettaisiin useisiin, eri pintatehon omaaviin alielementteihin, joita voitaisiin erikseen säätää tuulennopeuden mukaan. Tämä kuitenkin johtaisi monimutkaisiin kaapelointi ja säätöjärjestelmiin, joten käytännössä alielementtien määrä rajoittuu muutamaankappaleeseen.

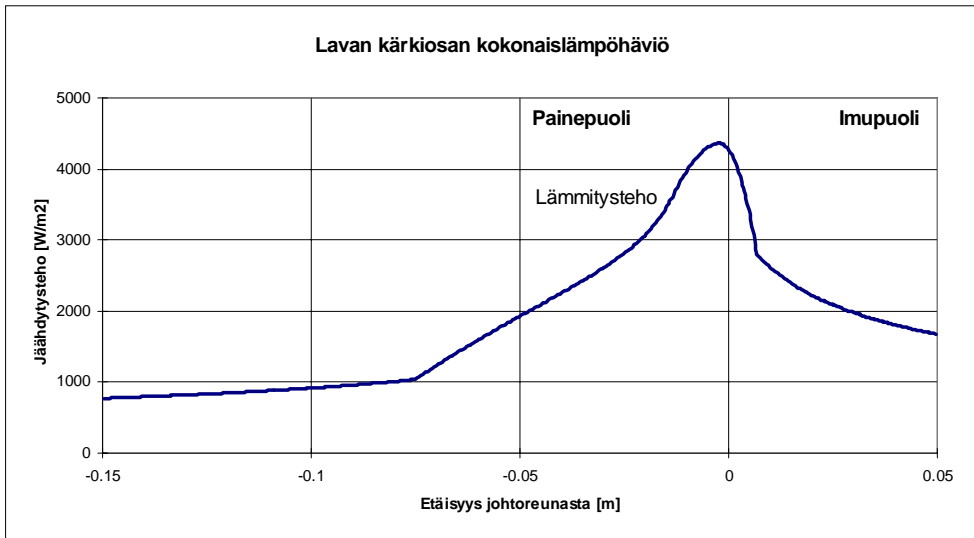
Ilman nestemäisen veden sisältöä (LWC) on vaikea ennakoita arvioida, sillä se korreloi erittäin heikosti muiden meteorologisten parametrien kanssa [11]. LWC:n vaikutus pyritään ottamaan huomioon mitoituslämpötilan valinnassa lievästi ylityksinä.

Ennakoita arvioitavista tekijöistä hankalin on ilmavirtauksen pyörteisyys eli turbulenssi lavan pinnalla. Todennäköisin turbulenssin aiheuttaja arktisen tuuliturbiinin lavoissa on lapapinnan karheus eli jää. Lapalämmityselementit on mitoitettava lämpöhäviöhuipun mukaan, sillä muuten lapapintojen jäätyminen alkaa alimitoitettusta kohdasta, jonka seurauksena virtaus muuttuu turbulenssiseksi, jolloin lämpöhäviöt kasvavat ja jäätyminen vauhti kiihtyy. Virtauksen muuttuminen turbulenssiseksi nostaa lapapinnan lämmönhukan kaksin- jopa kolminkertaiseksi, mikä nähdään kuvista 7 - 14.

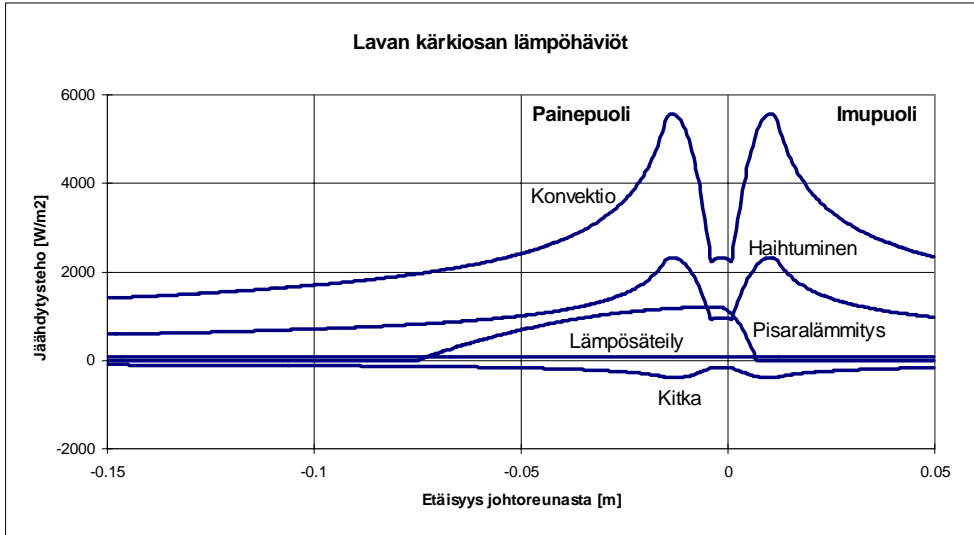




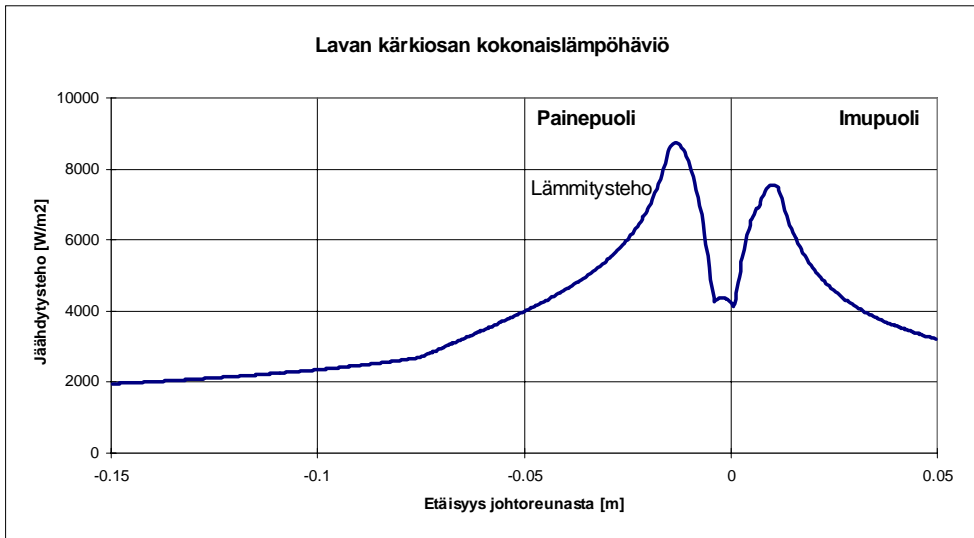
Kuva 7. Tuuliturbiinin lavan kärkiosan lämpötalouteen vaikuttavat tekijät eriteltyinä. Ilman lämpötilä  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteetön eli laminaarinen.



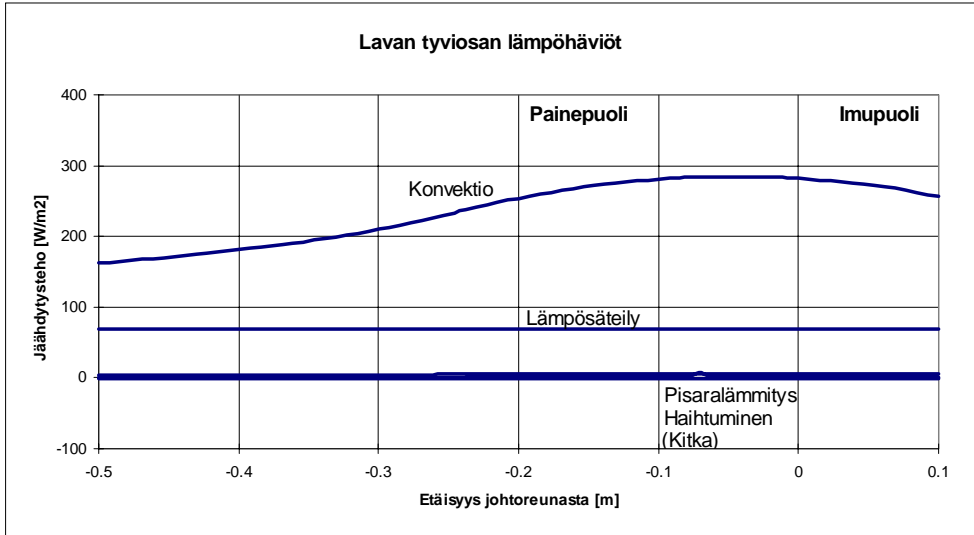
Kuva 8. Tuuliturbiinin lavan kärkiosan yhteenlaskettu lämpöhäviö eli lapalämmityselementiltä vaadittava paikallinen ja hetkellinen lämmitysteho. Ilman lämpötilä  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteetön eli laminaarinen.



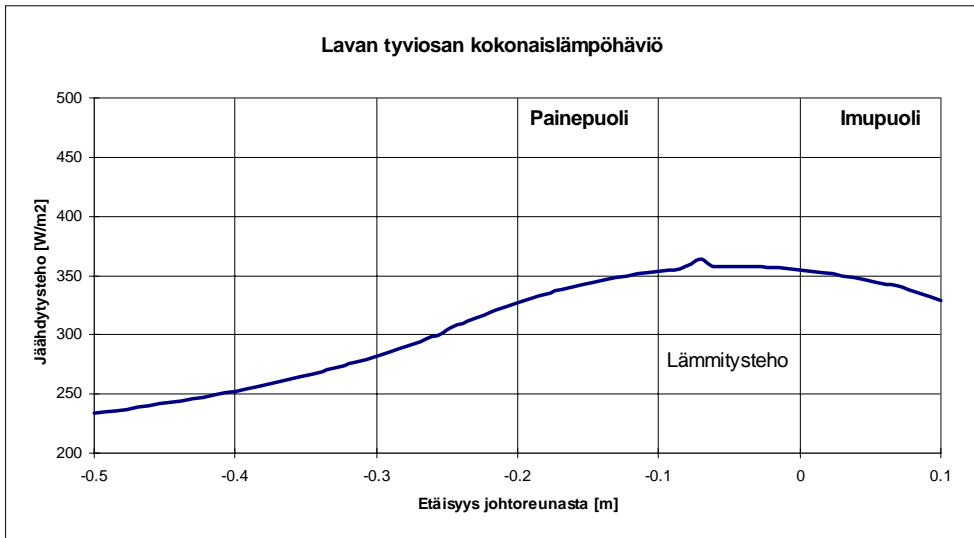
Kuva 9. Tuuliturbiinin lavan kärkiosan lämpötalouteen vaikuttavat tekijät eriteltyinä. Ilman lämpötilä  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteinen eli turbulenttinen.



