

Tuomas Tyni

**TUULIVOIMALAN LAPOJEN SUUNNIT-  
TELU, LAPOJEN VAURIOT JA NIIDEN  
SYNTYMEKANISMIT**

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

Kandidaatintyö

Huhtikuu 2019

# TIIVISTELMÄ

Tuomas Tyni: Tuulivoimalan lapojen suunnittelu, lapojen vauriot ja niiden syntymekanismit  
Kandidaatintyö  
Tampereen yliopisto  
Sähkötekniikan tutkinto-ohjelma  
Huhtikuu 2019

---

Tuulivoiman lapojen suunnittelu on tuulivoimalahankkeessa tärkeä osa, sillä se on voimalan toiminnan kannalta erittäin tärkeä komponentti. Lavan toivotaan kestävän koko voimalan eliniän ajan, jotta tuotetun energian hinta ei kasvaisi suurten korjauskustannuksien myötä. Tässä työssä esitellään lapojen suunnittelun perusteet, lapojen rakenne ja materiaalit, jäätäminen, lavoissa esiintyvät vauriot sekä niiden syntymekanismit. Lisäksi tarkoitus on selvittää eroosion, jäätämisen ja voimalan keskeytysten aiheuttamia tappioita.

Työn luvuissa 1–5 esitellään lapasuunnittelun perusteet, lapojen rakenne, useimmiten käytetyt materiaalit, vauriot ja niiden syntymekanismit sekä jäätäminen. Luvussa 6 analysoidaan eroosion, jäätämisen ja vaurioiden vaikutus voimalan tuotantoon ja tuottoon lukujen 1–5 tietoihin pohjaten. Laskelmat ovat yleisluontoisia ja niiden tarkoitus on näyttää suuntaa antavasti, minkälainen merkitys lapasuunnittelulla voi olla voimalan eliniän mittaisella ajalla.

Laskelmissa voimalana toimii kuvitteellinen 1 MW:n voimala 3 000 tunnin huipunkäyttöajalla. Loppupäätelmänä todetaan, että eroosion, jäätämisen ja niistä johtuvien keskeytysten minimoiminen on olennainen osa lapasuunnittelua. Erityisesti pinnoitteiden kestävyys ja kyky hylkiä pintaan muodostuvaa jäätä huomataan tuloksista oleellisiksi. Aktiivisten jäänestomenetelmien käyttö on edullisempaa kuin jäätämisen salliminen. Eroja tarkastellaan menetetyin voiton muodossa, verrattuna täysin optimaalisesti toimivaan puhtaaseen lapaan. Menetetyin voiton suuruus voimalan eliniän aikana vaihtelee välillä 250 000–1 080 000 €, hiukan tapauksesta ja oletuksista riippuen.

Avainsanat: Lapasuunnittelu, noste, vääntö, ADIS, eroosio, jäätäminen, nimellisteho, huipunkäyttöaika, CoE, tehokäyrä, FRP

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. LAPOJEN MUOTOILU JA SUUNNITTELUN PERUSTEET .....	3
2.1 Suunnittelun perusteet .....	3
2.1.1 Noste ja sakkaus ilmiönä .....	4
2.1.2 Lapojen määrä ja pituus .....	5
2.2 Lapojen muotoilu .....	5
2.2.1 Passiivisen sakkaussäädön ratkaisut .....	7
2.2.2 Aktiivisen sakkaussäädön ratkaisut .....	8
3. LAPOJEN RAKENNE JA MATERIAALIT .....	9
3.1 Rakenne .....	9
3.2 Materiaalit .....	10
3.2.1 Kuoriossa .....	11
3.2.2 Tukikehikko .....	14
3.3 Rakenteen heikot kohdat .....	15
4. LAPOJEN VAURIOT JA SYNTYMEKANISMIT .....	18
4.1 Eroosion aiheuttamat vauriot pinnoitteessa .....	18
4.2 Tuulesta johtuvat vauriot .....	25
4.3 Vikaantumistaajuus .....	26
5. JÄÄTÄMINEN JA SEN EHKÄISY .....	29
5.1 Passiivinen ADIS .....	30
5.2 Aktiivinen ADIS .....	31
6. VAURIOIDEN JA JÄÄTÄMISEN VAIKUTUKSET .....	34
6.1 Aerodynamiikka .....	34
6.1.1 Eroosion vaikutukset .....	34
6.1.2 Jäätämisen vaikutukset .....	36
6.2 Tuotanto-odotukset .....	37
6.2.1 Voimalan tehon aleneman vaikutukset .....	37
6.2.2 Keskeytysten vaikutukset .....	40
6.3 Taloudelliset vaikutukset .....	41
6.3.1 Jäätäminen .....	42
6.3.2 Eroosio .....	43
6.3.3 Keskeytykset ja kokonaisvaikutus .....	43
7. YHTEENVETO .....	46
LÄHTEET .....	47
LIITE 1: EXCEL-TYÖKIRJA .....	50

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

ADIS	anti-icing–de-icing system, jäätämistä ehkäisevät ja jäätä poistavat menetelmät
FEM	Finite element method, numeerinen menetelmä insinööritieteissä, käytetään usein rakenteiden käyttäytymisen, lämmönsiirron virtausmekaniikan tai sähkömagneetiikan tutkimiseen
FEA	Finite element analysis, ilmiön analysointia FEA:n avulla
FRP	Fibre reinforced polymer, kuiduilla vahvistettu polymeeri, komposiittimateriaali
VTT	Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy

# 1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos huolettaa ja puhuttaa enemmän tai vähemmän ympäri maapalloa. Hallitustenvälisen ilmastopaneeli IPCC:n tuoreimman ilmastoraportin mukaan maailman nettohiilidioksidipäästöjen tulisi kääntyä jyrkkään laskuun vuodesta 2020 eteenpäin. Nettopäästöjä pienennetään vähentämällä fossiilisten polttoaineiden käyttöä ja lisäämällä uusiutuvia tai vähäpäästöisempiä energianlähteitä energian tuotannossa. Uusiutuvan energian tuotantomuotojen kapasiteetti on suuressa kasvussa. Tuulivoimaa on merkittävä osa uusiutuvasta sähköenergian tuotannosta erityisesti Suomessa. Suomen olosuhteissa tuulivoima on saavuttanut pisteen, jossa tuulivoimaan investoiminen sijoitusmielessä on kannattavaa myös ilman valtion tukitariffia. Tämän on mahdollistanut voimaloiden nimellistehon jatkuva kasvu, jonka seurauksena voimalat kasvavat isommiksi. Erityisesti lapojen pituuden kasvu aiheuttaa tulevaisuudessa paljon ongelmia lapojen kestävyuden kannalta. Ilmenee sellaisia ongelmia, joita ei ole aikaisemmin tarvinnut ottaa huomioon. Lapojen kokoa ei siis voida suoraan skaalata voimaloiden kasvaessa. Suunnitteluvirheet voivat tulla todella kalliiksi, ja toisaalta tiedossa olevat korjaukset helpottavat kustannuslaskentaa ja voimalan suunnittelua ja sijoittelua.

Tässä työssä tarkastellaan tuulivoimalan lapojen suunnittelua, lapojen vaurioita ja niiden syntymekanismia teollisen mittaluokan, vaaka-akselisten kolmilapaisten voimaloiden viitekehyksessä. Maa- ja merituulivoimaa ei eritellä, sillä voimalan ja sen lapojen suunnittelu on joka tapauksessa jossain määrin riippuvainen voimalan sijoituspaikasta, minkä seurauksena olosuhteiden vaatimukset otetaan aina huomioon. Vaurioiden vaikutusta kannattavuuteen selvitetään pienentyneiden energiantuotanto-odotusten ja korjauskustannusten avulla.

Luvussa 2 perehdytään lyhyesti lapojen suunnittelun lähtökohtiin ja perusperiaatteisiin voimalan suunnittelussa. Luvussa 3 käsitellään lavan rakennetta, eri osissa käytettäviä materiaaleja ja niiden ominaisuuksia. Luvussa paneudutaan hiukan myös rakenteen heikkoihin kohtiin ja esitellään rakenteellisen suunnitteluprosessin etenemistä. Luku 4 käsittelee eroosion ja tuulen voimavaikutusten aiheuttamia vaurioita ja niiden syntymekanismia. Eroosion kohdalla esitellään muutama mallinnustekniikka, niiden tulokset

sekä käyttökelpoisuus. Luvussa 5 esitellään jäätäminen ja sen ehkäisy- ja poistomenetelmät. Vaurioiden ja jäätämisen vaikutuksia aerodynamiikkaan, tuotanto-odotuksiin ja kannattavuuteen arvioidaan luvussa 6. Viimeinen luku 7 on yhteenveto.

## 2. LAPOJEN MUOTOILU JA SUUNNITTELUN PERUSTEET

Tuulivoimalan lapojen suunnittelu ja muotoilu ovat vahvasti riippuvaisia muista tuulivoimalan komponenteista. Lähtökohtana on tuottaa mahdollisimman suuri energiamäärä, joka on suoraan verrannollinen voimalan lapojen pyyhkäisyypinta-alaan. Pyyhkäisyypinta-ala kasvaa lavan pituuden kasvaessa. Niinpä helpoin tapa kasvattaa tuotetun energian määrää on kasvattaa voimalan lapojen pituutta. Pituuden lisäksi lapojen muotoilulla on merkitystä tuotetun energian määrään. Tuulivoimalan suunnittelu on kuitenkin usein teknistaloudellinen optimointitehtävä, minkä vuoksi lapoja ei aina suunnitella tuottamaan mahdollisimman suurta vääntömomenttia tai pyörimisnopeutta ja sitä kautta maksimaalista sähköenergian määrää. [1]

### 2.1 Suunnittelun perusteet

Tuulivoimalan suunnittelu lähtee siitä perusajatuksesta, että tuotetun energian täytyy olla kilpailukykyistä muihin energiantuotantomuotoihin verrattuna. Sähköenergian tuotantoa tarkastellaan usein kilowattitunneissa (kWh). Tuotetun energian hintaa CoE (Cost of energy) voidaan arvioida kaavalla

$$CoE = \frac{CoT + CoI + CoM}{PP}, \quad (2.1)$$

jossa CoT (Cost of the turbine) on turbiinin hinta, CoI (Cost of the installation and transportation) rakentamisesta ja kuljetuksista aiheutuneet kustannukset, CoM (cost of the maintenance during the lifetime of the turbine) ylläpito- ja huoltokustannukset ja PP (power produced) tuotettu energia kilowattitunneissa. [1] Tuotetun energian määrän kasvaessa kustannus energiayksikköä kohden pienenee, jos kustannukset eivät kasva samassa suhteessa. Ilmavirtauksen teho  $P_W$  on suoraan verrannollinen turbiinin roottorin pyyhkäisyypinta-alaan kaavan

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.2)$$

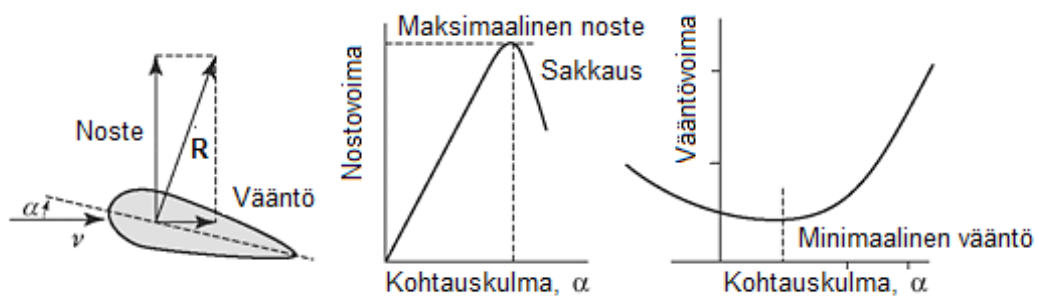
mukaisesti, missä  $\rho$  on ilman tiheys,  $A$  on roottorin pyyhkäisyypinta-ala ja  $v$  tuulen nopeus. [2] Tämän kineettisen tehon muuttaminen sähkötehoksi voidaan esittää kaavana

$$P_e = \eta_e \eta_m C_p P_w, \quad (2.3)$$

jossa  $P_e$  on tuotettu sähköteho,  $\eta_e$  hyötysuhde sähköksi muuttaessa,  $\eta_m$  turbiinin mekaaninen hyötysuhde ja  $C_p$  tehokerroin. Tehokerroin kertoo, kuinka paljon tuulen tehosta  $P_w$  voidaan muuntaa roottorin mekaaniseksi tehoksi. [2] Sen teoreettinen yläraja on Betzin lain mukaisesti 59,3% [3]. Yleensä modernien turbiinien tehokerroin on noin 45–50% [2].

### 2.1.1 Noste ja sakkkaus ilmiönä

Tuulen aiheuttamia voimia kuvaillessa puhutaan usein ilmasolusta. Ilmasolu on tietty osa ilmasta, jonka vaikutuksia lapaan voidaan laskea ilman molekyyli-tason tarkastelua. Ilmasolulla on tiheys, massa sekä tilavuus. Noste syntyy ilmasolun kohdatessa lavan etuosan, joka ohjaa ilmaa sekä siiven ala- että yläpuolelle. Jakaantuva ilmavirtaus aiheuttaa tuulen nopeuden ja paineen muutokset lavan pinnassa. Tuulen nopeudella tarkoitetaan tässä suhteellista tuulen nopeutta, jonka lapa kokee, ei absoluuttista tuulen nopeutta. Nämä nopeuden ja paineen muutokset aiheuttavat nostovoimia lavan alapuolelle ja imuvoimia lavan yläpuolelle. Ne aiheuttavat yhdessä nosteeksi kutsutun ilmiön. Tuuli aiheuttaa nosteen lisäksi myös suuntavektorinsa suuntaisen vääntövoiman, jonka vaikutuksesta nostovoima suuntautuu hiukan takaviistoon kuvan 1 vasemman reunan tilanteen mukaisesti.



**Kuva 1.** Nosteen, sakkauksen ja kohtauskulman välinen relaatio. Muokattu lähteestä [4].

Tätä vääntövoimaa pyritään minimoimaan, sillä kasvaessaan se kääntää tuulen aiheuttamaa yhteisvoimavektoria  $\mathbf{R}$  kauemmaksi halutusta suunnasta. Nosteen määrää ja suuntaa voidaan säädellä lavan muotoilun tai lavan etuosan kohtauskulman  $\alpha$  avulla.



Kohtauskulma määritellään lavan keskilinjan ja suhteellisen tuulen suuntavektorin väliseksi kulmaksi. Jos kohtauskulma  $\alpha$  on nolla ja lapa muodoltaan täysin symmetrinen, ovat lavan ala- ja yläpuolella vaikuttavat voimat yhtä suuret ja nostetta ei tapahdu. Jos kohtauskulmaa kasvatetaan, noste kasvaa lineaarisesti samassa suhteessa, kunnes saavutetaan piste, jossa nostovoima saavuttaa maksiminsa. [4][5]

Tämän maksimin jälkeen kohtauskulmaa kasvatettaessa ilmavirta irtoaa lavan pinnasta ja aiheuttaa äkillisen painejakauman muutoksen sekä edelleen nostovoiman katoamisen. Tätä ilmiötä kutsutaan sakkaukseksi. Sakkaus on lavan nopeutta jarruttava voima, mitä voidaan hyödyntää suunnittelussa säädön osalta.