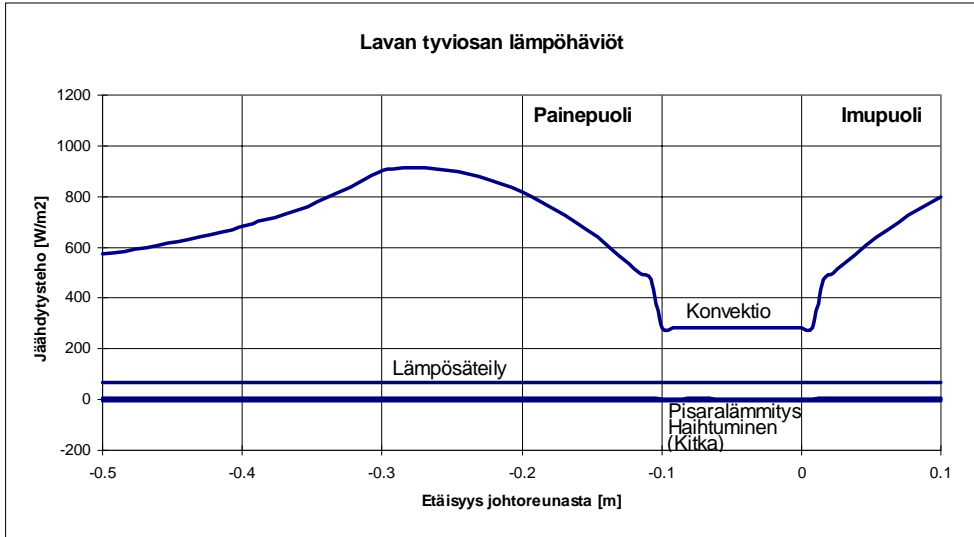
Kuva 10. Tuuliturbiinin lavan kärkiosan yhteenlaskettu lämpöhäviö eli lapalämmityselementiltä vaadittava paikallinen ja hetkellinen lämmitysteho. Ilman lämpötilä  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteinen eli turbulenttinen.



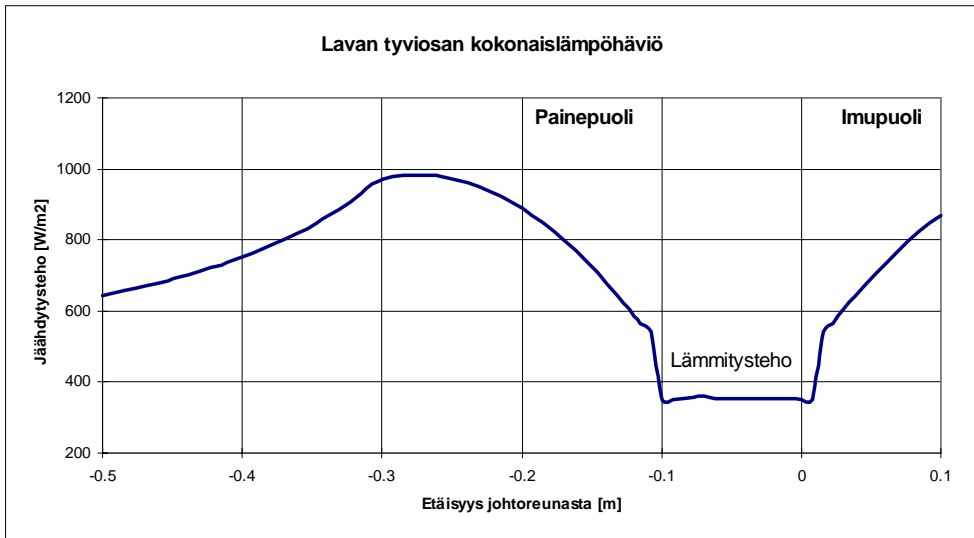
Kuva 11. Tuuliturbiinin lavan tyviosan lämpötaulouteen vaikuttavat tekijät eriteltyinä. Ilman lämpötila  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteetön eli laminaarinen.



Kuva 12. Tuuliturbiinin lavan tyviosan yhteenlaskettu lämpöhäviö eli lapalämmityselementiltä vaadittava paikallinen ja hetkellinen lämmitysteho. Ilman lämpötila  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja  $\text{LWC } 0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteetön eli laminaarinen.



Kuva 13. Tuuliturbiinin lavan tyviosan lämpötalouteen vaikuttavat tekijät eriteltyinä. Ilman lämpötila  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja LWC  $0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteinen eli turbulентtinen.



Kuva 14. Tuuliturbiinin lavan tyviosan yhteenlaskettu lämpöhäviö eli lapalämmityselementiltä vaadittava paikallinen ja hetkellinen lämmitysteho. Ilman lämpötila  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , meteorologinen tuulennopeus  $10\text{ m/s}$  ja LWC  $0.2\text{ g/m}^3$ . Virtaus lavan pinnalla pyörteinen eli turbulентtinen.

## 4. Lapalämmitysjärjestelmä

### 4.1 Yleistä

Lapalämmityselementin teoreettisen mitoituksen jälkeen on kehitettävä käytännössä toimiva ratkaisu yhdessä elementtitoimittajan kanssa sekä asennettava elementti paikoilleen. Lisäksi elementille on järjestettävä tehonsyöttö tuuliturbiinin roottorin pyörivälle puolelle sekä edelleen turbiinin jarruttaessa aukeavaan lavan kärkijarruosaan.

Olellaisena osana lapalämmitysjärjestelmää ovat ohjaus, valvonta ja seuranta. Toimiva ohjausjärjestelmä pitää arktisen tuulivoimalaitoksen toimintakunnossa ympäri vuoden sekä pienentää lämmityskustannuksia. Pilot-vaiheessa valvonta on kehityksen ja toimivuuden ehdoton edellytys. Seurannan avulla saadaan vahvistetuksi mallinnukset sekä voidaan määrittää tarvittavat muutostoimenpiteet.

Lapalämmitysjärjestelmä on osa arktisen tuuliturbiinin rakennetta. Yhteistyö turbiini- ja lapavalmistajien kanssa jo valmistusvaiheessa on tärkeää. Tulevaisuudessa lapalämmityksen ohjaus- ja valvontajärjestelmät tullaan integroimaan tuuliturbiinin omaan valvontajärjestelmään, sillä kahden päällekkäisen järjestelmän ylläpito ei ole järkevää. Lapalämmitysjärjestelmän komponentteja pyritään yhä enenevässä määrin standardoimaan.

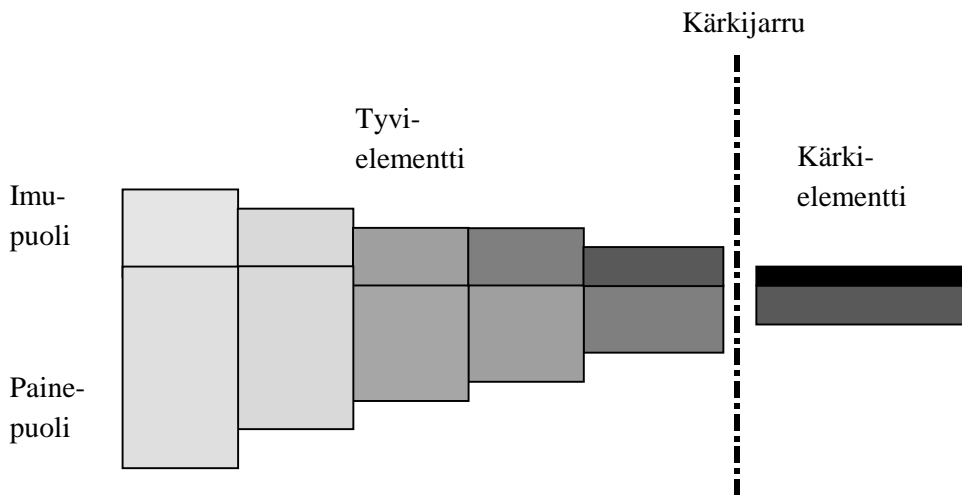
### 4.2 Lapalämmityselementin suunnittelu

Lapalämmityselementin suunnittelun lähtökohtana ovat tietokonemallinnukset, joiden avulla elementin sijainti lapapinnalla ja elementin lämmitystehojakaumat määritetään. Mallien lähtötietoina ovat arktisen tuulivoimalaitoksen sijaintipaikan sääolosuhteet sekä turbiini- ja lapavalmistajilta saatavat turbiinikohtaiset tiedot.

TURBICE- ja HEAT-mallien tuloksia muutamissa eri olosuhteissa on esitetty kuvissa 3 - 14. Tämän tyyppisten mallinnusten perusteella saadaan aikaan kuvan 15 mukainen lapalämmityselementti, joka on jaettu useisiin alielementteihin erilaisten pintatehotarpeiden mukaan. Tummempi väri kuvassa 15 kertoo suu-

remmasta pintatehosta. Alielementtien fysikaalisten dimensioiden suunnittelu on käsityötä, jota rajoittavat elementtivalmistajan standardit ja ohjausjärjestelmän pitäminen mahdollisimman yksinkertaisena.

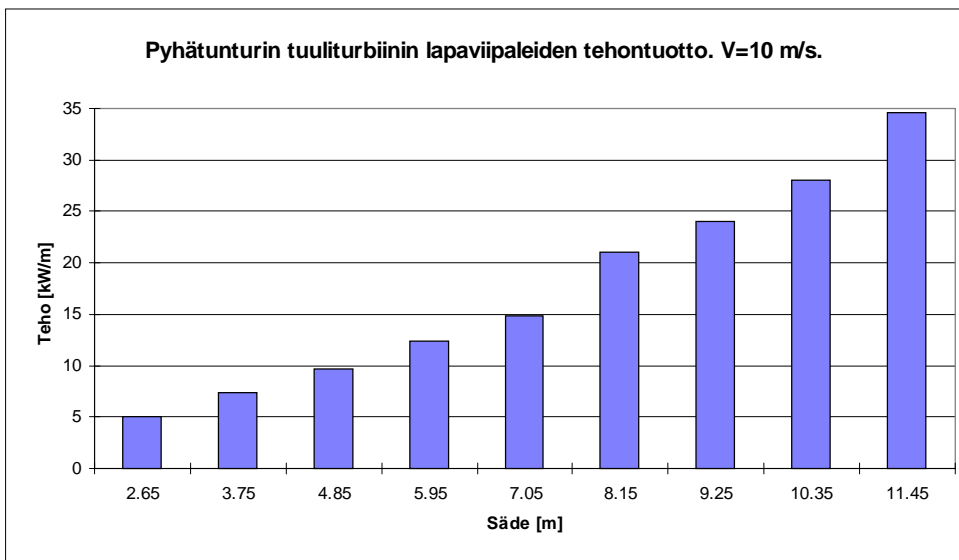
Ideaalitapauksessa jokaista alielementtiä ohjattaisiin erikseen. Käytännössä tämä johtaisi jokaisen alielementin erilliseen kaapelointiin sekä tehonsyötössä että signaalinsiirrossa. Erillisohjauksessa jokaiseen alielementtiin kuljisi vahvavirtajohdinpari sekä signaalijohdinpari lämpötila-anturia varten. Kuvan 15 elementin kaapelointiin 0.5 MW:n tuuliturbiinissa tarvittaisiin kaapelia yli 10 km. Niin ikään ohjauskytkimiä yms. elektronisia komponentteja tarvittaisiin lisää samassa suhteessa. Nämä kaikki komponentit sijaitsevat tuuliturbiinin pyörivällä puolella, joten vikaantumistapauksissa huolto on hankala toteuttaa.



*Kuva 15. Lapalämmityselementti koostuu eri pintatehon omaavista alielementeistä. Mitä tummempi on kuvan alielementin väri, sitä suurempi on sen pintateho. Ideaalitapauksessa jokaista alielementtiä ohjattaisiin erikseen, mutta käytännössä alielementit joudutaan ryhmittämään suuremmiksi kokonaisuuksiksi. Tällöin lapalämmityselementin mitoitus korostuu entisestään.*

Käytännössä alielementit ”niputetaan” suuremmiksi kokonaisuuksiksi, jotka vaativat vain yhden tehonsyöttöjärjestelmän ja yhden lämpötila-anturin. Arktisen tuuliturbiinin kaikkien lappojen lämmitysjärjestelmät ovat identtiset, joten koko järjestelmää voidaan ohjata yhden lavan lämpötila-anturi(e)n perusteella. Lämpötila-anturit asennetaan kuitenkin jokaiseen lapaan, jolloin yhden anturin vikaannuttua ohjaus voidaan siirtää toisen lavan lämpötila-anturille.

Lapalämmityselementin pituuden valinta on eräs suunnittelun avainkysymyksiä. Kuinka pitkälle lavan tyviosaa kannattaa lämmittää? Tätä ongelmaa selventää kuva 16, jossa HEAT-mallin aerodynamiikkaosalla on laskettu Pyhätunturin tuuliturbiinin lavan tuotto viipaleittain lapametria kohti. Kuvasta nähdään, että suurin tuotto saadaan lavan kärkiosista ja pienin tyviosista. Neljännes lavan pituudesta kärjestä lukien tuottaa yli puolet lavan kokonaistuotosta.



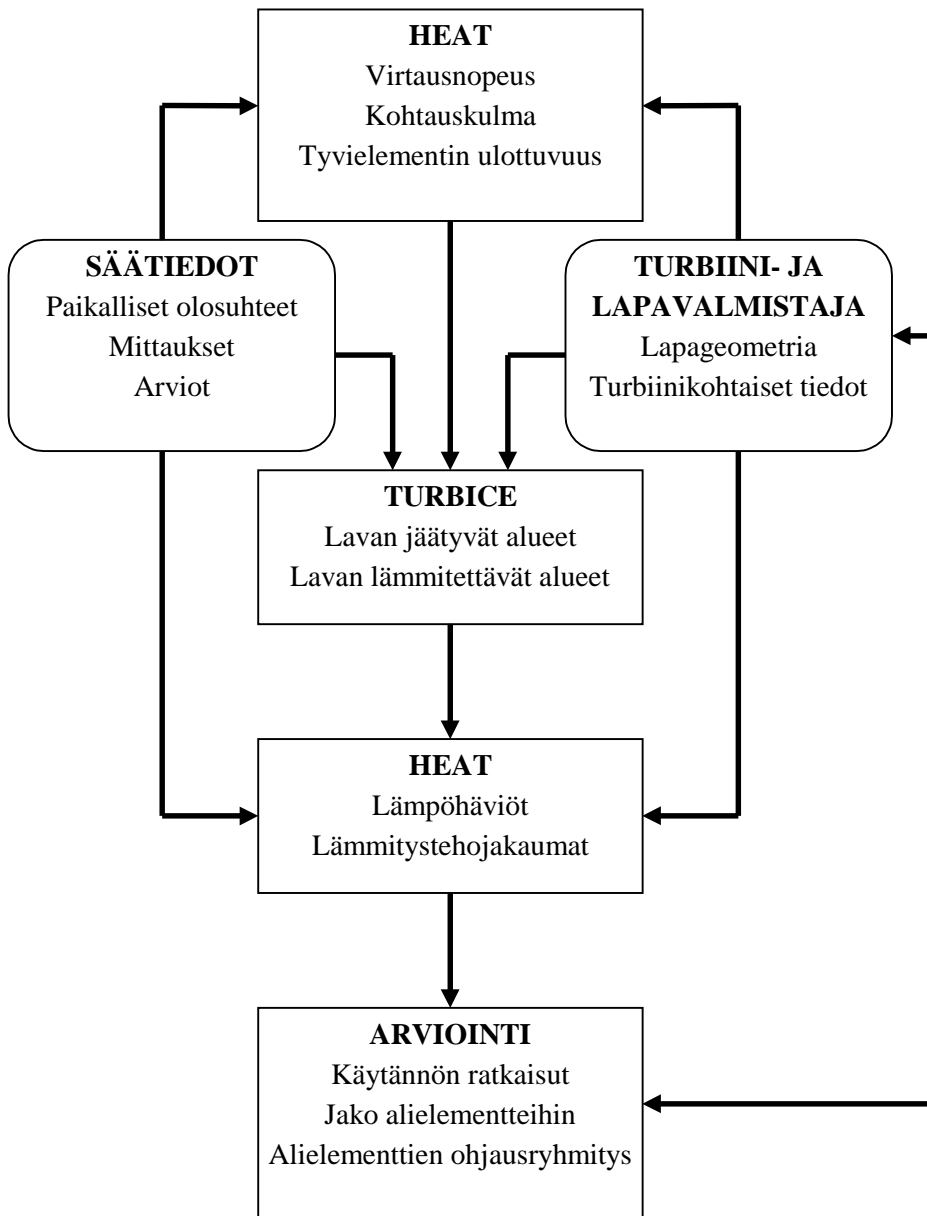
*Kuva 16. Pyhätunturilla olevan arktisen tuulivoimalaitoksen (Wind World 220 kW) teoreettinen tuotto lapametria kohti. Lapalämmitysjärjestelmän lähtökohdiana on lapakärkien jäänesto suurimman tuoton saamiseksi. Lavan tyviosan tuotto on heikompi, mikä otetaan huomioon lapalämmityselementtiä tyveen päin ulotettaessa.*

Lapalämmitysjärjestelmän suunnittelun painopiste on lavan kärjen jäätyminen estäminen, mutta ei toki pidä unohtaa tyviosaakaan. Kuvan 16 perusteella lavan tyviosan tuotto 10 m/s:n tuulella on 5 kW lapametriä kohti, jolloin lämmittäminen on perusteltua. Lisäksi lämmittämätön tyviosa kerää valtavat määrät jäätä suuren kokonsa ansiosta. Tyviosan jääkuormat lapametriä kohti saattavat kohota useisiin kymmeneen kilogrammoihin vapaasti jäätyessään.

Lapalämmityselementin suunnittelun eteneminen vaiheittain esitetään kuvassa 17. Aluksi määritetään virtausnopeudet ja kohtauskulmat lapaprofiililla HEAT-mallin aerodynamiikkaosan avulla. Samalla selvitetään lavan viipaletehon avulla, miten kauas tyviosaan lämmityselementti ulotetaan. TURBICE-mallinnus selvittää lapalämmityselementin sijainnin lavan pinnalla ja HEAT-mallinnus elementin lämmitystehojakaumat. Lopuksi suoritetaan lämmityselementin jako alielementteihin käsityönä. Lähtötietoina ovat tuuliturbiini- ja lapavalmistajien tiedot sekä arktisen tuulivoimalan pystytyspaikan meteorologinen data.

Aikaa yhden tuuliturbiinin lapalämmityselementin teoreettiseen suunnittelun kuluu reilu kuukausi. Pelkästään raskaaseen TURBICE-mallinnukseen kuluu aikaa vähintään viikko Pentium-ympäristössä, 4 - 5 PC:tä hyödyntäen.





Kuva 17. Lapalämmityselementtisuunnittelun vaihekaavio.

## **4.3 Lapalämmityselementtien vaihtoehdot**

### **4.3.1 Yleistä**

Suomen Lapin tuntureille on 1990-luvulla rakennettu 4 arktista tuulivoimalaitosta. Näissä tuuliturbiineissa lapalämmitysjärjestelmä on toteutettu erilaisilla menetelmillä. Pääsuuntauksina ovat lavan pintaan liimattava muovikalvo ja lavan rakenteisiin integroitu lämmityselementti. Pintakalvoja on käytetty Lammasoivin 2 x 450 kW:n tuulipuistossa sekä aikaisemmin Pyhätunturin 220 kW:n testilaitoksella. Lapaintegroituja menetelmiä on käytössä Enontekiön Hentan 65 kW:n tuuliturbiinissa sekä nykyisin Pyhätunturilla.

### **4.3.2 Pintakalvoelementit**

Ensimmäinen lapalämmitysjärjestelmällä varustettu tuuliturbiini pystytettiin Pyhätunturille syksyllä 1993 ja se oli varustettu lavan pintaan asennettavalla lämmityskalvolla. Pituudeltaan 6-metrinen lapalämmityselementin asennus suoritettiin jälkiasennuksena halliolosuhteissa standardilavan pintaan liimaamalla.

Lämmityskalvo koostuu muovipintojen väliin asennetusta metallijohtimesta, jonka leveyttä ja paksuuta voidaan valmistusvaiheessa säätää. Eri resistanssin omaavat kalvoalueet lämpenevät eri tehoilla, mikä mahdollistaa alielementtien erilaiset pintatehot. Tätä on havainnollistettu kuvassa 18. Pintakalvon kokonaispaksuus on noin 0.3 mm ja siihen kuuluu liimatarra kiinnitystä varten.