### 2.1.2 Lapojen määrä ja pituus

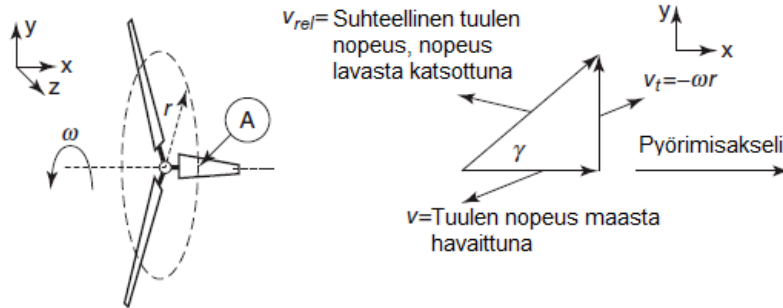
Lapojen määrä on saturoitunut yleisesti tilanteeseen, jossa suositaan kolmelapaista mallia. Tämä johtuu siitä, että voimalan mitoitus on aina teknistaloudellinen optimointitehtävä, jonka vuoksi voimalan kalleimpien komponenttien lapojen määrä pyritään minimoimaan. Kolmella lavalla vääntömomentti pysyy jotakuinkin tasaisena, kun roottori pyörähtää akselinsa ympäri. Toisin sanoen tornivarjo ei haittaa kolmella tai suuremmalla määrällä lapoja. Tornivarjo tarkoittaa lavan sijaintia voimalan tornin kohdalla, jolloin tuuli ei pääse virtaamaan lavan ohitse normaalisti ja siten aiheuttamaan yhtäläistä voimavaikutusta muihin pyörähdyksen ajanhetkiin verrattuna. Kolmen lavan tapauksessa kaksi muuta lapa kompensoivat tornivarjon hetkellä vääntövaikutuksia niin, että vääntömomentti ja ratanopeus pysyvät lähes vakiona. Suurempi määrä lapoja tarkoittaa suurempaa vääntömomenttia, mutta lapojen lisääminen kasvattaa kustannuksia enemmän suhteessa saatuihin hyötyihin, joten yleensä voimalat ovat tästä syystä kolmilapaisia. Huomattavaa on, että lapojen määrän lisääntyessä pyyhkäisyala ei kasva. Lapojen maksimaalinen pituus määräytyy tornin korkeuden mukaan, ja yleisesti ottaen lapojen pituutta ja tornin korkeutta pyritään kasvattamaan, jolloin pyyhkäisyala kasvaa. Tässä työssä käsitellään ainoastaan kolmilapaisia voimaloita.

## 2.2 Lapojen muotoilu

Lapojen muotoiluun vaikuttaa voimalan muiden komponenttien valinta, mutta lähtökohta on, että mahdollisimman suuri osa tuulen kineettisestä energiasta saataisiin muutettua generaattorin avulla sähköenergiaksi. Jo aiemmin mainittu suhteellinen tuulen nopeus

$$v_{rel} = \sqrt{v^2 + (\omega r)^2} \quad (2.5)$$

on oleellinen käsite. Se voidaan esittää tuulen nopeuden  $v$  ja roottorin kehänopeuden  $v_t$  vektorisummana kuvan 2 mukaisesti.



**Kuva 2.** Suhteellisen tuulennopeuden muodostuminen. Muokattu lähteestä [6].

Kuvasta ilmenee, että suhteellinen tuulen nopeus riippuu lavan kulmanopeuden lisäksi etäisyydestä roottorin akseliin kaavan

$$v_t = -\omega r \quad (2.4)$$

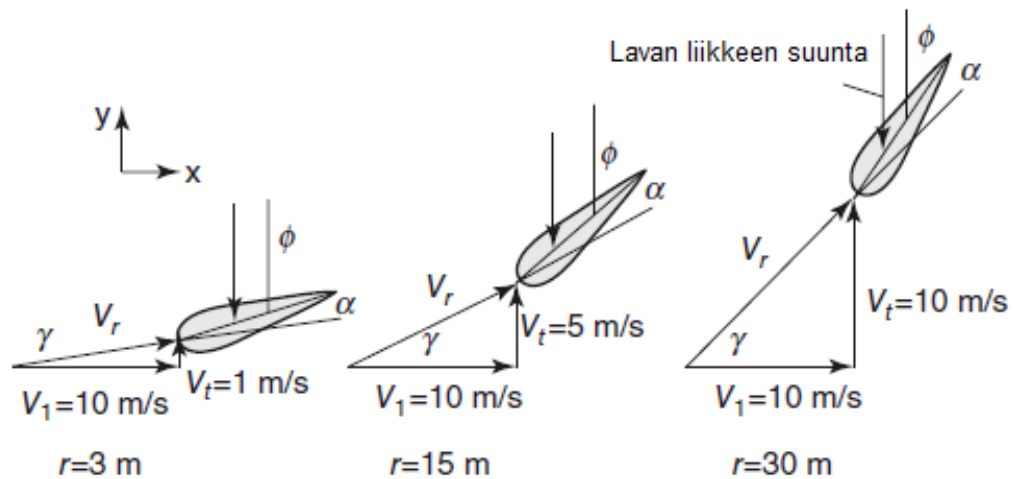
mukaisesti, jossa  $v_t$  on turbiinin pyörimisnopeus,  $\omega$  kulmanopeus ja  $r$  ympyrän säde eli tässä tapauksessa etäisyys roottorin navasta. Suurin nopeuden  $v_t$  arvo ja edelleen suurin suhteellisen nopeuden  $v_{rel}$  arvo saadaan ympyrän säteen  $r$  kasvaessa. Tämän perusteella voidaan todeta, että suhteellinen nopeus kasvaa lavan juuresta lavan kärkeä kohti kuljettaessa. Seurauksena lapaan vaikuttavat voimat ovat erisuuruisia lavan eri kohdissa. Tätä ilmiötä hyödynnetään lavan suunnittelussa. Suhteellisen tuulennopeuden ja tuulennopeuden välinen yhteys esitetään niiden välisen kulman

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{\omega r}{v} \quad (2.6)$$

avulla. Kohtauskulma on lavan keskijänteen ja suhteellisen tuulennopeuden  $v_{rel}$  välinen kulma. Jotta optimaalinen kohtauskulma  $\alpha$  voidaan saavuttaa koko lavan pituudelta kulman  $\gamma$  muuttuessa kaavan 2.6 mukaisesti, on lavan keskijänteen kulman  $\phi$  muututtava suhteessa suhteelliseen tuulennopeuteen. Tätä kutsutaan englanninkielisellä termillä *pitch* ja edelleen pyörimisnopeuden hallinnan yhteydessä termillä *pitch control*. Kulmien välistä yhteyttä voidaan havainnollistaa kaavalla

$$90 - \gamma = \beta = \alpha + \phi, \quad (2.7)$$

jossa  $\beta$  on apusuure. Kulmien välinen yhteys selviää paremmin kuvasta 3. [6]



**Kuva 3.** Lavan pituuden merkitys suhteelliseen tuulen nopeuteen, kolmella eri  $r$ :n etäisyydellä lavan juuresta. Tuulen nopeus on vakio  $10\text{ m/s}$ . Roottorin pyörimisnopeus  $\Omega = 20\text{ rpm}$ , Lavan pituus  $R = 30\text{ m}$ . Tangentiaalinen lavan nopeus on  $y$ -suunnassa. Lavan kohtauskulma on vakio. Muokattu lähteestä [6].

Tästä syystä lavat ovat usein muotoiltu kierteelle niin, että kohtauskulma pienenee kuljettaessa lavan juuresta kohti lavan kärkeä. [6]

### 2.2.1 Passiivisen sakkaussäädön ratkaisut

Tuulivoimalan roottorin pyörimisnopeuden valinta ja hallinta riippuvat paljolti voimalan generaattorityypistä. Voimalat voidaan jakaa muuttuvanopeuksiin ja vakionopeuksiin tuulivoimaloihin. Muuttuvanopeuksisessa voimalassa on käytössä passiivinen sakkaussäätö. Tämä tarkoittaa yksinomaan lavan muotoilua niin, että tuulennopeuden kasvaessa osa lavasta alkaakin sakata. Tällaisen voimalan generaattorin tehokäyrästä ilmenee, että voimala ei tuota tasaisesti tehoa tuulen eri nopeuksilla. Tehokäyrä kertoo voimalan generaattorin tuottaman tehon tuulennopeuden funktiona. Käyrästä ilmenee usein myös voimalan rajatuulennopeudet tehon tuoton alkamiselle ja loppumiselle, jotka ovat

cut-in speed ja cut-out speed. Ero vakionopeuksiseen voimalaan näkyy erityisesti voimalalle suunnitellun optimaalisen tuulennopeuden jälkeen, jolloin muuttuvanopeuksisessa voimalassa teho ei pysy tasaisena. [7]

Passiivisen sakkaussäädön etu on halpuus, koska se ei vaadi säätömoottoreita. [7] Eräs passiivinen ilmavirran kontrollointitekniikka on pinnoittaa osa lavan pinnasta sahalaitapinnoitteella, joka vähentää tuulennopeuden vektorin suuntaisen vääntövoiman syntymistä jopa 4–6 % [8, s. 21].

## 2.2.2 Aktiivisen sakkaussäädön ratkaisut

Aktiivisen sakkaussäädön ratkaisut perustuvat aiemmin mainittuun *pitch control*:iin. Optimaalisen tuulennopeuden jälkeen voimala tuottaa tasaisesti tehoa, jota voidaan säädellä lisäämällä tai vähentämällä pitch:iä. Tasainen tehon tuotto helpottaa huomattavasti sähkön laadun hallintaa ja tästä syystä tämän tyyppinen voimala onkin yleisempi ratkaisu suoraan verkkoon kytkettäessä. [7]

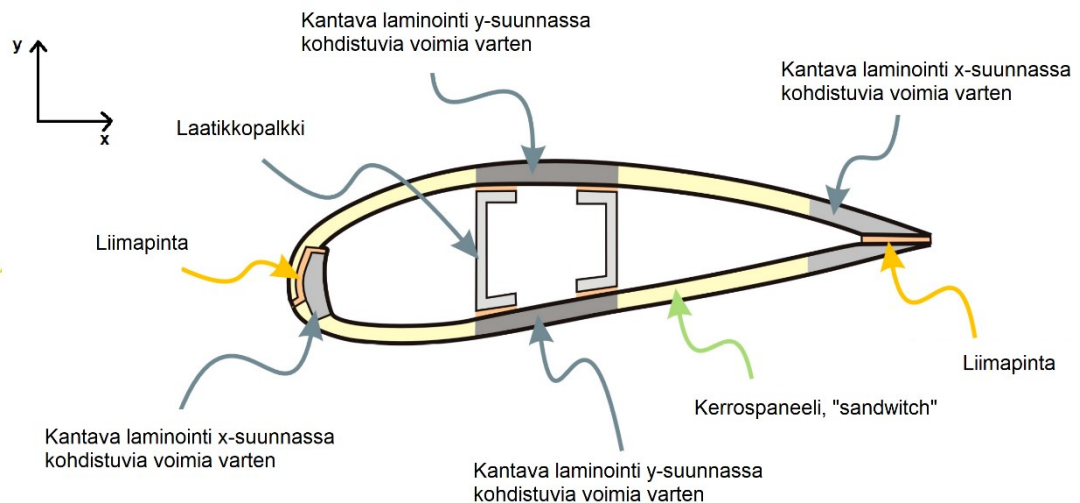
Etuna passiivisiin ratkaisuihin verrattuna ilmenee muun muassa aikaisempi *cut-in speed* eli rajatuulennopeus. Tämä tarkoittaa voimalan käynnistyvän alhaisemmilla tuulennopeuksilla kuin muuten samanlainen muuttuvanopeuksinen voimala. [7] Lavan kaventamisella ja kierteen lisäämisellä on huomattu olevan rajatuulennopeutta alentavaa vaikutusta [8, s. 23], joskin lavan kaventaminen voidaan lukea enemmänkin passiivisen säädön puolelle sen hankalan aktiivisen toteutettavuuden vuoksi. Aktiivisen sakkaussäädön ansiosta voimalan tuotto voidaan optimoida kaikilla tuulen nopeuksilla. Toisaalta vaaditut säätömoottorit kasvattavat voimalan hintaa. Liian voimakkaiden tuulien tapauksessa aktiivinen säätö auttaa suojaamaan voimalan lapoja liian kovalta rasitukselta, sillä voimalat suunnitellaan kestävämmän yleisimpiä tuulen nopeuksia. Tyypillisesti voimalat kytketään pois päältä, kun tuulen nopeus on suurempi kuin 25 m/s.

### 3. LAPOJEN RAKENNE JA MATERIAALIT

Lapojen rakenne määräytyy pitkälti suunnitellun ulkomuodon ehdoilla, sillä muodon tulee pysyä voimavaikutusten alla mahdollisimman samanlaisena kuin se on suunniteltu. Koska lavan on toiminnan kannalta kannattavaa olla myös mahdollisimman kevyt, suunnittelussa toistuvat tietyt kevyet, mutta kestävät rakennetyypit. Tällaisia ovat erilaiset kennorakenteet. Rakenne- ja materiaalivalintaan vaikuttaa luonnollisesti myös hinta- ja saatavuustekijät. Tässä luvussa esitellään lapojen yleisimmät rakenteet sekä materiaalit.