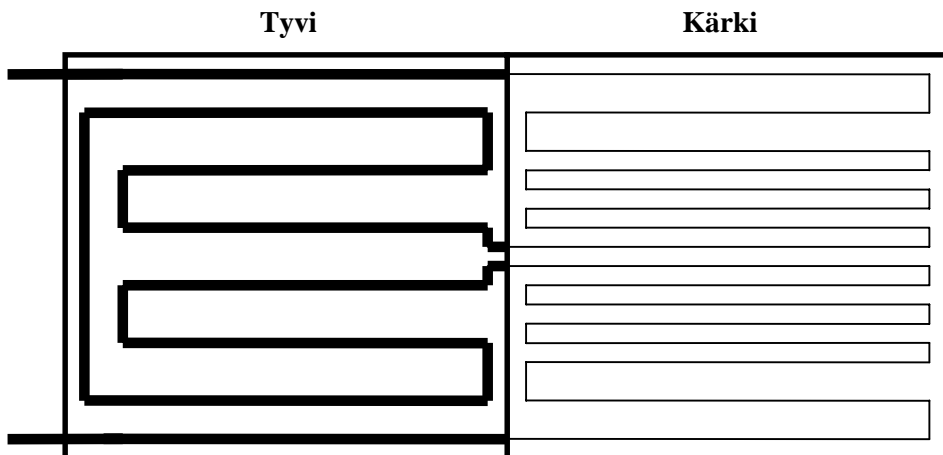
Pintakalvojen etuna on, että ne voidaan asentaa lapoihin jälkiasennuksena, jolloin testausvaiheessa päästään etenemään nopeasti. Lisäksi pintakalvot voidaan tilata mitoitettuina suoraan kalvotoimittajalta, jolloin eräs alihankintavaihe lapalämmityksen suunnittelussa jää pois. Pilot-vaiheessa pintakalvojen jäätymistä on myös helppo seurata. Tällöin alilämmitetyt alueet havaitaan helposti ja kalvoa voidaan kehittää visuaalisten havaintojen perusteella.

Pintakalvojen ongelmana on heikko mekaaninen kesto. Lavoista irtoavat jääpalat, ilmapirran mukana törmäävät jääkiteet sekä alituiset lämpötilan vaihtelut asettavat lujat vaatimukset lämmityskalvoille lapojen pinnalla. Tämä korostuu etenkin pitempiin lapoihin asennettavien pintakalvojen kohdalla.

Pitkän lavan ja pintakalvon taivutusominaisuudet ovat erilaiset, jolloin kalvoa irti repivät voimat kasvavat. Pitkän tasorakenteen asentaminen mutkikkaaseen, kolmiulotteiseen lapaan on myös hankalaa ja kasvattaa edelleen leikkausvoimia pitkän tasopintakalvon ja lapapinnan välille.

0.5 MW:n tuuliturbiinissa tyvielementin pituus saattaa nousta yli 10 metrin. Näin pitkän pintakalvon asentaminen on vaativaa puuhaa. Mikäli asennusvaiheessa kalvon ja lapapinnan väliin jää ilmakupla, kohoaa tämän kuplan kohdalla olevan johtimen lämpötila useita kymmeniä asteita ympäristöään korkeammaksi, jolloin muovikalvo saattaa sulaa.

Haavoittuvuus on pintakalvon ongelmista pahin. Mutkille taivutettu ohut ja kapea metallijohdin muovikalvojen välissä on altis mekaaniselle vikaantumiselle. Mikäli 3 - 4 mm:n levyinen johdin katkeaa, koko elementti lakkaa toimimasta. Esimerkiksi pieni ja terävä, toisesta lavasta irronnut jääpala voi rikkoa pintakalvon ja vahingoittaa metallijohdinta, jolloin koko elementti ”sammuu”. Kalvon pintaan tulleesta reiästä sisään päässyt kosteus aiheuttaa saman ongelman hieman pidemmällä viiveellä.



*Kuva 18. Periaatekuva metallijohtimiin perustuvasta lapalämmityselementistä. Johtimen sähkövastusta voidaan säätää johtimen pituutta, leveyttä ja paksuutta muuntelemalla, jolloin lämmityselementin eri osiin saadaan eri pintatehot.*

### 4.3.3 Laparakenteeseen integroidut elementit

Ensimmäinen lapaintegroitu lämmityselementti asennettiin Enontekiön Hetassa olevaan 65 kW:n tuuliturbiiniin jälkiasennuksena keväällä 1994. Elementti on perusteiltaan kuvan 18 mukainen. Hetan tuuliturbiinissa metallijohdin on kudottu polyesteriverkkoon, jolloin elementin rakenne on joustava. Tämä verkkorakenne liimattiin lapaan, jonka jälkeen lapa pinnoitettiin uudelleen. Näin elementti on suojassa mekaaniselta kulutukselta lavan pinnan alla. Hetan ratkaisu on osoittautunut toimintavarmaksi.

Hetan ns. skrimmi-elementtiratkaisu ei kuitenkaan poista elementin haavoittuvuutta. Mikäli johdin katkeaa yhdestä kohdasta, koko elementti lakkaa toimimasta. Vian paikallistaminen on myös hankalaa, koska johdinverkko on näkymättömissä pinnoitteen alla.

Lapalämmitysteknologian uusin saavutus on useisiin rinnakkaisiin resistanssilämmittämiin perustuva lapaintegroitu lämmityselementti. Elementti asennettiin halliolosuhteissa Pyhätunturin tuuliturbiinin lapoihin keväällä 1997. Vuoden kestäneiden käyttökokemusten perusteella järjestelmä on osoittautunut erinomaiseksi. Mekaanisia ja elektronisia vikoja ei ole havaittu.

Lapaintegroitu lämmityselementti asennetaan pinnoittamattomaan lapapintaan. Elementti laminoidaan osaksi laparakennetta, jonka jälkeen lapa pinnoitetaan normaalisti. Mikäli laparakenteeseen tulevat kaapeloinnit ja anturit asennetaan osana lapavalmistuspöytäprosessia, lapaintegroidulla lämmitysjärjestelmällä varustettu tuuliturbiinin lapa ei ulkonaisesti eroa standardilavasta.

Viimeaikaisten vertailututkimusten perusteella voidaan todeta, että tulevaisuuden lapalämmityshankkeet tullaan toteuttamaan lapaintegroituina ratkaisuuina. Ongelmana on ainoastaan projektin työvoimavaltaisuuden kasvu. Joudutaan pohtimaan työnjaon merkitystä lapaelementtiasentajan ja lapavalmistajan välillä, varsinkin kolmansiiin maihin suorittettavien toimitusten osalta.

## 4.4 Lapalämmityselementtien tehonsyöttö

### 4.4.1 Liukurengas

Sähkövastuksiin perustuva lapalämmitysjärjestelmä tarvitsee toimiakseen sähkövirtaa. Tuuliturbiinin roottorin pyörivälle puolelle sähkö johdetaan mekaanisen liukurenkaan kautta. Liukurengas muodostuu metallirenkaan yli liukuvista hiiliharjoista, jotka on vuosihuoltojen yhteydessä vaihdettava. Liukurenkaan kierrosten määrä vuodessa kohoaa yli 10 miljoonaan tuuliturbiinia normaalisti käytettäessä.

Liukurenkaan fyysinen koko on olennainen seikka lapalämmityksen tehonsyöttöä suunniteltaessa. Tilanpuutteen vuoksi on liukurenkaita jouduttu suunnittelemaan minikokoisiksi. Liukurenkaan koon minimointia rajoittavat kuitenkin suuret, yli 30 ampeerin virrat, joita lapalämmitysjärjestelmä vaatii. Käytännössä onkin jouduttu turvautumaan erikoiseristeisiin pienikokoisia liukurenkaita suunniteltaessa. Liukurenkaan koko-ongelmat poistuvat tuuliturbiinien koon kasvaessa. Yli 500 kW:n tuuliturbiineissa on tilaa jo suuremmallekin liukurenkaalle.

### 4.4.2 Kärkijarru

Kaikki Suomessa toimivat kaupalliset tuulivoimalaitokset (poikkeuksena Ahvenanmaalle syksyllä 1997 pystytetty Enercon 500 kW) on varustettu kärkijarrumekanismilla. Turbiinia jarrutettaessa lapojen kärjet työntyvät ulos kääntyen samalla poikittain ilmavirtausta vastaan, jolloin turbiini pysähtyy. Lapojen kärkien osuus tuuliturbiinin tuotosta on merkittävä, joten lapalämmitysjärjestelmän pitää kattaa myös nämä aukeavat kärjet. Sähkövirtaa pitää syöttää myös tähän ”irtoavaan” osaan.

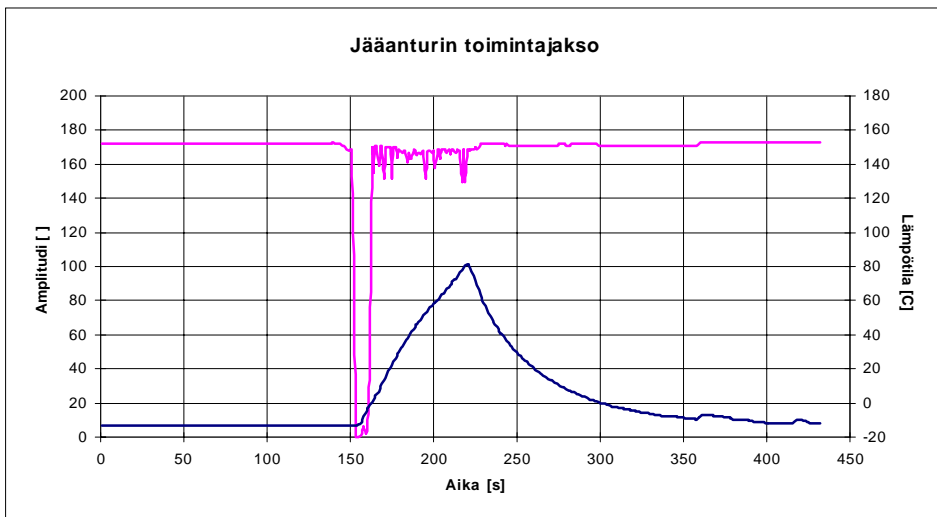
Pyhätunturilla tämä on toteutettu joustavien kytkinnastojen avulla, jotka sijaitsevat emolavan ja kärkijarrun välissä. Tällöin kärkijarrun auetessa sähkönsyöttö kärkijarruosaan loppuu. Tuuliturbiinin ohjelmaan on kuitenkin tehty muutos, jonka ansiosta lapojen kärjet vedetään takaisin sisään heti jarrutuksen jälkeen, jolloin lämmitystä voidaan jatkaa eikä emolavan ja kärkijarrun välinen saumakohta ehdi jäätyä. Lapojen kiinniväntämisen mahdollistaa levyjarru, jonka varassa roottori pysyy paikoillaan, vaikka kärkijarrut vedetään sisään.

## 4.5 Lapalämmityksen ohjaus

### 4.5.1 Jääanturi

Lapalämmitysjärjestelmää käytetään ainoastaan jäätävissä oloissa. Normaalisti pakkaskelillä lavat eivät kerää huurreta eli tykkyä, jolloin lapoja ei tarvitse eikä kannata lämmittää. Jäätävistä olosuhteista ilmoittaa jääanturi, joka välillisesti tai suoraan kytkee lapalämmitysjärjestelmän päälle tai pois.

Sekä Pyhätunturilla että Lammasoavin tuulipuistossa on käytössä ultraääneen perustuva jääanturi. Lämmitettävän vastussylinterin ympäri on kierretty ultraäänijohdin, jonka amplitudi vaimenee anturin alkaessa jäätyä kiinni sylinteriin. Amplitudin riittävästi vaimennuttua antaa jääanturi jäävaroituksen, jonka jälkeen jääanturi sulattaa itsensä jäästä puhtaaksi. Uuteen mittauksen jääanturi on valmis 5 - 15 min kuluttua, kun lämmitettävä vastussylinteri on ehtinyt riittävästi jäähtyä. Jääanturin toimintasykli nähdään kuvasta 19, joka on mitattu Pyhätunturin tuulivoimalaitoksella.



*Kuva 19. Ultraääneen perustuvan jääanturin toimintajakso. Jäätymisvaiheessa ultraäänianturin amplitudi (ylempi käyrä) laskee, jolloin jäätymisvaroitusta annetaan. Varoitussignaalin antamisen jälkeen jääanturi sulattaa itsensä jäästä puhtaaksi. 5 - 15 min kestävä jäähtymisvaihe jälkeen jääanturi on valmis uuteen mittaukseen. Jääanturin lämmitysvastuksen lämpötilakäyrä on kuvassa alempana. Jääanturi antaa lämmityskäskyn lapalämmitysjärjestelmälle.*

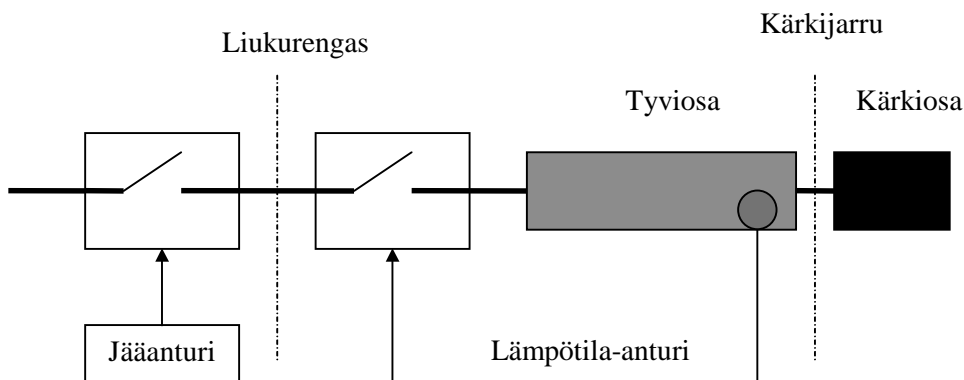
VTT Energia on yhdessä jääanturitoimittajan, Labko Oy:n kanssa testannut ja kehittänyt jääanturia luotettavammaksi ja kenttäolosuhteita kestävämmäksi. VTT:llä kesällä 1996 tehtyjen jäätymis- ja tuulitunnelitestien mukaan jääanturi havaitsi tiheän lasijään muodostumisen erittäin hyvin. Tunnistus oli heikompaa hauraan huurteen kohdalla. Haurasta huurretta muodostuu, kun virtausnopeus on pieni, muutamia metrejä sekunnissa.

Pyhätunturin tuulivoimalaitoksella on kokeiltu myös lapaan kiinnitettävää jääanturia, jolloin jääanturi pääsee aistimaan jäätä lapapinnan normaaleissa virtausolosuhteissa. Lapakärjen olosuhteet olivat jääanturille kuitenkin liian ankarat, joten jatkossa jouduttiin tyytymään tuuliturbiinin kiinteällä puolella olevaan jääanturiin. Tällöin ongelmaksi nousee jälleen hauraan jään tunnistuksen epäherkkyys.

#### **4.5.2 Termostaatti**

Lapalämmitysjärjestelmä termostaateineen on itsenäinen systeemi tuuliturbiinin roottorin pyörivällä puolella. Jääanturin lämmityskäsky antaa lapalämmitysjärjestelmälle luvan toimia kytkemällä virran järjestelmään. Tästä eteenpäin lapalämmitystä kontrolloi termostaatti, joka perustuu lämpötilamittauksiin lämmityselementistä sekä manuaalisesti asetettaviin lapapinnan lämpötilarajoihin. Sallitun lämpötila-alueen ylärajalla lapalämmitys lopetetaan ja alarajalla kytketään uudestaan päälle.

Arktisen tuuliturbiinin kaikki lavat ovat samanlaisia, jolloin kaikkien lapojen lämmitystä voidaan ohjata samassa tahdissa ja vain yhdessä lavassa oleva(ie)n lämpötila-anturi(e)n mukaan. Tällöin muiden lapojen anturikomponentit toimivat varaosina, mikäli anturisysteemi mittaavasta lavasta vikaantuu. Lämmityksen katkenta (ks. Kuva 23) tapahtuu ”napalaatikossa”, jonka kautta lapojen tehonsyöttö- ja signaalikaapelit kulkevat. Napalaatikko sijaitsee lapojen välissä lähellä napaa, josta se on helposti huollettavissa. Lapalämmitysjärjestelmän perusteet selviävät kuvassa 20 olevasta periaatekaaviosta.



Kuva 20. Lapalämmituksen ohjauksen periaatepiirros. Jääanturi antaa lämmityskäskyn lapalämmitysjärjestelmälle, jonka toimintaa ohjaa termostaatti katkomalla lämmitystä päälle ja pois. Lapalämmituksen käyttämä teho syötetään liukurengaan kautta tuuliturbiinin roottorin pyörivälle puolelle.

#### 4.5.3 Funktio-ohjaus

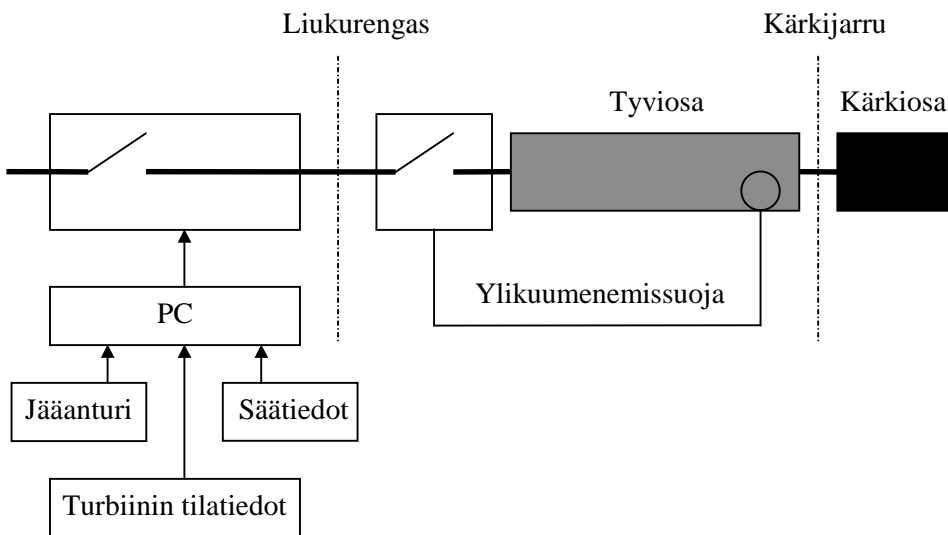
Tuuliturbiinin pyörivällä puolella olevasta säätöelektroniikasta päästään kokonaan eroon säätämällä lapalämmitysjärjestelmää funktion avulla. Lavat eivät sisällä muuta kuin kaapeleita ja lämmityselementin, jolloin vikaantuvien osien osuus supistuu minimiin. Funktiosäätö edellyttää kuitenkin lapojen jäätyminenmekanismien ja vallitsevien olosuhteiden tarkkaa tuntemista ja yhteensovittamista.

Funktiosäätöä voidaan testata lukemalla tuuliturbiinin tilatietoja ja meteorologista dataa PC-ohjelmaan, joka funktion perusteella antaa lämmityskäskyn lapalämmitysjärjestelmälle. Jäätävien tilanteiden ilmaisun hoitaa edelleen jääanturi. Periaatekaavio funktiosäädöstä on kuvassa 21.

Jaettaessa lapalämmituselementtejä erikseen säädettäviin kokonaisuuksiin on funktiosäätö pakollinen. Lämmityselementtihän jaetaan osiin vallitsevien olosuhteiden mukaisesti. Alustavasti funktiosäätöä kokeiltiin Lammasoavin tuulipuistossa, jossa meteorologisista olosuhteista riippuen lapalämmituselementin osia kytkettiin päälle ja pois. Lämmitystehoa ei kuitenkaan säädetty funktiolla, vaan säätö tapahtui lämpötila-anturien takaisinkytkentänä kuvan 20 mukaisesti.



Puhtaan funktiosäädön ongelmana ovat ohjausparametrien virheelliset arvot tai ohjelman virhetilanteet, joiden seurauksena lapalämmitysjärjestelmä saattaa jäädä jatkuvaan lämmitystilaan. Tällaisien ylikuumenemistilanteiden varalle on rakennettava hätärele, joka laukeaa lämpötilan ylitettyä tietyn raja-arvon lämmityselementillä. Tämän tyyppinen rele on huomattavasti helpompi toteuttaa ja huoltaa kuin kokonainen pyörivän puolen ohjaussysteemi.



*Kuva 21. Funktiosäätöisen lapalämmityksen ohjauksen periaatepiirros. Parametrit kootaan tietokoneelle, joka antaa funktion perusteella lämmityskäskyn lapalämmitysjärjestelmälle. Hätärele katkaisee lämmityksen ylikuumenemistilanteissa.*

## 4.6 Muut arktisen tuulivoiman komponentit

### 4.6.1 Tuulianturit

Tuulivoimalaitoksen toiminnan kannalta välttämättömiin laitteisiin kuuluvat tuulenoisuus- ja tuulensuunta-anturit. Arktisissa olosuhteissa nämä laitteet jäätyvät toimintakelvottomiksi. Lavoista irtoavat jääpalat saattavat myös vahingoittaa antureita. Tarvitaan arktisiin olosuhteisiin suunniteltuja tuuliantureita.

Ainoaksi arktisia oloja kestäväksi tuulianturiksi on osoittautunut amerikkalainen Hydro Tech, joka massiivisen rakenteensa ja riittävän lämmitystehonsa ansiosta on selvinnyt jo useita talvia Pyhätunturin vaikeissa oloissa. Vaisalan lämmitetty anemometri selviytyy keskivaikeista oloista lämmitystehonsa puolesta. Suurimpana Vaisalan ongelmista on anemometrin mekaaninen heikkous. Lämmitettävää suuntaviiriä Vaisalassa vasta valmistellaan.

Arktisten tuuliantureiden signaalin muoto poikkeaa useimmiten turbiinikontrollerin valmistajan vastaavasta. Tällöin signaali joudutaan sovittamaan kontrollerille, mikä tulee ottaa huomioon arktista tuuliturbiinia varustettaessa.