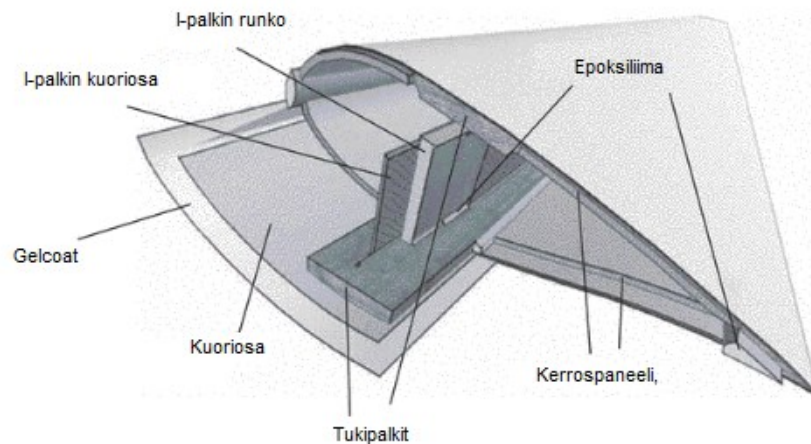
#### 3.1 Rakenne

Lapa koostuu yleensä kahdesta kuoriosasta, joiden sisäpuolella rakennetta tukee koko lavan mittainen laatikkopalkki (kuva 4) tai i-palkki (kuva 5). Pystysuuntaisten tukien lisäksi tärkeimmät vahvikkeet ovat lähes koko lavan mittaiset, lavan juuresta miltei kärkeen asti ulottuvat tukipalkit. Sijainti selviää hyvin kuvasta 5. Tukipalkkien tehtävä on jakaa kuormaa ja pitää lavan pääasiallinen muoto yhdessä pystypalkkien kanssa. Kuoriosat ovat kerroksittaista komposiittia, minkä lisäksi keskiosa ja lavan takaosa ovat vahvistettuja. Keskiosa on vahvistettu laminoimalla niin, että lapa kestää y-suunnassa ilmeneviä kuormia, jotka johtuvat tuulen aiheuttamasta paineesta. Takaosa on niin ikään vahvistettu laminoimalla. Se ehkäisee x-suunnassa ilmeneviä kuormia, jotka johtuvat gravitaatiosta ja roottorin vääntömomentista. Lavan etuosassa on samaa materiaalia kuin takaosassa, x-suunnassa kohdistuvia kuormia varten. Kuvassa 4 sitä ei ole integroitu kuoriosiin vaan se on takaosan ratkaisusta poiketen erillinen osa, joka kiinnittyy liimalla sekä



**Kuva 4.** Poikkileikkaus lavan rakenteesta laatikkopalkilla. Muokattu lähteestä [9, s. 21].

imu- että painepuolen kuoriosaan. Lavan yläpuolta kutsutaan myös imupuoleksi ja alapuolta painepuoleksi. [9]



**Kuva 5.** Poikkileikkaus lavan rakenteesta i-palkilla. Muokattu lähteestä [1, s. 178].

Tässä työssä kiinnostuksen kohteena ovat teollisen mittaluokan lavat. Ne valmistetaan yleensä useammasta osasta niin, että kuori on kahdessa osassa ja sen sisällä on tukevia rakenteita ja lavan tukiranka itsessään. Pienempiä lapa-ja voidaan leikata ja muotoilla suoraan puusta, jolloin ongelmallisia liitoskohtia syntyy merkittävästi vähemmän. Puiden koko rajoittaa veistämällä valmistettujen lapa-ja koon melko pieneksi. Puu ei ole ominaisuuksiltaan homogeenista, joten kestävyysmitoitukset voi olla haastavaa verrattuna valmistettuihin materiaaleihin. Toinen vaihtoehto pienehköihin voimaloihin on valaa lapa-ja muotilla kokonaan samasta polymeeristä. Muottien koko rajoittaa lapa-ja valamista. Lisäksi lapa-ja massa merkittävä kasvu on ongelma, jonka vuoksi samaa tekniikkaa ei voida käyttää isommissa lavoissa. Umpivalettuun lapaan ei luultavasti saada helposti lisättyä jäätämisenestotekniikkaa. Tämä tekisi lämmityselementtien ja -kanavien sekä sensorien jälkiasennuksesta todennäköisesti kannattamatonta. Tämä on huono asia, mikäli voimala sijaitsee alueella, jossa jäätämistä tapahtuu.

### 3.2 Materiaalit

Tuulivoimaloiden lapa-ja materiaaleille on tiettyjä vaatimuksia. Keveyden lisäksi lapa-ja tulee kestää erilaisia koko lavan alueelle kohdistuvia ulkoisia ja sisäisiä voimia sekä eroosiota. Niiden eliniän odotetaan olevan 20–25 vuotta ja huoltojen määrä halutaan minimoida. Lapaan kohdistuu sekä vääntö- että taivutusvoimia. Lisäksi erityisesti pinoite saa osakseen jatkuvaa rasi-usta sateesta, hiekasta tai jäätämisenestä johtuvista seikoista. Edelleen materiaalien sekä materiaalien liitosten tulee kestää erilaisia lämpötilavaihteluita. [8, s. 176] Yleisimpiä materiaaleja lavoissa ovat erilaiset lasi- ja hiilikuidut,

polymeerit kuten polyesteri tai epoksi, polyvinyylikloridi (PVC), polyuretaani (PU) ja balsa [1, s. 176][8, s. 176]. Lapojen materiaalit ovat pitkälti erilaisia komposiitteja (FRP, fiber reinforced polymers) niiden helpon muokattavuuden ja kestävyysvuoksi. Lisäksi niillä on anisotrooppinen rakenne, mikä tarkoittaa erilaisia ominaisuuksia eri suunnassa rakennetta [8]. Kestävyydellä tarkoitetaan tässä erityisesti hyvää vastustuskykyä materiaalin väsymiselle. Muoto ja ominaisuudet pysyvät ennallaan, vaikka materiaaliin kohdistuu pitkäaikaisia taivutus- ja vääntömomentteja.

Suurin osa lapojen materiaaleista on erilaisia polymeerisiä komposiitteja vahvistettuna lasi- ja hiilikuiduilla tai niiden sekoituksilla. [1, s. 176] *E-glass* on ollut käytetyin lasikuitu, [9] hinta-lujuussuhteensa vuoksi. Kuitujen halkaisija vaihtelee välillä 10–35 µm:n. Toinen vaihtoehto *H-glass* on vastikään kehitelty hiukan halvempi korkeamman jäykkyyden omaava lasikuitu, joka siis on edelleen kalliimpi kuin *E-glass*, mutta joissain tapauksissa käytetty ratkaisu paremman jäykkyytensä vuoksi. Pienemmissä lavoissa on mahdollista käyttää biopohjaisia materiaaleja, kuten hampua, pellavaa tai muita sellupohjaisia kuituja. [1, s. 176] Biopohjaisten kuitujen ja lasikuitujen lujuusvertailuissa [1, s. 374–382] mainitaan, että biopohjaiset kuidut ovat yksittäin jopa lujempia kuin lasikuidut, mutta toisiinsa yhdistettynä niiden lujuus jää lasikuidun arvosta.

Jotta tuulivoima voisi olla uskottavasti uusiutuvaa energiantuotantoa, on sen pyrittävä luonnollisempiin ja ympäristöystävällisempiin ratkaisuihin materiaalien osalta. Tanskan teknillinen yliopisto (DTU) on esimerkiksi tutkinut mahdollisuuksia bambun käyttämisestä lapojen materiaalina, jolloin synteettisten epoksimateriaalien käytöstä voitaisiin ainakin osittain luopua [8]. Tuulivoimaloiden materiaalien kierrätettävyyden keskiarvon on arvioitu olevan noin 80 % massasta, ja suurin osa kierrättämättömäksi päätyvästä materiaalista on peräisin lavoista [8]. Tämän perusteella biopohjaisille ratkaisuille olisi tarvetta. Tutkimuksesta ei selvinnyt, lasketaanko esimerkiksi perustusten betonia voimalaan kuuluvaksi materiaaliksi, joten prosenttilukuun kannattaa suhtautua pienellä varauksella.

### 3.2.1 Kuoriossa

Kuoriossa muodostuu kerrospaneelistä ja sen päälle laminoitavista lisäkerroksista, pinnoitteista ja maaleista. Kerrospaneeli muodostuu kahdesta FRP-levystä ja niiden väliin jäävästä täytteestä. Kerrospaneelija käytetään sekä kuoriosassa että rungon vahvikkeena. Rungon vahvikkeena käytettävä kerrospaneeli on tyypillisesti tasaista ja taivuttamatonta paneelia, jonka tarkoitus on jakaa ja kantaa lavan sisäisiä voimia. Se on tuki-

materiaalina vahvaa ja kevyttä. Kuoriosassa paneelin tehtävä on ylläpitää lavan aerodynaaminen muoto ja ehkäistä lavan pinnan nurjahtelua. Tätä paneelityyppiä kutsutaan aerodynaamiseksi paneeliksi. Lavan muotoilun takia paneelia täytyy taivuttaa useimmiten kahdessa eri suunnassa, mikä vaikeuttaa valmistamista. Aerodynaamisessa paneelissa sisämateriaali on usein uritettu joko yhteen tai kahteen eri suuntaan, jotta paneelia voi taivuttaa. Sisämateriaali on esimerkiksi balsaa tai PVC:tä (polyvinyylikloridi). Hiukan pehmeämpiä, vaahtomaisia vaihtoehtoja on listattu taulukossa 1, PVC:n ja balsan lisäksi. [1, s. 181–182]

**Taulukko 1.** Aerodynaamisen paneelin sisämateriaalivaihtoehtoja. Perustuu lähteeseen [1].

Materiaali	Lyhenne
Polyvinyylikloridi	PVC
Polyeteenitereftalaatti	PET
Styreeniakrylonitriini	SAN
Polyuretaani	PU
Polystyreeni	PS
Polyeetteri-imidi	PEI
Polymetakryyli-imidi	PMI
Polypropyleeni	PP
Balsa (puu)	Balsa

Hiukan pehmeämmissä materiaaleissa voi olla etuna se, että niitä ei tarvitse urittaa taivuttamisen mahdollistamiseksi. Toisaalta paneeli ei voi olla yhtä jäykkä, jos sen taivuttaminen on helpompaa. Jossakin kohtaa menee optimaalinen piste, kun tasapainoillaan nurjahtelun ja optimaalisen taivutettavuuden välillä. Tämä toki vaatisi standardiolosuhteet, ja todellisuudessa nurjahtelua luultavasti pyritään välttämään jonkinlaisella laskelmien varmuuskertoimella, joka ottaa huomioon satunnaiset, epätavallisen suuret hetkeliset kuormitukset.

Kuoriosan FRP:tä vahvistetaan laminoimalla päälle ohuita kerroksia hartsia. Hartsit ovat pääosin kuumassa kovettuvia polymeerejä. Käytännössä ne siis kovettuvat lopulliseen muotoonsa, kun niitä lämmitetään. Tällaisia ovat esimerkiksi epoksi, polyesteri ja vinyyliesteri. Hartsien nestemäisen olomuodon pieni viskositeetti helpottaa valamista nopean levittyvyytensä vuoksi [1, s. 176], esimerkiksi muottiin valaessa. Hartsin sulamisaika on aika, jonka ajan nestemäistä hartsia voidaan muokata ja liikutella. Jos hartsia käsitellään millään tavoin ilmoitetun sulamis- ja kuivumisajan välissä, lopullisella kiinteällä polymeerillä ei ole optimaalisia ominaisuuksia, kuten asianmukaista taivutuskestävyyttä tai tarttuvuutta [1, s. 176]. Suhteellisen helppo ja nopea käsittely mahdollistaa pinnoitteen tai



kuoriosan korjaamisen paikan päällä, ilman tarvetta muoteille tai lavan alas laskemiselle. Hartsin tulee olla heikosti vettä imevää sekä nestemäisenä että kuivana [1, s. 176], jotta sekä tehdas- että asennusolosuhteissa valmistaminen ja asentaminen onnistuvat.

Jotta lapojen kestävyys voidaan varmistaa, täytyy lapa suojata pinnoittamalla. Pinnoitteella paitsi suojaudutaan eroosiolta ja UV-säteilyltä, myös parannetaan lavan aerodynamiikkaa, ehkäistään jään muodostumista lavan pintaan tai helpotetaan muodostuvan jään irrotettavuutta. Lavan kuoriosalla tarkoitetaan lähinnä pinnoitetta. Pinnoitteilla voi olla merkittävästi parantava vaikutus voimalan lapojen jäätämisen ehkäisy- ja poistominaisuuksiin. Erilaisia polymeeripinnoitteita on testattu lapojen pintaan, esimerkiksi PDMS:aa, PSS:aa, PAA:ta sekä perinteisistä polymeeripinnoitteista esimerkiksi PMMA:ta ja PC:tä. Toinen merkittävä pinnoiteryhmä on fluoropolymeerit, joista PTFE on ollut yleisin materiaali, joka puhekielessä tunnetaan nimellä Teflon. Yleisimmät polymeeri- ja fluoropolymeeripinnoitteet on listattu taulukossa 2.

**Taulukko 2.** Yleisimpiä polymeeri- ja fluoropolymeeripinnoitteita

Materiaali	Lyhenne
Polydimetyylisiloksaani	PDMS
Polystyreenisulfonaatti	PSS
Polyakryylihapo	PAA
Polymetyylimetakrylaatti	PMMA
Polykarbonaatti	PC
Polytetrafluorieteeni	PTFE, Teflon (yleiskielessä)

Nykyisin pinnoitteissa keskitytään polymeerisiin komposiittimateriaaleihin, jotka ovat erilaisia sekoituksia polymeereistä, fluoropolymeereistä ja silikonista. Sekoitukset on vielä vahvistettu pienellä määrällä keraamisia partikkeleita, jotka antavat seokseen mekaanista kestävyyttä ja hieman erilaisen pintarakenteen mikroskooppisella tasolla tarkasteltuna. [10, s. 40–41, katso 30][11]

Perinteiset PMMA ja PU eivät ole optimaalisia pinnoitteita, koska niillä on samanlainen jään tarttuvuus kuin alumiinilla, joka ei ole ideaali materiaali lavan pintaan ominaisuuksiensa puolesta. Alumiinilla on suuri pintaenergia ja hydrofiilinen rakenne, joka tarkoittaa, että vesi kastelee pinnan koostumuksen. Tämä tarkoittaa suurempaa tarttumapinta-alaa jäätyvälle vedelle, mikä puolestaan johtaa suurempaan vaadittuun työhön jään irrottamiseksi. Polymeeripinnoitteilla on myös yleisesti ottaen sellainen ongelma, että niillä on liian suuri pintaenergia. Tarttuvuuden osalta parannukset myös puhtaasti polymeerisissä uudemmissa pinnoitteissa ovat vain hienoisia verrattuna puhtaaseen alumiiniin. [10, s.

41] Polymeerien saatavuus on hyvä, mikä selittää niiden suosiota puutteistaan huolimatta. Kehityksessä suurin mielenkiinto on kohdistunut viime aikoina fluoropolymeereihin ja erityisesti jo aiemmin mainittuun PTFE:hen. Sillä on alhainen pintaenergia [12], mikä johtaa karkeasti yksinkertaistettuna tilanteeseen, jossa pinnasta tulee hydrofobinen eli vettä hylkivä ja edelleen myös jäätä hylkivä.

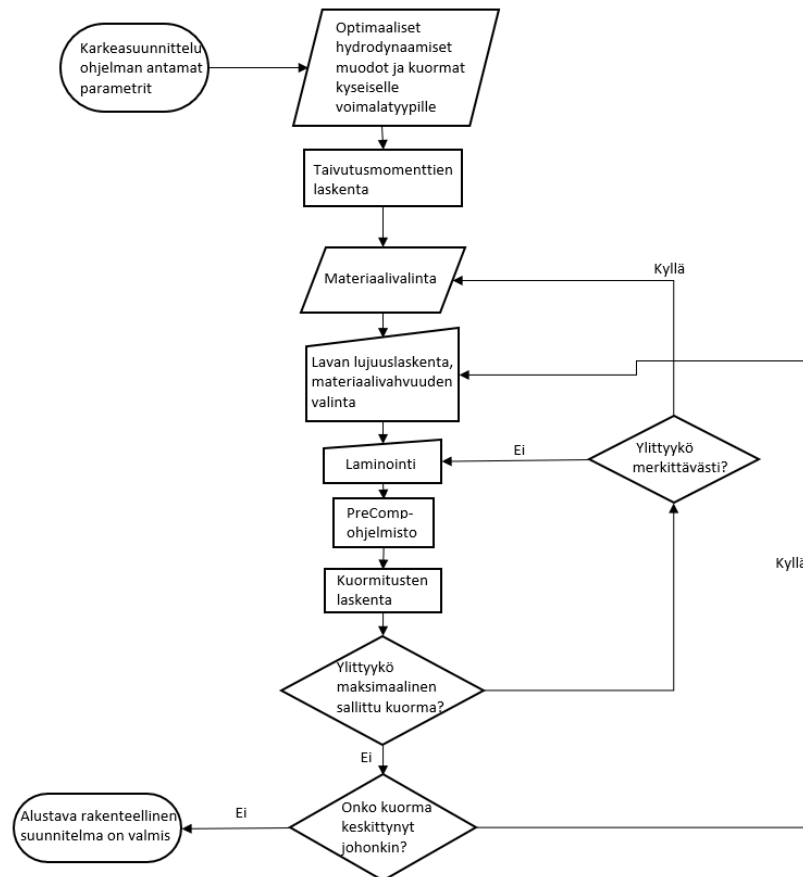
### 3.2.2 Tukikehikko

Lavan suunnittelu on kompromissi aerodynamiikan ja rakenteellisten näkökulmien välillä, mutta noin kahdessa tapauksessa kolmesta painotetaan enemmän aerodynamiikkaa, lopuissa rakenteellisia seikkoja [1, s. 4]. Kaikki lavan osat saavat osakseen voimavaikutuksia ja ovat omalta osaltaan siten kantavia rakenteita, mutta varsinaiset kuormaa kantavat rakenteet löytyvät siiven sisältä ja läheltä massakeskipistettä. Tukikehikkoon voidaan sen perusteella lukea pystysuuntaiset laatikko- tai i-palkit ja vaakasuuntaiset tukipalkit. [9, s. 2–3]

Tukipalkit ovat pääasiassa lasi- ja hiilikuiduista rakentuvia komposiitti-hartsisekoituksia. Ne kulkevat koko lavan matkalla ja toimivat keskeisenä tukirankana lavalle yhdessä pystypalkkien kanssa. Pystypalkit rakentuvat kerrospaneelistä, jonka molemmilla puolilla on vielä vahvikkeena FRP-komposiittimateriaalia, samaa mitä kuoriosassa käytetään. Pystysuuntainen kerrospaneeli on periaatteessa samaa materiaalia kuin kuoriosien vahvikkeena käytettävä kerrospaneeli, mutta se on rakennettu kestämään voimia pystysuunnassa. [9, s. 21]

### 3.3 Rakenteen heikot kohdat

Kuvassa 6 on kuvattu alustavan rakenteellisen suunnittelun prosessia offshore-voimalle. Kuvasta nähdään, että optimaalisen rakenteen löytämiseksi joudutaan mahdollisesti suorittamaan joitakin iterointikiertoja.

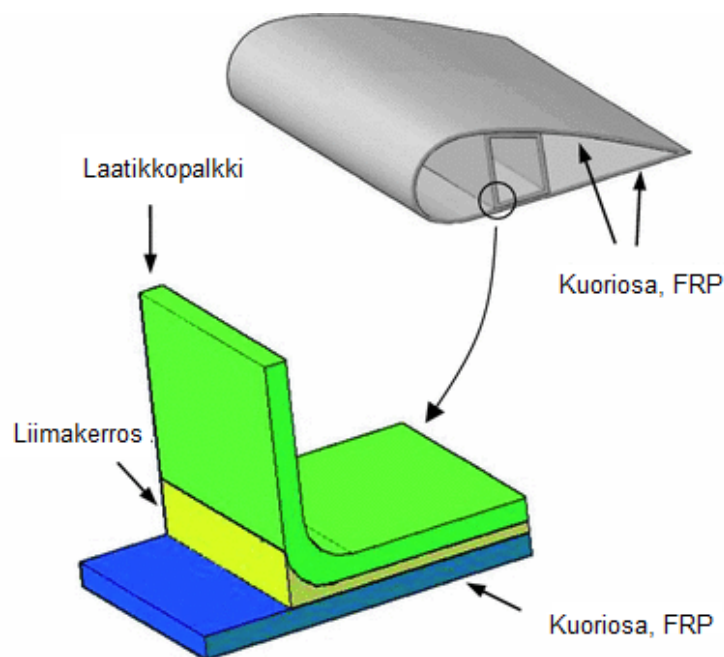


**Kuva 6.** Eräs näkemys rakenteellisen suunnittelun prosessista vuokaaviona. Muokattu lähteestä [13].

Jos suurin sallittu lapaan y-suunnassa kohdistuva taipuman määrä ylittyy, joudutaan lapaan lisäämään materiaalia vahvistamaan rakennetta. Jos suurin sallittu taipuma ylittyy merkittävästi, tulee materiaalien valintaa ja lavan paksuutta pohtia uudelleen. Pienet korjaukset ovat kuitenkin mahdollisia suorittaa lisäämällä kuoriosan pintaan uusi kerros käytössä olevaa komposiittimateriaalia. Lapaan kohdistuvat ulkoiset voimat saattavat keskittyä tietyille alueille, mikä ei ole toivottavaa lavan pitkäikäisyyden näkökulmasta. Tällaisessa tilanteessa joudutaan palaamaan lavan paksuuden uudelleentarkasteluun, jotta lavan kestävyys saadaan varmistettua. Jos epätoivottuja kuormituskeskittymiä ei löydy, lapa on valmis alustavaan rakenteelliseen suunnitteluun. [13] Suunnittelun valinnoilla

vaikutetaan pitkälti siihen, missä rakenteen heikot kohdat sijaitsevat. Koska suurimassa osassa isojen tuulivoimaloiden projekteista lavan paino halutaan minimoida, heikkoja kohtia syntyy. Tyypillisesti heikkoja kohtia ovat lavan etuosa pinnoitteineen ja lavan takaosan liitospinta.

Odottamattomia heikkoja kohtia ovat virheet ja poikkeamat liimapinnassa, mikä aiheuttaa odottamatonta liitoksen käyttäytymistä sitä kuormittaessa. Virheitä on vaikea välttää täysin suuren mittaluokan tuotannossa ja rakenteissa. Esimerkkinä tuotannollisesta virheestä on mainittu ilmakuplien muodostuminen liimakerrokseen, mikä heikentää liitoksen kestävyttä. [14]



**Kuva 7.** Tukipalkin ja kuoriosan liitos. Muokattu lähteestä [14].

Tukipalkin ja kuoriosan liitos on keskeisyytensä vuoksi ollut kiinnostava tutkimuksen kohde [14]. Tukipalkin ja kuoriosan yhteisen samansuuntaisen liimapinnan loppuessa, muodostuu liimapinnan uloimmaksi osaksi suora kulma kuvan 7 mukaisesti. Tätä terävää kulmaa kutsutaan kärjeksi, johon kohdistuu suuri rasitus suhteessa muihin liimapinnan alueisiin. Rakenteeseen tulee vaurio helposti erityisesti silloin, jos kulmatäyte eli kärki ei ole tarpeeksi suuri. Toisin sanoen, tukipalkin ulkoreunaan tulisi jäädä tilaa suuremmalle liimakerrokselle. Tämä saadaan aikaan pyöristämällä tukipalkin liimapinnan kulmaa hieman, jolloin liimakerroksen pääty muodostuu kolmiomaiseksi ja siitä tulee

merkittävästi vahvempi kuin pelkkä samansuuntaisen kontaktipinnan kanssa muodostettu liitos. Jos kärkeen tulee vaurio, sen olemassaolo lisää kärkeen kohdistuvaa kuormitusta ja saattaa aiheuttaa vaurion leviämisen isommaksi halkeamaksi. [14]

## 4. LAPOJEN VAURIOT JA SYNTYMEKANISMIT

Vaurioita voidaan tarkastella mikroskooppisella tasolla  $\mu\text{m}$ :n tarkkuudella, pääasiallisen rakennusmateriaalin eli erilaisten komposiittien kokoluokassa  $\text{cm}$ :n tarkkuudella tai rakenteellisen tason skaalassa  $\text{m}$ :n tarkkuudella. [15] Vaurioiden syntymekanismit komposiittimateriaaleissa ovat paljon monimutkaisempia kuin homogeenisissa materiaaleissa. Erityyppiset komposiittien vaurioitumismekanismit voivat tapahtua samanaikaisesti ja eri kokoluokissa, joten vaurioita mallinnettaessa olisi tärkeää, että huomioon otettaisiin vaurion eteneminen mikroskooppisesta muodostumisesta lopulliseen rakenteelliseen vaurioon. Perinteisillä rakenteiden käyttäytymisen mallinnusmenetelmillä (FEM) tämä on haastavaa. Makroskooppiset, eli silmin nähtävissä olevat vauriot ovat peräisin mikroskooppisista vaurioista, joiden huomaaminen vaatii edistynyttä tekniikkaa. Mekanismeja vaurioiden siirtymisestä mikroskooppiselta tasolta makroskooppiselle tasolle on pyritty mallintamaan matemaattisesti kaikilla kolmella tarkastelun tasolla [15]. Tässä luvussa esitellään merkittävimpiä, lähinnä makroskooppisella ja rakenteellisella tasolla ilmeneviä vaurioita sekä niiden syntymekanismeja mallinnuksien avulla.

### 4.1 Eroosion aiheuttamat vauriot pinnoitteessa

Yleinen trendi tuulivoimaloiden rakentamisen suhteen on se, että voimaloiden koko kasvaa ja edelleen lapojen pituudet kasvavat. Kuten ensimmäisessä luvussa käsiteltiin, lavan kärjen kohtaama tuulennopeus kasvaa lavan pituuden kasvaessa, kun roottorin pyörimisnopeus on vakio. Nopeuden kasvu johtaa suurempiin veden aiheuttamaan eroosiovaikutuksiin lavan etuosassa. [16] Eroosiota syntyy, kun ilman vesipisarat kohtaavat kovalla nopeudella liikkuvan lavan etuosan ja vähitellen kuluttavat pinnoitetta. Voimalan suorituskyky alkaa heikentyä välittömästi eroosion alkaessa, ja eroosio lisääntyy sen edetessä. Sääolosuhteet vaikuttavat eroosion määrään merkittävästi, mutta eroosiota on havaittu tapahtuneen lavan etuosassa jo 2–3 vuoden kuluttua asentamisesta [16][17]. Eroosion takia hävitty energia voi kohota, eroosion aiheuttamien vaurioiden mittavuudesta riippuen, jopa 25 %:iin vuotuisesta energiantuotannosta [16]. Vaihtoehtoisesti [17, katso 2 ja 3] mukaan vakavasti eroosion vaurioittamien lapojen takia voimala on saattanut menettää jopa 20 % nimellistehostaan. Näiden perusteella voidaan todeta, että eroosio voi huonoimmassa tapauksessa vähentää tuotanto-odotuksia ainakin viidenneksellä. Tappiot johtuvat aerodynamiikan heikentymisestä, joka ilmenee suurempana tuulen sii-

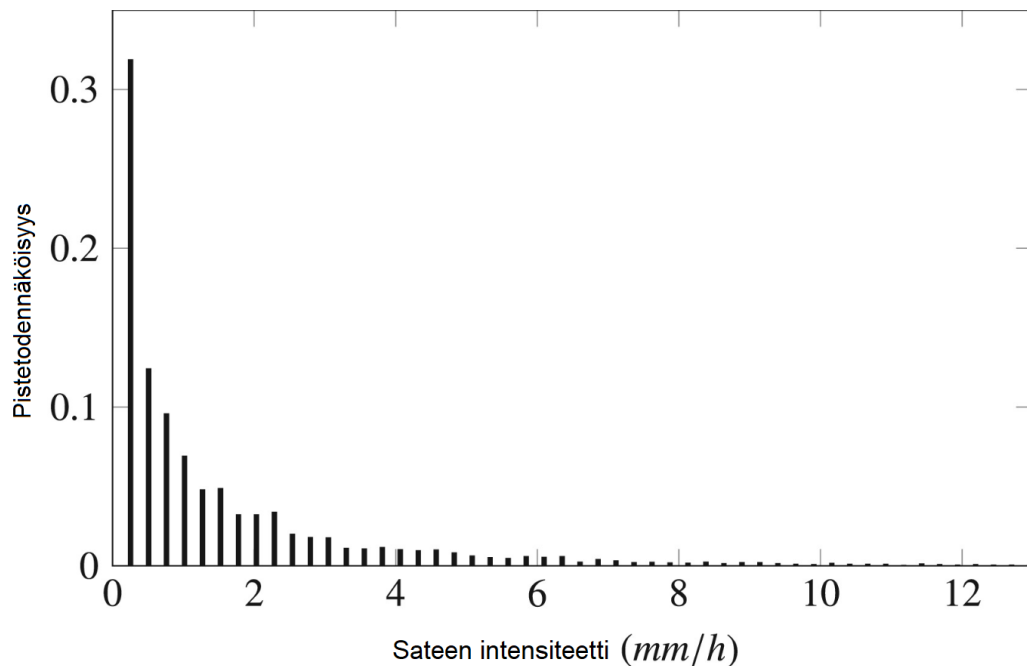
peen aiheuttamana tuulennopeuden suuntaisena vääntömomenttina (drag). Tällöin nostovoima pienenee ja edelleen voimalan teho ja tuotetun energian määrä pienenee. Jos eroosio on päässyt etenemään pinnoitteen läpi varsinaiseen komposiittirakenteeseen, on siipi otettava alas ja korjattava tai jopa vaihdettava kokonaan rakenteellisen kestävyuden takaamiseksi. [17] Tuotanto-odotuksista ja taloudellisista vaikutuksista kerrotaan lisää luvussa 6. Kuvassa 8 on esimerkki noin vuoden ajan operatiivisessa käytössä olleen voimalan lavan etuosasta.



**Kuva 8.** Lähellä rannikkoa sijaitsevan voimalan lavan etuosa suunnilleen vuoden operatiivisen käytön jälkeen. [18]

Vesisateen aiheuttaman eroosion mallintaminen on haastavaa. Huomioon on otettava pisaroiden koko, sateen intensiteetti sekä tulokulma ja vuosittaiset sademäärät voimalan sijoitusalueella. Sateen intensiteettiä eli sadantaa kuvataan sateen kertymänä tietylle pinta-alalle tietyssä aikayksikössä. Vakiintunut yksikkö on mm/h. Yksi mm vastaa yhtä satanutta litraa neliömetrin alueelle. [16][19] Maapallon eri alueilla vuotuiset sademäärät vaihtelevat alle 300 mm:stä yli 10 000:een mm:iin, joten joillakin alueilla vesisateen aiheuttama eroosio on merkittävästi suurempi ongelma kuin toisilla. Suurten sademäärien osalta on kuitenkin huomioitava, että sadekausien aikana voimala ei välttämättä ole lainkaan käytössä. Tällöin lapoihin vaikuttava sademäärä ei ole yhtä suuri kuin vuotuinen sademäärä. Tosin esimerkiksi Suomessa tuskin on tarvetta pysäyttää voimalaa pitkien rankkasateiden takia.