### 4.6.2 Elektroniikka

Kaupallinen elektroniikka on yleensä suunniteltu toimimaan yli 0 °C:n lämpötilassa. Toki pakkasta kestäväkin elektroniikkaa on saatavilla. Hinnaltaan tämä militäärilaatu on kuitenkin huippukallista, ja lisäksi tuuliturbiini jouduttaisiin varustamaan alusta alkaen arktisia oloja kestävällä elektroniikalla. Helpompi ratkaisu on standardielektroniikan lämmittäminen. Toisin sanoen elektronisia laitteita sisältäviin kaappeihin ja koteloihin on asennettava erillinen, termostaatilla varustettu laitelämmitin.

Puhelimien, modeemien ja telemetrioiden antennit keräävät tykkyä. Nämä antenni- ja johtorakenteet on vahvistettava jään painon kestäviksi. Antennit on myös sijoitettava niin, että ne keräävät jäätä mahdollisimman vähän. Toinen antennien koskeva ongelma on ilkeä, jonka vuoksi antennien sijoittamiseen on kiinnitettävä erityistä huomiota.

### 4.6.3 Muut komponentit

Kaikki tuulivoimalan toiminnan kannalta välttämättömät laitteet on suojattava jäätä ja kylmyyttä vastaan. Generaattori ja vaihdelaatikko pitää lämmittää, jotta öljyt pysyvät notkeina kovilla pakkasilla, jolloin tuuliturbiini yleensä seisoo heikkojen tuulten tai pakkasrajoituksen vuoksi. Öljyinä käytetään synteettisiä, hyvät pakkasenkesto-ominaisuudet ja pitkän vaihtovälin omaavia öljyalaatuja. Tehon- ja signaalinsiirtokaapeleita ei voi erikseen lämmittää, joten näiden kaapeleiden pitää olla pakkasenkestävää laatua, jolloin pakkasen ja kiertoliikkeen aiheuttamilta eristemurtumilta vältytään.

## 5. Arktisen tuulivoiman seuranta

### 5.1 Yleistä

Suomen Lapin tuntureilla toimii neljä arktista tuulivoimalaitosta. Ensimmäinen 65 kW:n laitos rakennettiin vuonna 1991 Enontekiön Hettaan. Lapalämmitysjärjestelmä siihen asennettiin vuonna 1994. Toinen, tutkimustarkoituksiin erikoistunut 220 kW:n arktinen tuulivoimalaitos rakennettiin Pelkosenniemen Pyhätunturille 1993. Laitos varustettiin lapalämmitysjärjestelmällä jo pystytysvaiheessa. Ensimmäiset kaupalliset laitokset rakennettiin Kilpisjärven Lammasoivin tunturille syksyllä 1996. Lammasoivin 2 x 450 kW:n tuulivoimalaitoksia suunniteltaessa ja rakennettaessa toimittiin turbiini- ja lapavalmistajien kanssa tiiviissä yhteistyössä.

### 5.2 Erilliset mittaukset

Nykyaikainen tuuliturbiini on varustettu monipuolisella ohjauslogiikalla, joka mahdollistaa turbiinin käytön ja seurannan tuulivoimatuottajan valvomosta käsin. Toimiva kaukoseuranta on ehdoton edellytys seuduilla, joilla ainoana kulkuneuvona talviaikaan on moottorikelkka.

Pilot-vaiheessa arktisen tuulivoiman seuranta edellyttää mittauksia, joita ei voida suorittaa tuuliturbiinin logiikan kautta. Mittalaitteet, tiedonkeruu, tiedonsiirto sekä tiedonkeruujärjestelmän etäkäyttö on suunniteltava erillisenä systeeminä. Tästä esimerkkinä on Pyhätunturin voimalaitos, jossa mitataan lapalämmitystehoa, lämmityselementin lämpötiloja, tuulivoimalan sähköverkkovaikutuksia, torni- ja laparakenteiden kuormituksia sekä jäätävien olosuhteiden esiintymistä. Mittauksia voidaan ohjata ja tiedostoja siirtää etäkoneista modeemien avulla VTT:n toimitiloihin Otaniemeen. Meteorologisten parametrien seurannassa auttaa lisäksi Pyhätunturilla sijaitseva Ilmatieteen laitoksen säähavaintoyksikkö monipuolisine mittauksineen.

### 5.3 Integrointi turbiinin logiikkaan

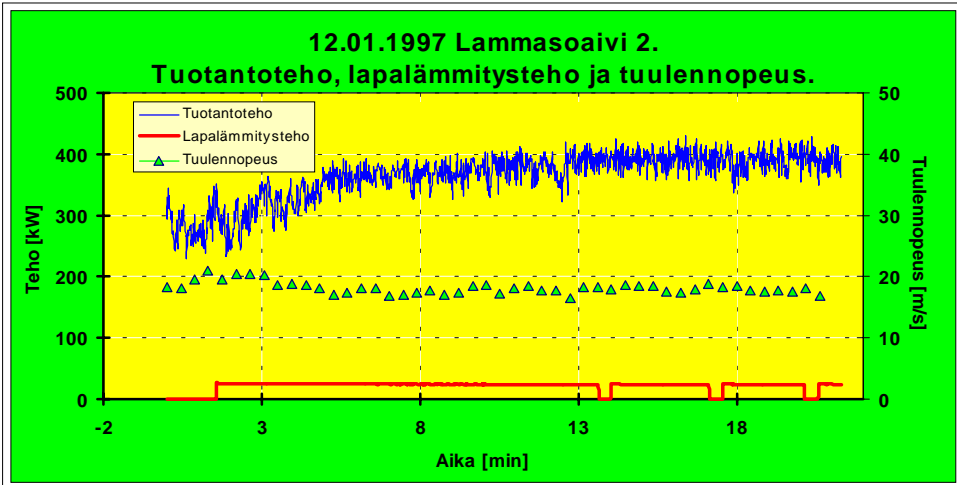
Kaupallisissa sovelluksissa kahden rinnakkaisen seurantajärjestelmän ylläpito ei ole järkevää. Jatkossa lapalämmitysjärjestelmä seurantoineen ja ohjauksineen tullaan hoitamaan turbiinikontrollerin kautta. Tähän pyrittiin jo Lammasoivien laitoksia suunniteltaessa ja toteutettaessa. Lammasoivilla turbiinikontrollerin näytöltä voidaan lukea hetkellinen lapalämmitysteho sekä lapalämmitykseen käytetty kokonaisenergia. Seuraavassa vaiheessa tullaan kontrollerin kautta suorittamaan lapalämmitysjärjestelmän hälytykset ja ohitukset sekä toimintaparametrien asetus.

### 5.4 Mittaustuloksia

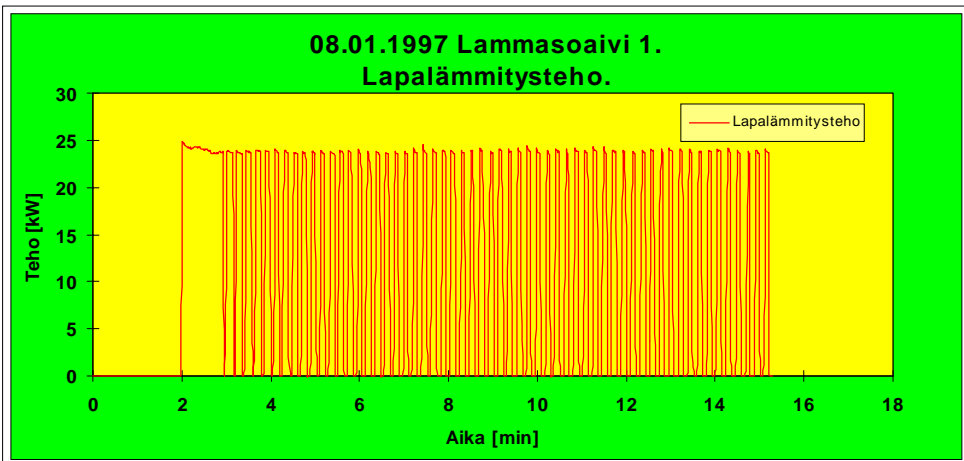
Kuvissa 22 ja 23 havainnollistetaan lapalämmitysjärjestelmän toimintaa Lammasoivien tuulipuistossa talvella 1997. Kuvassa 22 yön yli jäätynyttä turbiinin lapaa aletaan lämmittää, jolloin jään sulaessa lavan aerodynamiikka paranee ja turbiinin tuotto kasvaa. Tuuliturbiinin tuotto nousee 280 kW:ista 380 kW:iin vastaten yli 30 %:n tehonkasvua. Tämä saavutetaan käyttämällä keskimäärin 15 kW:n lämmitystehoa, jossa on otettu huomioon termostaatin suorittama tehonkatkenta 24 kW:n maksimilämmitystehosta. Termostaatin katkontaa havainnollistetaan kuvassa 23.

Vastoin lapalämmitysjärjestelmän toimintaperiaatetta, on kuvassa 22 annettu lavan jäätyä ennen lämmityksen aloittamista. Tämä on tehty vain havainnollistamismielessä. Normaalisti lapalämmitysjärjestelmä toimii jäänestöjärjestelmänä, joka pyrkii reagoimaan mahdollisimman nopeasti jäätäviin olosuhteisiin, jolloin tehonmenetyksiltä vältytään. Nopeassa jäätilanteen ilmaisussa jääanturin herkkyyden merkitys korostuu entisestään.

Pyhätunturin tuulivoimalaitoksella on mitattu lapaintegroidun lämmityselementin toimintalämpötiloja, jolloin lämmitystehojakaumien teoreettinen pohja on saatu käytännön kokein varmistettua. Aiemmin alimitoitettu lavan tyviosan lämmitys on saatu kohdalleen käyttämällä tyviosaan turbulentsin virtauksen lämmönsiirtomallia. Selitys on looginen, sillä sakkauksittaisen tuuliturbiinin tehonsäätö perustuu lavan tyviosasta alkavaan sakkaukseen eli virtauksen irtoamiseen lavan pinnasta eli turbulenssiin.



Kuva 22. Lapalämmityksen vaikutus Bonus 450 kW:n tuuliturbiinin tehontuottoon Lammasoaivin tuulipuistossa. Lapojen jäänpoiston jälkeen turbiinin tehontuotto nousee yli 30 %. Lapalämmityksen maksimiteho on noin 5 % turbiinin nimellistehosta. Lämmitystehoa katkotaan jatkuvasti lämpötilanturin käskyjen mukaan, jolloin ylikuumentumisen aiheuttamalta lämpöhäviöitä vältetään. Katso alla olevaa kuvaa 23.



Kuva 23. Lapalämmitysjärjestelmän termostaattiohjaus pitää lämmityselementin pintalämpötilan asetetuissa rajoissa. Lämmityselementin lämpeneminen tasapainotilaan kestää minuutin verran, jonka jälkeen termostaatin katkenta jatkuu tasaisena. Lämmitysjakson pituus vaihtelee olosuhteiden mukaan.