Laskennallista mallinnustekniikkaa on tutkittu ja kehitetty hiukan eri näkökulmista ja eri menetelmillä, joiden tekniikkaa ja lopputuotoksia avataan seuraavissa kappaleissa enemmän [16][17][20]. Tilastomuodossa sade voidaan esittää kuvaajana (kuva 9), jossa esiintymistodennäköisyys esitetään sateen intensiteetin funktiona [16]. Se kertoo, kuinka suurella todennäköisyydellä sataa kullakin intensiteetillä. Kuvaajasta saadaan laskettua vuosittainen poutaisten ja sateisten tuntien määrä, jota hyödynnetään myöhemmin mallinnuksessa. Esimerkiksi noin 0.3:n pistetodennäköisyys (kun sateen intensiteetti on 0 mm/h) tarkoittaa sitä, että vuodessa on 30 % tunteja, jolloin ei sada.



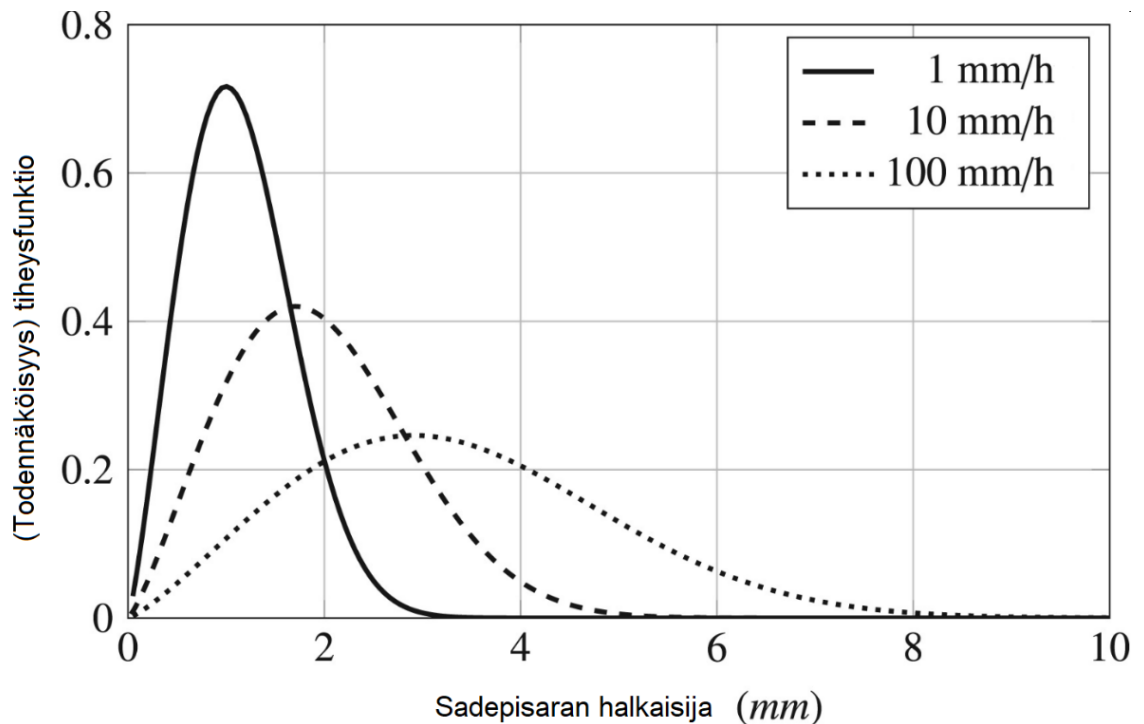
**Kuva 9.** Kuvaaja sateen esiintymistodennäköisyydestä sateen intensiteetin funktiona (New bedford, MA, 1992–2000). Muokattu lähteestä [16].

Eräs sadepisaran kokoa mallintava kaava [16] on muotoa

$$F = 1 - \exp \left[ \left( \frac{d}{1,3 I^{0,232}} \right)^{2,25} \right], \quad (4.1)$$

jossa  $d$  on pisaran läpimitta mm:ssä,  $I$  on sateen intensiteetti mm/h ja  $F$  on se osa nestemäisestä vedestä, joka koostuu pienemmistä pisaroista kuin  $d$ . Käytännössä  $F$  voidaan esittää kumulatiivisena jakaumana sadepisaran koolle. Intensiteetin vaikutus näkyy selvästi kuvassa 10, joka esittää jakauman sadepisaroiden koon esiintymistodennäköisyydelle kolmella eri intensiteetillä.

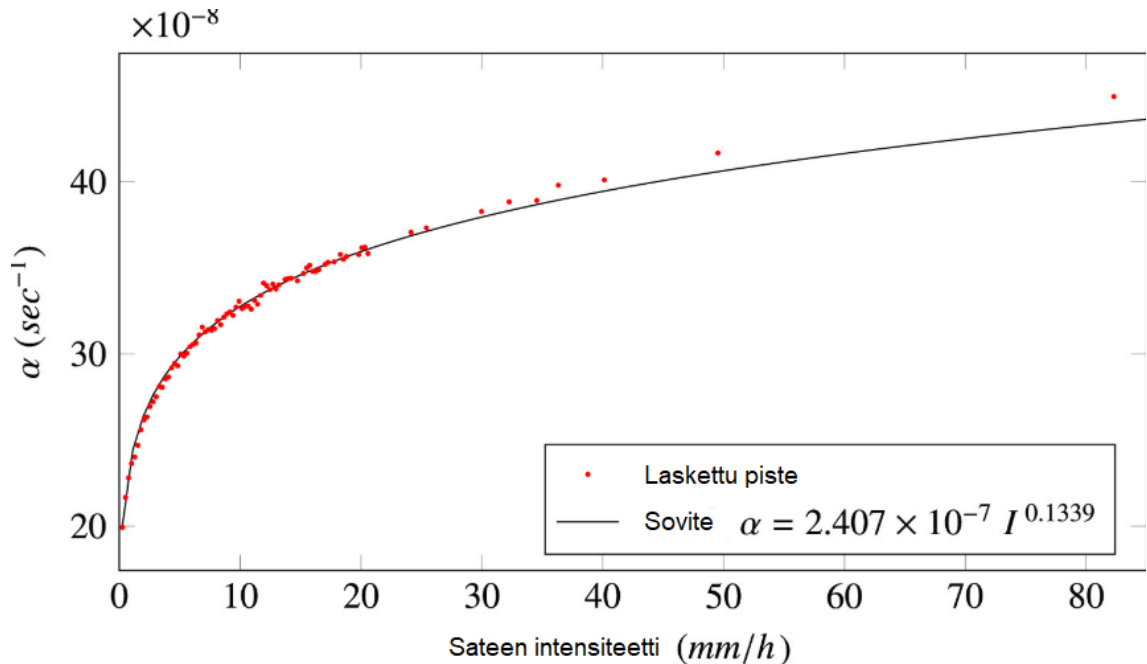




**Kuva 10.** Intensiteetin vaikutus pisaran kokojakaumaan. Todennäköisyys saadaan kuvaajasta integroimalla haluttua käyrää jollain tietyllä välillä. Muokattu lähteestä [16].

Huomataan, että mitä suurempi on sateen intensiteetti, sitä suurempi on myös sadepisaroiden halkaisijoiden vaihteluväli. Käytännössä siis pienen intensiteetin (1–10 mm/h) sateella on epätodennäköistä, että joukossa olisi kovinkaan suuria (>5 mm) pisaroita. Lisäksi intensiteetin kasvaessa pisaroiden keskikoko kasvaa.

Eri kokoisilla pisaroilla on erilainen vaikutus lapaan. Isompi pisara aiheuttaa suuremman massansa vuoksi suuremman vaikutuksen. Pisaroiden määrä noudattaa myös loogisesti muuta mallinnusta siinä mielessä, että intensiteetin kasvaessa myös odotettu pisaroiden määrä kasvaa [16]. Pisaroiden määrän, koon, nopeuden ja suunnan ollessa selvillä, voidaan arvioida niiden yhteisvaikutuksia lapaan. Kuvassa 11 näkyy tarkemmin, miten kumulatiivinen rasitus käyttäytyy sateen intensiteetin funktiona. Huomataan, että merkittävin muutos syntyy välillä 0–10 mm/h. Ilmatieteen laitoksen mukaan rankkasateen tunti-kohtainen määritelmä on 7 mm/h. Rasitus kasvaa voimakkaasti intensiteetin kasvaessa 10 mm/h:n asti, mutta kuten kuvasta 9 nähdään, todennäköisyys yli 7 mm/h:n intensiteetin sateeseen on pieni. Kuitenkin pienikin kasvu nolasta vaikuttaa rasitukseen paljon. Toisin sanoen oleellisempaa on, että joko sataa tai ei sada.



**Kuva 11.** Kumulatiivisen rasituksen suhde sateen intensiteettiin. Muokattu lähteestä [20].

Odotettuun vuosittaiseen kumuloituneeseen vaurion määrään  $E[\alpha_{year}]$  päästään kaavalla

$$E[\alpha_{year}] = \sum I \left( \alpha_I \frac{1}{\text{second}} \times t_r \frac{\text{hour}}{\text{year}} \times 3600 \frac{\text{second}}{\text{hour}} \right) P_I, \quad (4.2)$$

jossa  $E$  on odotusarvo,  $\alpha_I$  kumulatiivinen rasitus tietyllä intensiteetillä  $I$ ,  $t_r$  keskiarvo vuotuisten sadetuntien määrästä ja  $P_I$  on todennäköisyys tietyllä intensiteetillä.

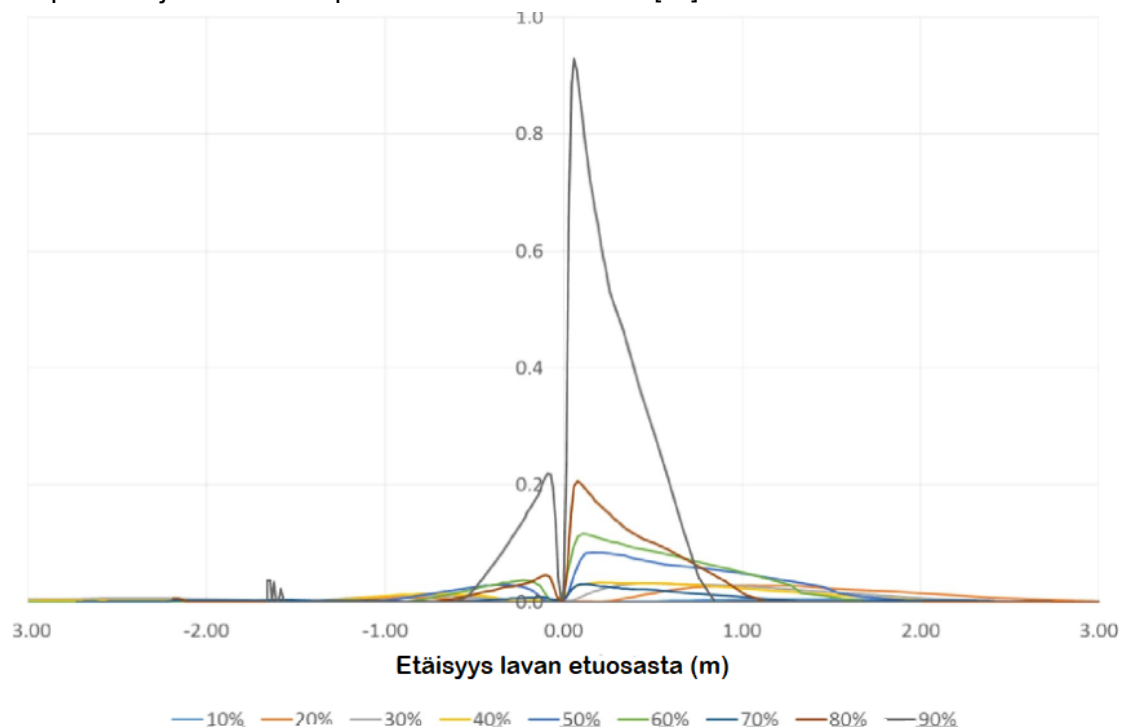
Aika  $t_f$ , jonka kuluessa eroosion merkkejä alkaa näkyä eli pinnoitteessa näkyy vaurioita, saadaan kaavalla

$$t_f = \frac{1}{E[\alpha_{year}]}, \quad (4.3)$$

jossa  $t_f$  on teoreettinen aika vuosina. Tutkimuksessa [16][20] kyseinen mallinnustekniikka antoi eräälle [21] 100 m pitkälle lavalle  $t_f$ :n arvoksi 1,8 vuotta. Todellisuudessa kyseisessä lavassa havaittiin eroosion vaikutuksia 2–3 vuoden kuluttua asennuksesta, joten mallinnus oli jotakuinkin paikkansapitävä. Voidaan todeta, että tekniikka on mahdollisesti käyttökelpoinen veden aiheuttaman eroosion arviointiin yhdessä kohteessa vallitsevien olosuhteiden kuvantamisen ja käytettävän voimalan teknisten ominaisuuksien kanssa.

Toinen [17] laskennallista analyysiä hyödyntävä menetelmä sateen aiheuttaman eroosion mallintamiseen keskittyy vaurioiden sijaintiin syntymisaikaa enemmän. Vaurioiden syntyminen kuvataan kahdella tekijällä; vaikuttajien eli pisaroiden määrällä ja tapahtuneena vahinkona [17]. Vahingot riippuvat vaikuttavien partikkeleiden määrästä, sadepisaroiden ja lavan kohtaamisnopeudesta sekä lavan mekaanisista ominaisuuksista. Vaikuttajien määrä riippuu pilven dynamiikasta, jota molemmissa tutkimuksissa on pyritty mahdollisimman aidosti mallintamaan.

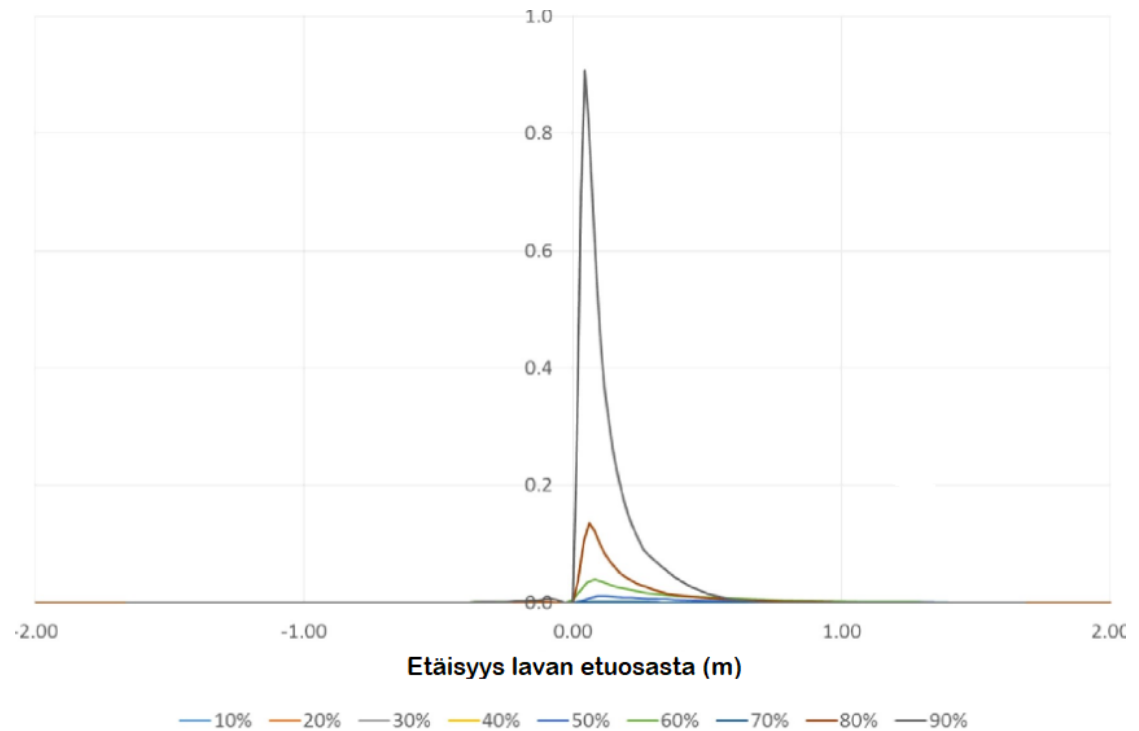
Tuloksista huomataan, että vaikuttavat partikkelit (impact count) sijoittuvat enimmäkseen imupuolelle ja alle metrin päähän lavan etuosasta [17].



**Kuva 12.** Jakauma lavan eri osien altistumisesta vesisateen eroosiovaikutuksille. Referenssipisteenä (origo) toimii lavan etuosa. Positiiviset numerot sijaitsevat imupuolella, negatiiviset painepuolella. Eri värit kuvaavat eri etäisyyksiä lavan juuresta, prosenttilukuuna lavan koko pituudesta. Muokattu lähteestä [17].

Kuvia 12 ja 13 vertailemalla huomataan selvä yhteneväisyys havaittujen vaikuttavien kontaktien ja syntyneiden vahinkojen välillä. Tämä pätee ainoastaan lavan etuosaan, alueella lavan puolivälistä kärkeen. Lisäksi mallintamalla syntyneet vauriot mukailevat kuvan 12 kuvaajaa sillä erotuksella, että vahingot rajoittuvat lähes pelkästään imupuolelle ja alle puolen metrin etäisyydelle lavan etuosasta. Mallinnetut vauriot on esitetty

kuvassa 13. Erot eri lavan osien välillä selittyvät niiden relatiivisen nopeuden  $v_{rel}$  erilaisilla arvoilla (ks. luku 2.2) ja lavan etuosan kohtauskulmilla.



**Kuva 13.** Mallinnuksessa syntyneiden vaurioiden jakauma. Referenssipisteenä (origo) toimii lavan etuosa. Positiiviset numerot sijaitsevat imupuolella, negatiiviset painepuolella. Eri värit kuvaavat eri etäisyyksiä lavan juuresta, prosenttilukuna lavan koko pituudesta. Muokattu lähteestä [17].

Mallinnettujen vaurioiden sijainti korreloi todellisuudessa syntyneiden vaurioiden kanssa, sillä yleisesti on tiedossa, että vauriot painottuvat lavan etuosan alueelle ja lähelle lavan kärkeä. Lavan kärjen etuosa on mallinnusten perusteella ensimmäinen lavan kohta, jossa eroosiota syntyy. Ajan kuluessa vauriot etenevät ja laajenevat.

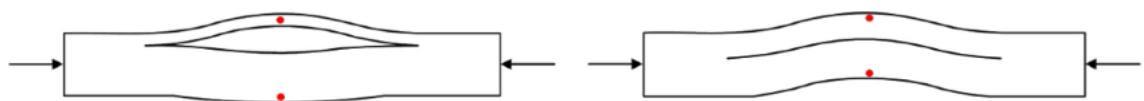
Mallinnustekniikoiden avulla voi ennustaa karkeasti, monenko vuoden kuluttua asennuksesta ja missä kohtaa lapaa syntyy tarvetta korjaustoimenpiteille. Voimaloiden odotettu elinikä on yleisesti noin 20–25 vuotta, sisältäen huoltoja ja korjauksia [22]. Lavan eliniän toivotaan olevan sama kuin voimalan oletettu elinikä, mutta todennäköisesti lapojen pinnoitetta joudutaan jossain vaiheessa korjaamaan. Korjaus- ja keskeytyskustannusten optimointiin paneudutaan lisää luvussa 6.

## 4.2 Tuulesta johtuvat vauriot

Suurin osa rakenteellisista vaurioista johtuu tuulen aiheuttamista voimista. Toisin kuin eroosion aiheuttamat pinnoitteen vauriot, rakenteelliset vauriot voivat johtaa välittömään voimalan seisahdukseen tai hajoamiseen.

Lapojen pituuden ja massan kasvaessa, lavan juureen kohdistuva jatkuva rasitus kasvaa. Vaikuttaa siltä, että lavan juuren ja varsinaisen siipiosan kohtauskulmassa ilmentyneet vauriot johtuvat tästä. Vauriot saavat alkunsa pintakerroksen laminoinnin säröstä, josta halkeama leviää komposiittirakenteeseen, jossa se paikallisesti aiheuttaa komposiittin rakenteen hajoamisen eli kerrosten erkaantumisen toisistaan. Halkeamiin johtavia syitä ovat vähäinen sidosaineen tai hartsin määrä ja eriaisteiset valmistusvirheet. [23]

Rakenteiden nurjahtelu (engl. buckling) on yksi tärkeimmistä huomioon otettavista seisakoista rakenteellisen kestävyuden kannalta. Se on lavoissa käytettäville komposiittipaneeleille ominainen tapa käyttäytyä paine- ja jännityssykliden alaisena. Vertailun vuoksi; esimerkiksi jäykät ja sitkeät metalliset kappaleet eivät nurjahtele, vaan rakenteen pettäessä taipuvat ja muuttavat pysyvästi muotoaan. Nurjahtelu voidaan jakaa lokaaliin ja globaaliin nurjahteluun, joiden ero selviää kuvasta 13. Lokaali nurjahtelu tarkoittaa esimerkiksi kerroksittaisen paneelin toisen, komposiittimateriaalista muodostuvan, pintakerroksen taipumista eri suuntaan kuin paneelin toinen pintakerros ja täyte. Globaali nurjahtelu olisi tässä tapauksessa koko paneelin nurjahtelua samaan suuntaan, mikä itsessään ei vielä ole vaurio, jos rakenne palautuu ennalleen. Sama pätee lokaaliin nurjahteluun, mutta tutkimusten [24, katso 8 ja 9] mukaan lavan rakenteen pettäminen on johtunut useiden lokaalien samanaikaisten nurjahteluiden seurauksena. Molemmat ovat epätoivottuja ilmiöitä, joista lokaali on tietyissä tapauksissa hyväksyttävämpi [25]. Lokaalia nurjahtelua, sekä makroskooppisella että rakenteellisella tasolla, tapahtuu erityisesti lavan pystysuuntaisissa tukipalkeissa, joiden komposiittien kuiduista suurin osa kantaa kuormaa pitkittäisessä suunnassa. [24] Globaalia nurjahtelua on nähtävissä rakenteellisella tasolla lavan takaosassa, lavan jänteen suuntaisesti. Nurjahduksia voi olla yksi tai useampi peräkkäin.



**Kuva 14.** Lokaalin (vasemmalla) ja globaalin (oikealla) nurjahtelun ero. [24]

Koska globaalia nurjahtelua ilmenee lavan takaosassa, altistuu imu- ja painepuolen yhdistävä liitos jatkuville voimavaikutuksille. Lapojen pidetessä ilmiöön tulee kiinnittää enemmän huomiota. Nurjahtelua voidaan ehkäistä vahvistamalla laminoiteja kriittisissä kohdissa eli tukipalkissa ja lavan takaosassa kokonaisuudessaan.

Lavoissa voi myös ilmetä epätoivottua värähtelyä (engl. flutter), joka ei ole sama asia kuin nurjahtelu. Se on melkein sama asia kuin resonanssi, mutta resonanssissa ulkoinen jaksollinen värähtely aiheuttaa värähtelyn samalla taajuudella. Jotta lapojen värähtely olisi resonanssia, ilman tulisi värähdellä edestakaisin samalla taajuudella. Kaikki resonanssi on värähtelyä, mutta kaikki värähtely ei johdu resonanssista. Värähtelytaajuus on todennäköisesti lähellä resonanssitaajuutta, mutta ei välttämättä sama. Resonanssitaajuuden määrittäminen lavalle on hankalaa, koska sen muoto, koko ja lujuus vaihtelee koko lavan pituudella.

Värähtelyä syntyy, jos rakenteellinen tai aerodynaaminen suunnittelu ei riitä vaimentamaan tuulen lapoihin aiheuttamien yhteisvaikutusten myötä syntyviä värinöitä ja niiden yhteisvaikutuksia. Tyypillisesti se ei ole ollut ongelma teollisen mittakaavan voimaloille, mutta lapojen pidentyessä ja voimaloiden kasvaessa yli 10 MW:n kokoluokkaan, sen vaikutusten odotetaan kasvavan. Jos värähtelyä syntyy, on roottorin pyörimisnopeus lähellä voimalan roottorin maksimaalista käyttönopeutta. [21, s. 50–51] Lisäksi jään muodostuminen lisää lapoihin kohdistuvaa kuormaa aiheuttaen korkean amplitudin värähtelyä ja/tai resonanssia lapojen massojen epätasapainon seurauksena [26].

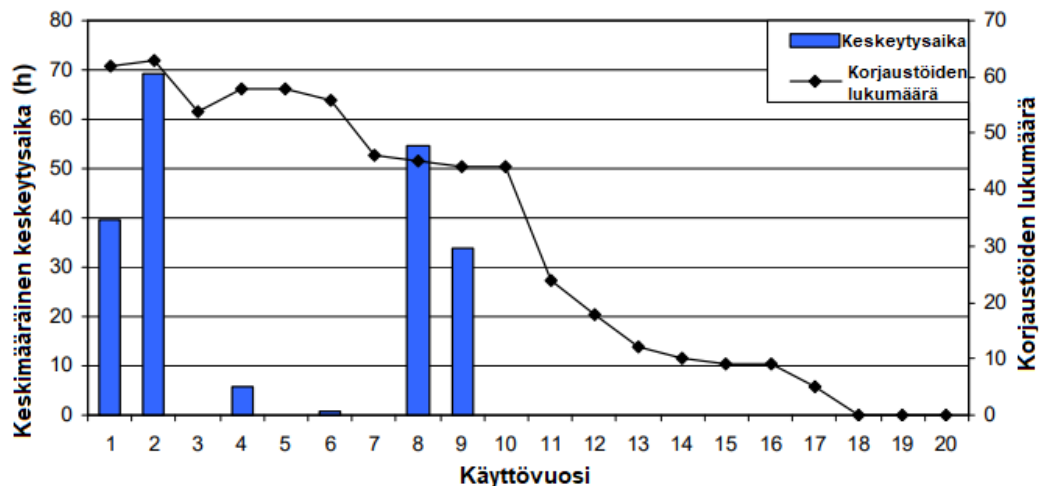
### 4.3 Vikaantumistaajuus

Suomen tuulivoimatilastoja on analysoitu vuonna 2010 julkaistussa diplomityössä [27]. Sen mukaan voimalan roottori ei ole ollut vikaherkin tuulivoimalan komponentti, sillä sen osuus oli noin 7 % suomalaisten voimaloiden kokonaiskeskeytysajasta vuosien 1996–2008 välillä taulukon 3 mukaisesti. Sen mukaan lapa on itsessään harvoin korjattava komponentti, mutta sen vaurioituessa tuloksena on suhteellisen pitkä keskeytys. Raportoidut keskeytysajat ovat taulukon mukaan vaihdelleet 4:stä tunnista 2 463:een tuntiin, keskimääräisen keskeytysajan ollessa 414 tuntia per vika. Jos voimala on kolme kuukautta pois käytöstä juuri parhaaseen tuotantoaikaan, ovat tappiot merkittäviä. Lähteen tilastoissa roottoriin laskettiin roottorin laakerit, pultit ja lavat, jolloin suoraan lapojen aiheuttamaa keskeytysaikaa ei voida luotettavasti arvioida. Kuitenkin suuntaa antavia arvioita keskeytysaikojen vaikutuksesta voidaan tehdä. Vaikutuksia käsitellään myöhemmin luvussa 6.

**Taulukko 3.** Suomessa sijaitsevien tuulivoimaloiden vikatilastoa komponenteittain vuosilta 1996–2008. Muokattu lähteestä [27, s. 38].

Komponentti	Keskeytysaika yhteensä per komponentti (h)	Raportoitujen häiriöiden määrä	Keskimääräinen keskeytysaika per vika (h)	Pienin keskeytysaika (h)	Suurin keskeytysaika (h)
Vaihteisto	27 703	67	413	1	2 870
Generaattori	14 098	69	204	1	3 753
Sähköjärjestelmä	8 827	99	89	1	1 358
Lapakulman säätö	6 038	74	82	3	467
Jarrut	15 986	47	340	4	2 624
Hydrauliikka	22 714	185	123	3	1 555
Pitch control-säätöjärjestelmä	6 534	41	159	4	1 128
Anturi	10 220	99	103	1	1 445
Hallinnointijärjestelmä	6 540	59	109	1	1 726
<b>Roottori</b>	<b>11 168</b>	<b>27</b>	<b>414</b>	<b>4</b>	<b>2 463</b>
Rakenne	5 410	10	541	6	4 960
<b>Lämmitys</b>	<b>5 043</b>	<b>33</b>	<b>153</b>	<b>2</b>	<b>1 044</b>
Verkkoliitäntä	66 117	42	158	2	1 159
Muut	828	29	29	1	150
Tuntematon	4 792	17	282	5	720
<b>Yhteensä</b>	<b>152 428</b>	<b>898</b>	<b>170</b>	<b>1</b>	<b>4 960</b>

Roottorin aiheuttamien keskeytysten keskimääräistä keskeytysaika on eritelty kuvassa 15. Vaikuttaa siltä, että ainakin aikavälin 1996–2008 voimalatekniikalla ja -tuntemuksella viat ovat olleet tyypillisiä ja ajoittuneet selkeästi vuosille 1, 2, 8 ja 9.