Lämmityselementin pintalämpötiloja mitattaessa on oltava tarkkana mittauspaikan suhteen, sillä väärin asennettu lämpötila-anturi säätää koko lapalämmitysjärjestelmän pieleen. Koska lämpötilagradientti on hyvin jyrkkä lapapinnan ja pinnan alla olevan lämmityselementin välillä, on lämpötila-anturi pyrittävä saamaan kiinni aivan lavan ulkopintaan. Lapalämmitysjärjestelmä voidaan kyllä jälkikäteen kalibroida, mutta se on vaihtelevien sääolosuhteiden vuoksi hankalaa ja vaatii lapalämmitysjärjestelmän toimittajan läsnäolon.

## 5.5 Videokuvaukset

Tuuliturbiinin lapojen jääymistä ja lämmitystehon riittävyyttä voidaan Pyhätunturin voimalaitoksella seurata pyörivään roottorin lapaan kiinnitetyllä videokameralla. Videokamera on varustettu lämmityslaitteella linssin huurtumista vastaan, ja toiminnan yöaikaan takaa hämäräkytkimellä varustettu valaisin. Videosignaali roottorin pyörivältä puolelta välitetään signaaliliukurenkaiden kautta mittausrakennukseen, jossa se taltiodaan videonauhurilla joko normaalinopeudella tai yksittäisinä still-kuvina.

Varsinkin *TURBICE*n tuloksia vahvistettaessa videokameran apu oli korvaamaton. Kapeiden jääraitojen muodostumista tummaa lämmityskalvoa vasten oli helppo seurata. Niin ikään jääpeitteen irtoaminen ja irtoamisjärjestys lavan eri osista johtivat lapalämmityselementin oikeiden pintatehojen selviämiseen.

## 5.6 Lämpökamerakuvaukset

Ensimmäiset lämpökamerakuvaukset suoritettiin Pyhätunturin tuuliturbiinin lavoille syksyllä 1995. Kuvaus suoritettiin halliolosuhteissa, ja tarkoituksena oli selvittää silloisten lämmityskalvojen lämpötilajakaumia kahden vuoden käytön jälkeen. Huomiota herättivät kalvojen alle joko liimauksen yhteydessä jääneet tai kosteuden aikaansaamat ilmakuplat, jotka kohottivat lämmityskalvon paikallista lämpötilaa kymmeniä asteita ympäristöään korkeammaksi.

Talvella 1998 suoritettiin Pyhätunturin lapaintegroiduilla lämmityselementeillä varustetun tuuliturbiinin lapojen lämpökamerakuvaus turbiinin pyöriessä.

Tulokset ovat vielä analysoitavina, mutta alustavien arvioiden perusteella lämmitystehojakaumat näyttävät olevan suunnitelmien mukaisia.

## **5.7 Visuaalinen seuranta ja tarkastukset**

Sekä Pyhätunturilla että Lammasoivilla olevat tuuliturbiinit on varustettu puolivälissä tornia olevilla ”parvekkeilla”, joilta käsin onnistuu lapojen tarkastelu lähietäisyydeltä. Lähinnä kärkejarrun huoltoa varten suunniteltu parveke on kuitenkin kiinteällä korkeudella eikä mahdollista koko lavan manuaalista tarkastusta.

Kemijoki Oy:n hankkimalla, tornin ulkopuolella kulkevalla hissillä eli ”climpperillä” lapojen tarkastelu käy helposti, jos sanaa voi arktisissa olosuhteissa tapahtuvasta tarkastelusta käyttää. Hissin avulla voidaan suorittaa myös pintaelementtien vikojen korjauksia ilman kallista lapojen alasottoa.



## 6. Arktisen tuulivoiman talous

Arktisia tuulivoimavaroja hyödynnettäessä joudutaan tavanomainen tuulivoimalaitos varustamaan kylmyyttä ja jäätymistä vastaan. Erikoisvarustellusta tuulivoimalaitoksesta aiheutuu sekä kiinteitä että juoksevia kustannuksia. Arktisen varustuksen osuus on 5 - 10 % tuulivoimalaitoksen hankintakustannuksista, minkä lisäksi lämmitykseen kuluu 1 - 3 % arktisen tuulivoimalaitoksen vuotuisesta tuotosta. Sijoitus tuulivoimalan arktiseen varustukseen saadaan kuitenkin nopeasti takaisin tunturien parempien tuuliolojen ansiosta. Ilman arktista varustusta tuulivoiman tuotanto arktisilla alueilla on mahdotonta.

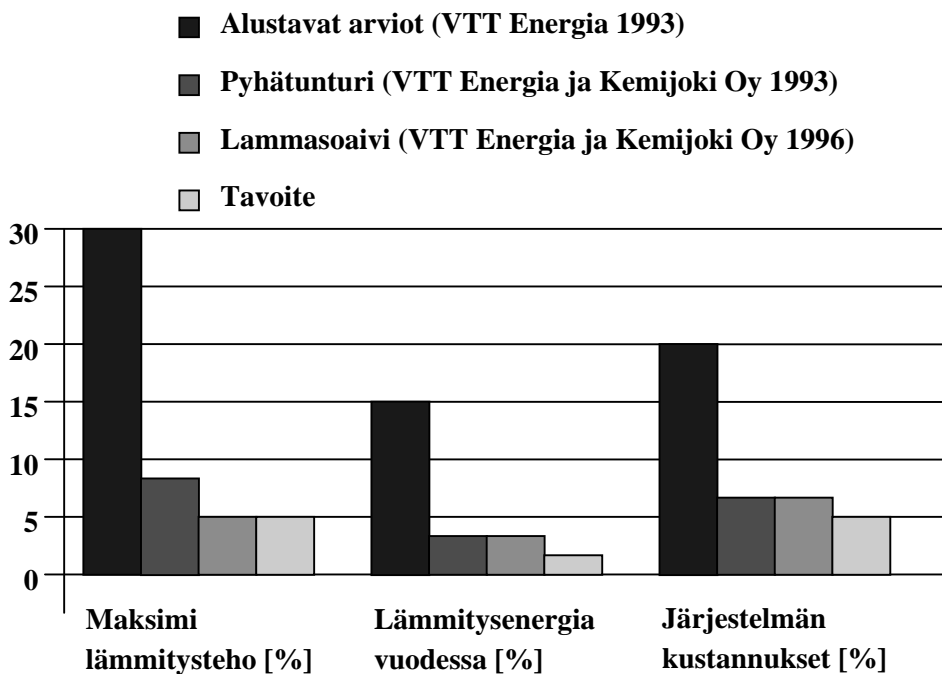
Tuuliturbiinin lapalämmitysjärjestelmän maksimitehoksi on vakiintunut 5 % turbiinin nimellistehosta. Näin pieneen tehonkulutukseen on päästy kohdistamalla lämmitys juuri oikeaan paikkaan, oikealla teholla ja oikeaan aikaan. Vuosikymmenen alun arviot tarvittavista lämmitystehoista olivat useita kymmeniä prosentteja tuuliturbiinin nimellistehosta [3], ja ne perustuivat oletukseen, että jokaisen lavan koko pinta-ala lämmitetään. Vuosien kuluessa on tarvittava lämmitysteho kuitenkin laskenut nykyiselle tasolle kehittyneiden tietokonemallien ja Pyhätunturilta sekä Lammassoavilta saatujen käytännön kokemusten ansiosta. Lapalämmitysjärjestelmän tehonkulutuksen ja kustannusten kehitys on esitetty kuvassa 24.

Hankittaessa arktisesti varustettua tuulivoimalaitosta on pyrittävä selvittämään jäätävien päivien esiintymistiheys, jäätyminen voimakkuus sekä tuuliolot tulevalla pystytysalueella. Kuvassa 25 on esitetty lapalämmitysjärjestelmän (tuotenimeltään JE-system) hankinnan kannattavuuskäyrä tuulennopeuden ja jäätävien päivien lukumäärän suhteen. Käyrät on laskettu erilaisiin jäätymisoloihin vastaten 20 %, 30 % ja 50 %:n jäätymisestä aiheutuvaa tuotantotehon laskua lämmittämättömällä tuuliturbiinilla. Laskennassa on käytetty tuulienergian hintana 250 mk/MWh. Käyrässä ei ole otettu huomioon jäätymisestä aiheutuvia seisokkeja, vauriotilanteita eikä mahdollista tuuliturbiinin eliniän lyhentymistä.

Lapalämmitysjärjestelmien markkinat suuntautuvat alkuvaiheessa Pohjois-Eurooppaan sekä mahdollisesti Kanadaan, Japaniin ja Venäjälle. Jatkossa markkinointia pyritään suuntaamaan Manner-Euroopan maihin, joissa Alppien

rinteitä aletaan hyödyntää tuulivoimarakentamisessa. Jäätymisongelmista kärsivät niin ikään Brittein Saaret.

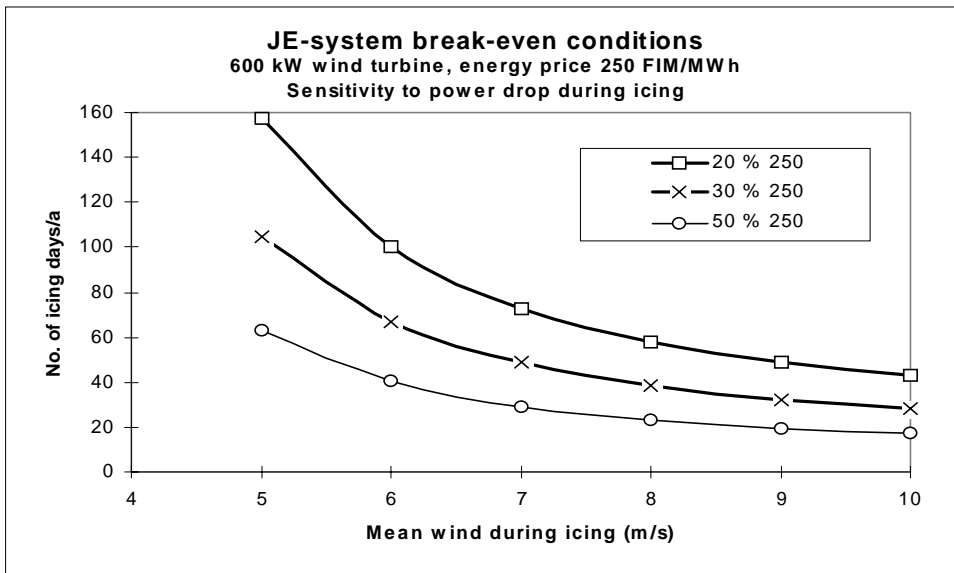
Tuuliturbiinien koon kasvaessa roottorin lavat pyörivät yhä korkeammalla, jopa yli sadan metrin korkeudella maanpinnasta. Kylmällä säällä pilvien ollessa alhaalla alkavat suurten tuuliturbiinien lapojen kärjet kerätä jäätä. Tällöin lapalämmitysjärjestelmää tarvitaan jopa Pohjois- ja Länsi-Euroopan rannikkoalueilla.