**Kuva 15.** Roottorin aiheuttamien keskeytysten keskimääräinen keskeytysaika suomalaisissa voimaloissa vuosien 1992–2008 välillä. Kuvaa tulkitaan niin, että kuvaajan 1. vuosi on vuosi 1997, 12. vuosi 2008. Korjaustöiden lukumäärä kuvaajassa ei ole pelkästään roottoriin tehtyjä korjaustöitä. Sininen palkki kertoo kunakin vuonna tapahtuneen keskimääräisen keskeytysajan, minkä roottorivika on aiheuttanut. Huomattavaa on, että viat ovat sattuneet hyvin samoihin aikoihin eri voimaloissa, sillä merkittävä osa vuosista ovat olleet häiriöttömiä. Muokattu lähteestä [27, s. 49].

Samankaltaisia tuloksia on saatu saksalaisten voimaloiden vikatutkimuksessa [28, s. 12]. Sen mukaan keskeytykseen johtavia lapojen vaurioita tulee noin 0,3 kappaletta yhtä vuotta kohden. Tällöin 20 vuoden aikana vikoja tulisi 6 kappaletta, eli 1,5 viiden vuoden aikana. Yhden keskeytyksen kesto on noin 40 päivää eli 960 tuntia. Yhtä vuotta kohden keskeytys olisi tällöin noin 288 tuntia. Tutkimuksen otanta on vuosilta 1989–2008.

Kuvien 14 ja 15 tutkimuksen kanssa osittain samaa dataa hyödyntävä, vuonna 2014 julkaistu diplomityö esittää lapavikojen olevan 1 %:n luokkaa vuotuisista vioista [29, s.49]. Diplomityö perustuu VTT:n tilastoihin vuosilta 2001–2011. Työn liitteenä olevan vikatilaston mukaan vuosina 2001–2011 tuulivoimalan lapa aiheutti Suomessa 22 keskeytystä, yhteensä 11 185 tuntia. Vikoja on siis keskimäärin 10 viidessä vuodessa, mikä on merkittävästi suurempi määrä kuin aikaisemman kappaleen tutkimuksessa. Yhtä vuotta kohden keskeytys olisi tällöin 508 tuntia.

Tässä esitelty tilastotieto on vanhahkoa ja suurin osa tilastojen datasta on pienemmistä voimaloista kuin nykyään rakennettavat megawattiluokan voimalat. Näiden keskeytysaikojen hyödyntämiseen megawattiluokan tulee siis suhtautua varauksella.



## 5. JÄÄTÄMINEN JA SEN EHKÄISY

Jäätäminen tarkoittaa jään muodostumista lavan pintaan. Se häiritsee lavan toimintaa erityisesti aerodynamiikan kannalta ja aiheuttaa kustannuksia menetetyt tuotannon ja vaikutusten lieventämiseen käytetyn energian ja työn kautta. Perusperiaate on, että jäätämistä tapahtuu, jos joko lapoihin törmäävä vesi tai lumi on lämpötilaltaan alle 0 °C. Toinen vaihtoehto on, että lapojen pintalämpötila on alle 0 °C. Eri tavoilla muodostuu hiukan erilaista jäätä, jonka irrottamisen vaikeus ja muodostumisen ehkäisy vaihtelee. Jäätämistä tutkiessa sääolosuhteiden kannalta, huomioon otetaan tuulennopeus, ilman lämpötila, erilaiset pisaramallit ja ilman vesisisältö eli absoluuttinen kosteus [30]. Kuvassa 16 esimerkki lavan pintaan muodostuneesta jäästä.



**Kuva 16.** Esimerkki lapaan muodostuneesta jäästä [31, s. 17]

Jäätämisen vaikutusten lieventäminen voidaan jakaa kahteen eri alaluokkaan [10, s. 33]: jäätä poistaviin ja muodostumista ehkäiseviin toimiin (ADIS). [26] Ensimmäisessä tavassa sallitaan jään muodostuminen pintaan, jonka jälkeen se poistetaan. Toimet voidaan jakaa aktiivisiin ja passiivisiin. Aktiivisiin keinoihin kuuluvat paineilma ja kemikaalit, passiivisiin taipuisat lavat ja erilaiset pinnoitteet sekä kalvot.

Jään muodostumista estävät toimet jakaantuvat samoin aktiivisiin ja passiivisiin. Aktiivisesti jäätä voidaan sulattaa vastuksilla tai lämpimällä ilmalla, passiivisesti kemikaaleilla tai pinnoitteilla. Tutkimus tällä saralla keskittyy passiivisia ja aktiivisia menetelmiä yhdessä hyödyntäviin ratkaisuihin, koska passiiviset menetelmät eivät yksin pysty tarjoamaan sellaista ratkaisua, että jäätäminen saataisiin torjuttua. [10, s. 33]

Jäätäminen on ongelma tuulivoimalan viitekehyksessä, isompi tai pienempi, riippuen voimalan käyttöstrategiasta, sijainnista ja olosuhteista. Suurin osa jäätymiseneston menetelmistä on aktiivisia järjestelmiä, jotka vaativat käyttöstrategian. Kovissa olosuhteissa yksinkertainen strategia on joko jatkaa tuotantoa tai pysäyttää tuotanto. Jos tuotantoa jatketaan, vaatii se kokoaikaista tai vähintään älykkäästi ohjattua lämmityksen käynnissä oloa. Jos lämmitys on koko ajan päällä, se kasvattaa kulutettua energiaa ja kustannuksia. Useimmiten lämmityksen ohjaukseen on liitetty jokin mekanismi, jolla järjestelmä tunnistaa jään muodostumisen. [26] Jään muodostumisen määrään vaikuttaa myös roottorin pyörimisnopeus, sillä lapojen jäähtyminen on sitä suurempaa mitä nopeammin roottori pyörii. Jos halutaan estää jään muodostuminen kokonaan, on lavan pintalämpötilan oltava yli 0 °C. Koska jää sulaessaan muuttuu vedeksi, se valuu lavan pintaa myöten ja voi jäätyä uudelleen sellaiseen kohtaan, missä lämmitystä ei ole. Jotta tämä ilmiö voitaisiin minimoida, on veden haihduttava suoraan jäähdytys-elementin kohdatessaan. Tästä syystä jään muodostumista ehkäisevät menetelmät vaativat lämmityselementeiltä vähintään 100 °C:n lämpötilan, mikä edelleen aiheuttaa vaatimuksia käytetyille materiaaleille. Lavan pintalämpötilan seuraaminen on hyvä tapa välttää materiaaleille haitallista ylikuumenemistä. [26]

## 5.1 Passiivinen ADIS

Passiivinen ADIS tarkoittaa passiivista jään muodostumisen ehkäisyä ja passiivista jäänpoistamista. Passiiviset toimet eivät ole yhtä tehokkaita kuin aktiiviset, mutta esimerkiksi kevyissä jäätämisolosuhteissa ne voivat olla yksinäänkin hyödyllisiä. Parhaiten ne toimivat yhdessä aktiivisten menetelmien kanssa.

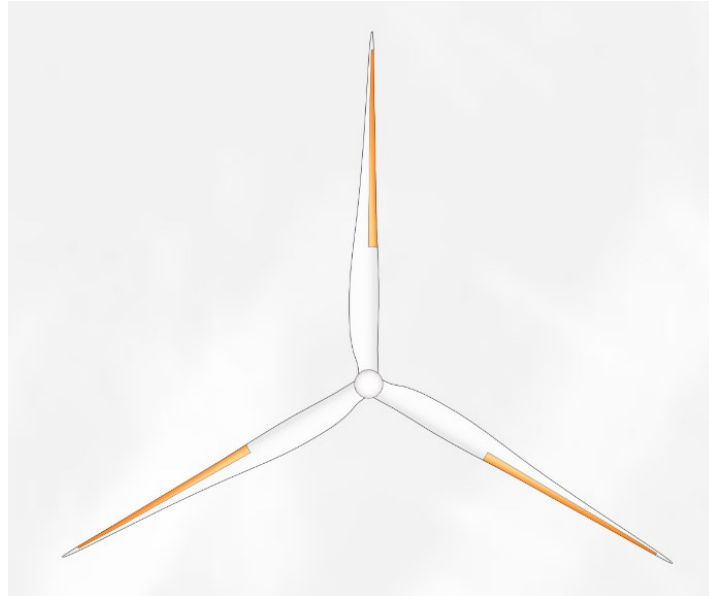
Pinnoitteen valinnalla voidaan vaikuttaa jään muodostumiseen, sillä joillain materiaaleilla on ominaisuutena hankala tarttuvuus tai kiinnittyvyys, aivan kuten jotkut materiaalit hylkivät vettä erinomaisesti. Hyvinä puolina pinnoitteille mainitaan alhainen kustannus, valolta suojaamisen tarpeettomuus ja helppo huolto sekä koko lavan suojaaminen samalla tavalla. Pelkkä pinnoite on jäätämisen ehkäisyssä kuitenkin riittämätön, ja lisäksi se alkaa lyhyen ajan kuluttua menettää ominaisuuksiaan, ikään kuin huokoistumaan. Musta väri pinnoitteessa auttaa päiväsaikaan absorboimaan enemmän auringon säteilyä ja samalla se vähentää lämmityksen tarvetta. Tehokkaimmillaan musta pinnoite on hieman kevyemmissä jäätämisolosuhteissa, joissa ympäristön lämpötila on lähellä nollaa. Kemiikaaleilla saadaan alennettua veden jäätympistettä nollan alapuolelle. [26]

Passiivinen jo muodostuneen jään poistaminen tarkoittaa lähinnä joustavia lapoja, jolloin jää rapisee pinnasta pois itsestään. Puoliaktiivinen tapa on pysäyttää roottori sellaiseen asentoon, että jäätynyt lapa pääsee sulamaan auringon vaikutuksesta. Tämä tekniikka toimii parhaiten kevyissä jäätämisolosuhteissa.

## 5.2 Aktiivinen ADIS

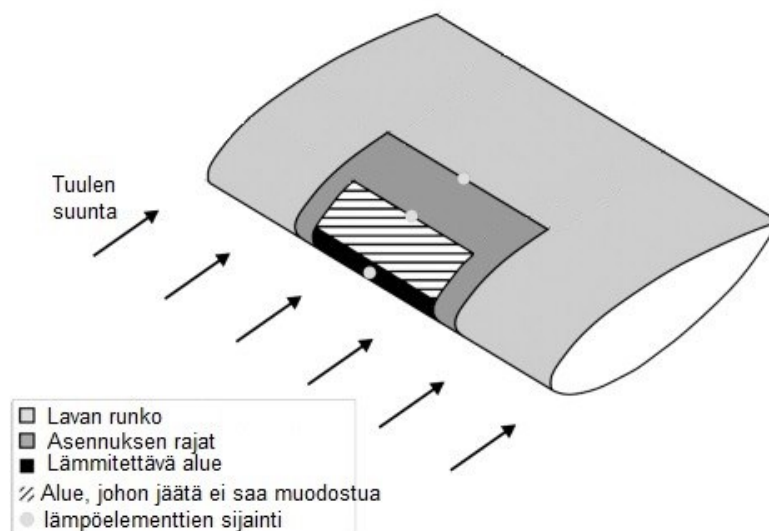
Aktiivinen ADIS eroaa passiivisesta siten, että toimet määritellään aktiivisiksi. Aktiiviset menetelmät kuluttavat energiaa ja pienentävät hyötysuhdetta [10, s. 39]. Aktiivisia jään muodostumisen ehkäisymenetelmiä on esitelty kattavasti alan tutkimuksissa [26][10]. Lämmintä ilmaa voidaan käyttää aktiivisena tapana pitää lavan pinnan lämpötila nollan yläpuolella. Lämmin ilma virtaa lavan sisällä pienen puhaltimen ja lavan pyörimisliikkeen avulla. Jäätä ei muodostu lapoihin ja tuotantohävikkiä ei tapahdu. Huonona puolena lämmitys kuluttaa paljon energiaa, mikä kasvattaa kustannuksia. Muita vaihtoehtoja ovat puhallettavan ilmakerroksen tekniikka ja mikroaallot. Ilmankerros suojaa lavan etu- ja takaosia sateelta, joka jäätyy lapaan kiinni. Ilmankerros muodostuu lavan pintaan puhaltamalla ilmaa ulos lavan sisältä pienien reikien kautta, jotka muodostavat rivin kriittisten lavan kohtien läheisyyteen. Suurin osa vesipisaroista heijastuu pois ilmakerroksen vuoksi, ja viimeistään ulkoilmaa lämpimämpi puhallusilma sulattaa lapoihin asti päässeet ja jäätyneet pisarat. Aihetta on kuitenkin tutkittu niukasti ja näyttöä sen toiminnasta käytännössä ei ole saatavilla. Mikroaaltojen käyttö vaatii lapojen pinnan materiaalin olevan mikroaaltoja heijastavaa. Mikroaaltojen lähde voi olla hiukan kauempana tai vaihtoehtoisesti voimalan tornissa kiinni, jolloin lavat altistuvat lämmittävälle mikroaaltosäteilylle pyöriessään tornin ohi. Menetelmää on testattu jo vuonna 2004 [26], mutta sitä ei ole vielä onnistuneesti toteutettu.

Aktiiviset jään poistamisen menetelmät ovat toinen alaluokka, josta lämmitystä hyödyn-  
tävä menetelmä on lämmityselementtien käyttö [26]. Lämmityselementit asetetaan  
yleensä lavan etuosaan kuvan 17 kaltaisesti, koska se on lavan toiminnan kannalta tär-  
kein osa, joka täytyy pitää puhtaana jäädästä.



**Kuva 17.** Lämmityselementtien sijainti. Muokattu lähteestä [10, s. 38, katso 88].

Kuvan 18 kaltaista testikappaletta on käytetty tutkimuksessa [30], jossa pyrittiin löytä-  
mään erilaisten pinnoitteiden vaikutusta energian nettotuotantoon aktiivisen jäänpoisto-  
menetelmän yhteydessä.



**Kuva 18.** Periaatekuva lämmityselementtien asettamiselle. Muokattu lähteestä [32].

Lämmityselementtien huonoksi puoleksi mainitaan jään sulamisesta aiheutuva pinnalle muodostuva vesi, joka uudelleen jäätyy lavan pintaan sen virratessa ohi lämmitetyn siiven alueen. Lämmitetyn alueen lakattua ja siiven pintalämpötilan laskettua alle nollan, on jäätyminen siiven pintaan todennäköistä. Kuvassa 14 jää muodostuisi joko tummanharmaalle tai viimeistään vaaleanharmaalle alueelle. Sulamisveden jäätyminen vähemmän tärkeälle siiven alueelle ei kuitenkaan merkittävästi haittaa toimintaa. [26]

Eräs vaihtoehto poistaa jäätä aktiivisesti lämmittämällä on lämpimän ilman puhaltaminen lapojen sisälle lapojen ollessa pysähdyksissä. Puhaltimet sijaitsevat joko jokaisen lavan juuresta tai navan sisällä. Lavan sisällä on suljettu ilmakierto, jossa lämmin ilma ensin virtaa juuresta kohti kärkeä ja kylmetessään palaa takaisin toista reittiä, jotta sama ilma voidaan lämmittää uudelleen. Suljettu ilmakierto säästävät kulutettua energiaa, koska tällöin palaavaa ilmaa ei tarvitse lämmittää niin paljon kuin lavan ulkopuolelta otettua ilmaa. Ongelma muodostuu tässä menetelmässä siitä, että kaikista lämpimin ilma virtaa lähellä lavan juurta, kun suurin tarve parhaalle lämmitykselle on kaukana lavan kärjessä. [26] Puhaltimien asettaminen lapojen kärkiin on mekaanisista syistä mahdotonta, joten ongelmaa ei voi ratkaista sillä tavoin. Lähtöilman lämpötilan kasvattamisesta puolestaan rajoittaa materiaalien lämpötilakestävyys.