*Kuva 24. Riittävän lapalämmitysenergian ja lapalämmitysjärjestelmän kustannusten kehitys 1990-luvulla. Lapalämmityksen maksimiteho on vakiintunut 5 % tuuliturbiinin nimellistehosta, mikä vastaa 1 - 3 % vuosituotannosta arktisissa oloissa. Lapalämmitysjärjestelmän hankintakustannukset laskevat edelleen, ja tavoitteena on 5 % osuus tuuliturbiinin hankintahinnasta.*

Lapalämmitysjärjestelmien markkinoinnista ja tuotteistamisesta vastaa Kemijoki Oy, joka yhdessä VTT Energian kanssa kehittää kansainvälisille markkinoille soveltuvaa arktista tuulivoimalaitosta osana EU-projektia ”New Generation Wind Turbine Blade”. Projektin muina osapuolina ovat tanskalainen tuuliturbiinivalmistaja Bonus Energy AS, tanskalainen Risön kansallinen tuulitutkimuslaboratorio sekä brittiläinen tuuliturbiinivalmistaja Garrad Hassan Ltd. Projektin lopputuloksena syntyy 2 MW:n tuulivoimalaitos, johon lapalämmitysjärjestelmän toimittaa Kemijoki Oy yhdessä VTT Energian kanssa.

Syksyllä 1998 Kemijoki Oy rakentaa kolme 600 kW:n arktista tuulivoimalaitosta Pohjois-Suomen tuntureille. Näihin laitoksiin asennetaan lapalämmitysjärjestelmä, jolloin arktisten tuulivoimalaitosten määrä Suomessa nousee seitsemään. Lapalämmitysjärjestelmissä sovelletaan Pyhätunturilla 1997 - 1998 testattua ja luotettavaksi osoittautunutta lapaintegroitua lämmitysjärjestelmää, jolla varustettu tuuliturbiini ei visuaalisesti poikkea tavanomaisesta tuuliturbiinista.



Kuva 25. Lapalämmitysjärjestelmän kustannusvastaavuus eri tilanteissa. Käyrät on piirretty erilaisiin jäätymisoloihin vastaten lapojen jäätymisestä aiheutuvaa 20 %, 30 % ja 50 % tehonlaskua. Tuuliturbiinin jäätymisestä aiheutuvia seisokkeja ja mahdollista eliniän lyhenemistä ei ole otettu huomioon.

## 7. Yhteenveto

Suomen Lapin yli 500 m korkeuteen yltävien tunturihuippujen tuuliolosuhteet ovat koko Euroopan mittakaavassa erinomaiset, mutta jäätyminen ja kylmyys estävät taloudellisesti kannattavan tuulienergian tuotannon tavanomaisesti varustetulla tuuliturbiinilla. Arktisiin oloihin tarvitaan erityisvarustettu arktinen tuulivoimalaitos, joka takaa keskeytymättömän ja turvallisen tuulienergian tuotannon Lapin ankarissa oloissa.

Lapalämmitysjärjestelmä on tärkein arktisen tuulivoimalaitoksen komponenteista. Lapalämmityksen ansiosta lavat pysyvät jäätöminä ja niiden aerodynaamiset ominaisuudet säilyvät, jolloin tuuliturbiinin tuotto pysyy tehokäyrän mukaisena. Kohdistamalla lapalämmitysteho oikeaan kohtaan, oikealla teholla ja oikeaan aikaan, voidaan käytettävän lämmitysenergian määrä pitää mahdollisimman pienenä.

Arktisen tuulivoimaprojektin edetessä kehitetyt tietokonemallit ja Pyhätunturin 220 kW:n tuulivoimalaitokselta saadut kokemukset ovat mahdollistaneet erittäin alhaisen, maksimissaan noin 5 % tuuliturbiinin nimellistehosta olevan lämmitystehon kulutuksen. Kehittynyt jäätunnistusteknologia ja lämmityksenohjauslogiikka ovat mahdollistaneet täsmällisen lapalämmityksen ajoituksen ja ohjauksen, jolloin turhalta lämmitykseltä ja ylikuumenemisilta vältytään.

Lapalämmitysjärjestelmän eliniän tulee olla samaa luokkaa kuin itse tuuliturbiininkin eli noin 20 vuotta. Mekaanista kulutusta ja kosteutta vastaan on kehitetty uusi lapaintegroitu lämmityselementti, joka nimensä mukaisesti on osa laparakennetta. Ensimmäisen vuoden käyttökokemusten jälkeen rakenne on osoittautunut mekaanisesti kestäväksi. Seuraavissa Suomeen rakennettavissa arktisissa tuulivoimalaitoksissa tullaan käyttämään lapaintegroitua lämmitysjärjestelmää.

Arktisesti varustetun tuulivoimalaitoksen hankintakustannukset ovat runsaat 5 % korkeammat kuin tavanomaisen tuulivoimalaitoksen, mikä tarkoittaa noin 150 000 - 200 000 mk:n investointia tavanomaiseen, kokoluokaltaan 600 kW:n tuulivoimalaitokseen. Lapalämmitysjärjestelmä kuluttaa 1 - 3 % arktisen tuuliturbiinin vuosituotannosta, mikä on siedettävä hinta tuuliturbiinin

toimivuudesta ja optimaalisesta tehontuotosta arktisissa oloissa. Tunturien parempien tuuliolojen vuoksi arktisen tuulivoimalaitoksen takaisinmaksuaika on useimmissa tapauksissa lyhyempi kuin alavilla mailla sijaitsevien tuulivoimalaitosten.

Lapalämmitysjärjestelmien markkinat suuntautuvat alkuvaiheessa Skandinavian maihin sekä mahdollisesti Kanadaan, Japaniin ja Venäjälle. Jatkossa markkinointia pyritään suuntaamaan ajoittaisista jäätymisistä kärsivään Isoon-Britanniaan sekä Manner-Euroopan maihin, joissa Alppien rinteitä aletaan hyödyntää tuulivoimarakentamisessa. Jäätymisongelmia saattaa ilmetä myös kylmässä ilmastossa rannikkoalueilla, missä tuuliturbiinien koon kasvaessa yhä korkeammalla pyörivät roottorin lavat alkavat hipoa pilviä ja ovat siten alttiina jäätymiselle.

Kesällä 1998 Kemijoki Oy rakentaa kolme lapaintegroidulla lämmitysjärjestelmällä varustettua, 600 kW:n arktista tuulivoimalaitosta Lapin tuntureille, jolloin arktisten tuulivoimalaitosten lukumäärä Suomessa nousee seitsemään. Lapalämmitysjärjestelmän näihin arktisiin tuulivoimalaitoksiin suunnittelee VTT Energia.

EU-projektin “New Generation Wind Turbine Blade” osapuolina VTT Energia ja Kemijoki Oy ovat sitoutuneet suunnittelemaan ja toimittamaan lapalämmitysjärjestelmän 2 MW:n tuuliturbiiniin vuosituhannen vaihteessa.

VTT Energian kannalta tärkeitä tulevaisuuden tutkimuskohteita ovat lapalämmitysjärjestelmän ohjauslogiikka sekä lapalämmityselementin materiaali- ja pinnoitevaihtoehdot. Nykyisten tietokonemallien ominaisuuksien täydentäminen vastaamaan maailmanlaajuisia ilmasto-oloja sekä siirtyminen kohti kolmiulotteista tietokonemallinnusta ovat niin ikään mahdollisia lähtökohtia jatkotutkimukselle. Lapalämmityselementtien suunnittelu erilaisiin tuuliturbiinikokoonpanoihin ja arktisen tuulivoiman kehitystyö yhdessä Kemijoki Oy:n kanssa jatkuu edelleen.

## Lähdeluettelo

1. Bengt Tammelin & Kristiina Sääntti: Effect of rime accretion on wind energy production in the top areas of fells. BOREAS II konferenssijulkaisu, Pyhäntunturi 21. - 25.3.1994. Helsinki 1994, Ilmatieteen laitos, s. 265.
2. Georg Böhmeke & Esa Peltola: Icing test and rework of WECS for use on Lapland fjells. BOREAS konferenssijulkaisu, Hetta 10. - 14.2.1992. Helsinki 1992, Ilmatieteen laitos, s. 219.
3. Georg Böhmeke: Wind power plant in the weather conditions of Northern Finland. VTT Tiedotteita 1354, Espoo 1992. Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus, s. 86.
4. Esa Peltola, Mauri Marjaniemi, Jouni Kaas & Esa Aarnio: Pyhäntunturi Operational Experiences. BOREAS III konferenssijulkaisu, Saariselkä 19. - 21.3.1996, Helsinki 1996, Ilmatieteen laitos, s. 131.
5. Karen Finstad & Lasse Makkonen: Modeling of Rime Icing on Wind Turbines. Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Workshop on the Atmospheric Icing of Structures. Budapest, Hungary, 1993, s. 79.
6. Karen Finstad & Lasse Makkonen: Turbine Blade Icing Model. BOREAS III konferenssijulkaisu, Saariselkä 19. - 21.3.1996, Helsinki 1996, Ilmatieteen laitos, s. 35.
7. Karen Finstad & Lasse Makkonen: Modeling of Rime Icing on Wind Turbine Blades. BOREAS III konferenssijulkaisu, Saariselkä 19. - 21.3.1996, Helsinki 1996, Ilmatieteen laitos, s. 281.
8. Le Gourieres: Wind Power Plants. Theory and Desing. Pergamon Press, 1982.

9. Mauri Marjaniemi: Jäätäviin olosuhteisiin tarkoitetun tuulivoimalan lapojen lämmitys. Diplomityö, Teknillinen Korkeakoulu, Tietotekniikan Osasto, Espoo 1995.
10. Esa Peltola, Lasse Makkonen & Mauri Marjaniemi. Calculation of ice accretion on wind turbine blades. EWEC97, European Wind Energy Conference 6. - 9.10.1997. Proceedings in print.
11. Lasse Makkonen: Structure-Independent Measurement of Icing. BOREAS konferenssijulkaisu, Hetta 10. - 14.2.1992. Helsinki 1992, Ilmatieteen laitos, s. 43.
12. Lasse Makkonen: Analysis of rotating multi-cylinder data in measuring cloud droplet size and liquid water content. J.Atmos. Oceanic. Technol., Vol. 9, 1992, s. 258.
13. Lasse Makkonen: Cold Regions Science and Technology. Vol. 10, 1985. Elsevier Science Publishers B. V. Amsterdam, s. 105.
14. BOREAS IV konferenssijulkaisu, Hetta 31.03. - 02.04.1998, Helsinki 1998, Ilmatieteen laitos. Julkaistaan syksyllä 1998.