## 6. VAURIOIDEN JA JÄÄTÄMISEN VAIKUTUKSET

Erosio ja jäätäminen vaikuttavat molemmat lavan ulkomuotoon ja sitä kautta myös lavan aerodynamiikkaan. Heikentyneet aerodynaamiset ominaisuudet vaikuttavat voimalan tuottamaan tehoon negatiivisesti. Eroosio ja jäätäminen voivat myös aiheuttaa vaurioita tai haittoja, joiden vuoksi voimala joudutaan pysäyttämään tilanteen korjaamiseksi. Näillä kaikilla on vaikutusta voimalan tuottoon. Luvussa 6.3 esitellään taloudellisia vaikutuksia hiukan eri skenaarioissa.

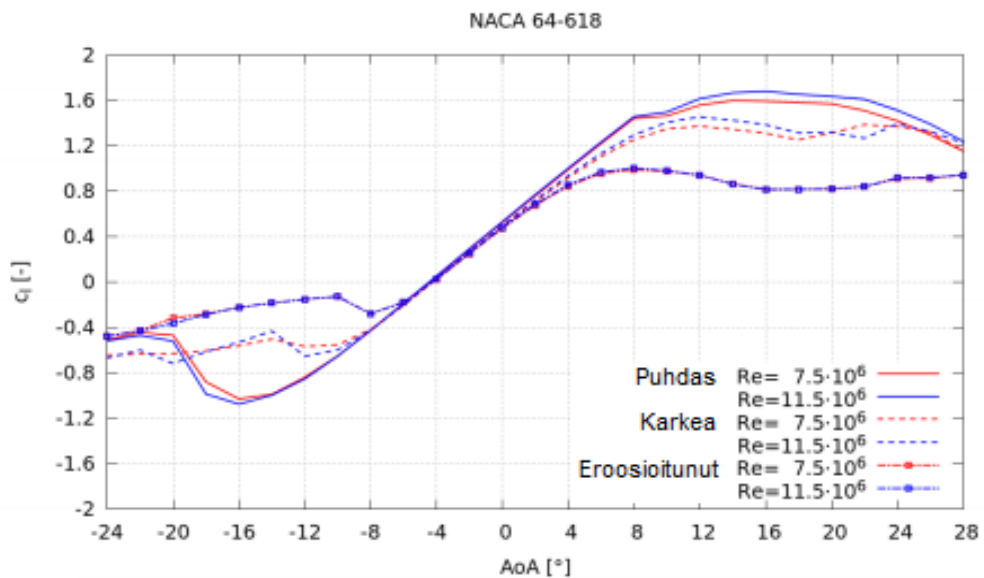
### 6.1 Aerodynamiikka

Muutokset lavan muodossa vaikuttavat aerodynamiikkaan. Eroosiossa pinnasta tulee karheampi, koska pinnoite kuluu epätasaisesti. Jäätämisessä pintaan muodostuu rosoista jäätä, joka suuressa määrin muuttaa jopa lavan muotoa aerodynaamisesti erilaiseksi kuin puhdas lapa. Nosteen ja väännön käyttäytyminen muuttuu eroosion ja jäätämisen myötä. Muutokset ovat nähtävissä voimalan noste- ja vääntökäyrissä.

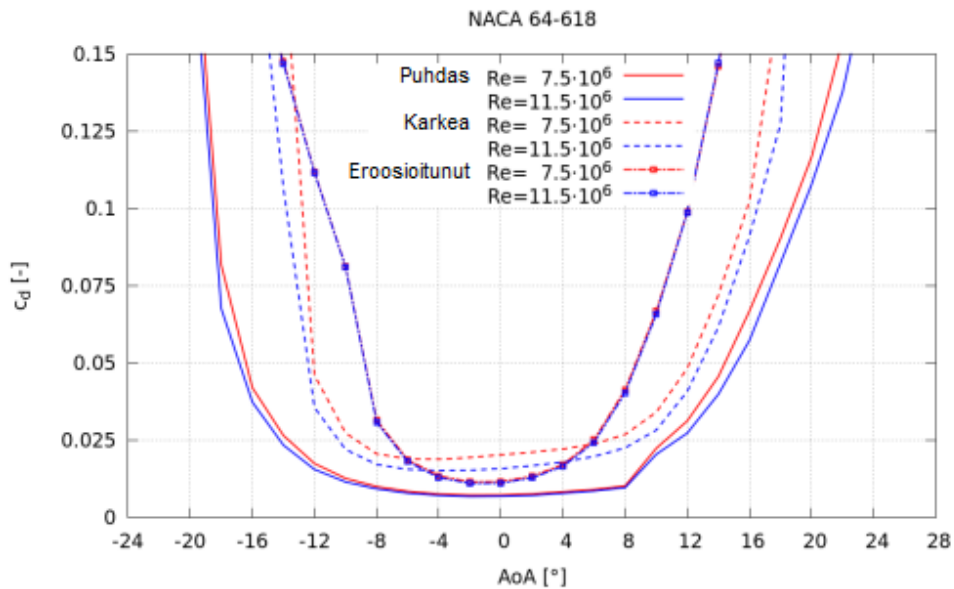
#### 6.1.1 Eroosion vaikutukset

Aerodynamiikan näkökulmasta eroosion vaikutuksia tuotantoon on arvioitu laajalti sekä kokeellisesti [18, katso 2, 3 ja 4] että mallintamalla [18][33]. Lavan kuluminen muuttaa lavan aerodynamiikkaa epäsuotuisalla tavalla, vaikuttaen sekä lavan nosteeseen että vääntöön. Nämä voimat esiteltiin luvussa 2.1.1 kuvassa 1. On yleisesti tiedossa, että eroosio johtaa suurempaan vääntöön ja pienempään nosteeseen, erityisesti lavan kohtauskulman ollessa suuri sekä lähellä sakkauspistettä [18, s. 1]. Kirjallisuudessa eroosion ja kohtauskulman vaikutuksia tarkasteltaessa kerroin  $C_d$  kuvaa vääntöä ja  $C_l$  nostetta. Vastaa- vasti  $\Delta C_d$  ja  $\Delta C_l$  kuvaavat väännön ja nosteen muutosta. Tutkimuksen [18, katso 3] mukaan voimakkaan eroosion takia väännön minimiarvo  $C_{d \min}$  on kasvanut 60 % ja nosteen maksimiarvo  $C_{l \max}$  pienentynyt 25 %. Toisessa tutkimuksessa  $C_{l \max}$  on pienentynyt kuitenkin vain 17 % voimakkaan eroosion vaikutuksesta [18, katso 4]. Tutkimuksia on hankala vertailla, sillä tulokset riippuvat vahvasti voimalan ominaisuuksista, olosuhteista ja ”voimakkaan eroosion” määrittelystä. Eroosion astetta ja kohtauskulmaa määrittelemättä, **väännön kasvu**  $\Delta C_d$  on ollut tutkimuksissa 0–500 % verrattuna uuteen lapaan. **Nosteen lasku**  $\Delta C_l$  puolestaan on vastaavissa tutkimuksissa ollut välillä 0–40 %. [33]

Suuntaa antavia johtopäätöksiä voidaan tehdä, sillä nosteen ja väännön muutokset yhdessä aiheuttavat tehohäviöitä ja edelleen tuotanto-odotusten heikentymistä. Eroosion aiheuttaman aerodynamiikan muutoksen seurauksena, nosteen ja väännön muutokset ovat havaittavissa kohtauskulman funktiona selvästi kuvissa 19 ja 20 [18]. Kohtauskulman kasvaessa karkean sekä eroosioituneen lavan noste on merkittävästi pienempi kuin puhtaan lavan. Eroosioituneen ja karkean lavan vääntö puolestaan on suurempi verrattuna puhtaan lavan vääntöön. Eroosion vaikutuksen lisäksi tutkimuksessa on tutkittu Reynoldsin luvun  $Re$  vaikutusta nosteseen ja vääntöön, mutta kuvista huomataan, että vaikutusta ei juurikaan ole. Tässä työssä ollaan kiinnostuneita eroosion vaikutuksista. Toisin sanoen kuvissa 19 ja 20 ollaan kiinnostuneita eroista puhtaan, karkean ja eroosioituneen lavan välillä.



**Kuva 19.** Noste  $C_l$  kohtauskulman  $AoA$  funktiona. Muokattu lähteestä [18, s. 8].



**Kuva 20.** Vääntö  $C_d$  kohtauskulman  $AoA$  funktiona. Muokattu lähteestä [18, s. 7].

### 6.1.2 Jäätämisen vaikutukset

Jos voimala sijaitsee olosuhteissa, jossa jäätämistä tapahtuu ja ADIS ei ole käytössä, vaikuttaa jään muodostuminen aerodynamiikkaan hyvin samalla tavoin kuin eroosiossa. Vaikutuksia on tutkinut esimerkiksi VTT (Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy) Suomessa eniten käytetyn voimalan, WinWinD WWD-3:n avulla, jonka nimellisteho on 3 MW ja lavan pituus 90 m [31]. Tutkimuksessa esitellään menetelmä jäätämisestä aiheutuvien tuotannon häviöiden arviointiin. Esimerkkeinä on kolme eriasteista jäätämiskenaariota verrattuna puhtaan lavan toimintaan.

Lapaan muodostuva jää muuttaa lavan aerodynamiikkaa epäsuotuisalla tavalla, vaikuttaen sekä lavan nosteeseen että vääntöön. Nämä voimat esiteltiin luvussa 2.1.1, kuvassa 1. Eniten lavan noste suhteessa puhtaaseen lapaan vähenee, kun kohtauskulmaa kasvatetaan. Pienillä kohtauskulmilla ( $0-4^\circ$ ) ero ei ole niin merkittävä kuin suuremmilla ( $6-10^\circ$ ). Suurempi jään määrä vaikuttaa nosteeseen negatiivisesti. Noste suurimmalla kohtauskulmalla ja suurimmalla jään määrällä verrattuna puhtaaseen lapaan on kuvajasta karkeasti arvioituna noin 17 % pienempi puhtaaseen lapaan verrattuna. Selventäen; mitä enemmän lavassa on jäätä, sitä pienempi on noste, ja ero kasvaa kohtauskulman kasvaessa. [31, s. 25–26]



Tulokset väännön osalta ovat samankaltaisia ja vielä hiukan selvempiä. Kohtauskulman kasvaessa ero kasvaa ja on sitä suurempi, mitä enemmän jäätä on. Kun kohtauskulma on suurin eli 10 astetta ja jäätämiskenaario kaikista edennein, vääntö on noin 65 % suurempi puhtaaseen lapaan verrattuna. Negatiivisilla kohtauskulman arvoilla erot kasvavat vieläkin suuremmiksi, jopa noin 85 %:iin, samalla logiikalla kuin positiivisilla arvoilla. Pienin mahdollinen väännön arvo kasvaa 50 %, edelleen vertailtaessa samaa epäsuotuisinta skenaariota. Sen vuoksi vääntöä tulee tässä epäsuotuisimmassa jäätämisen skenaariossa vähintään 50 % lisää. [31, s. 26–27]

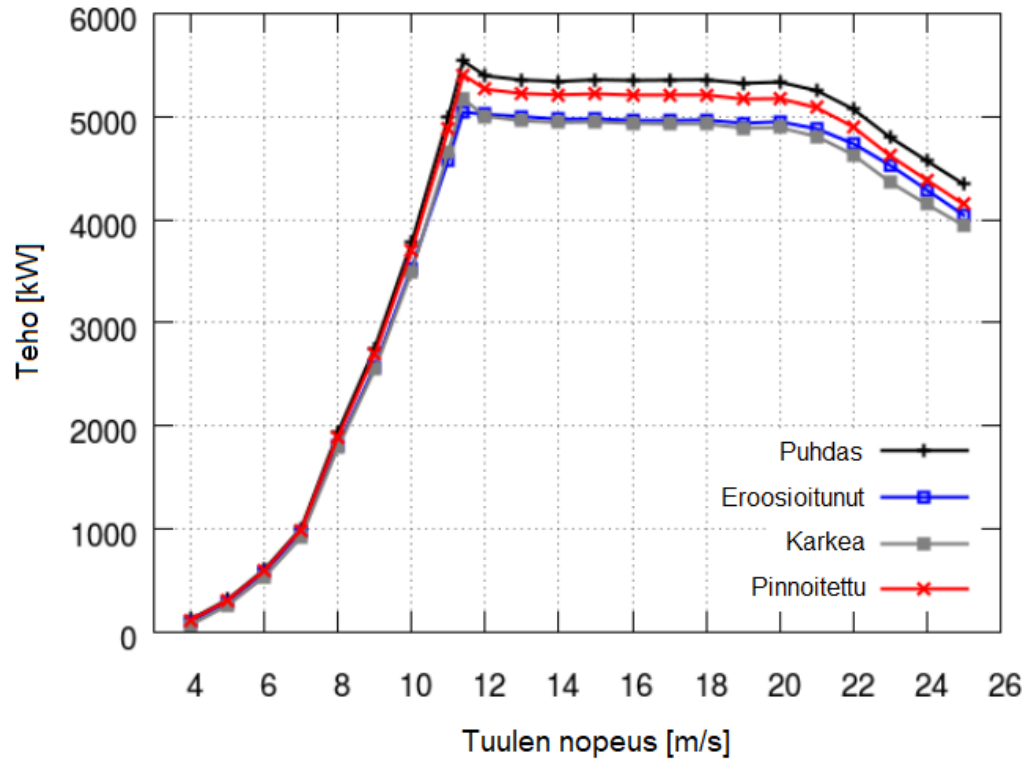
Jäätämisen vaikutukset vaikuttavat olevan samankaltaisia eroosion vaikutuksien kanssa, vaikka ensimmäisessä lapaan tulee lisää massaa ja jälkimmäisessä sitä poistuu. Molemmissa tapauksissa pinnasta tulee karheampi, mutta lavan muoto kuitenkin säilyy hyvin samanlaisena verrattuna puhtaaseen lapaan.

## **6.2 Tuotanto-odotukset**

Tuotanto-odotusten lasku on osittain suoraa jatkumoa aerodynamiikan heikkenemiselle. Lapojen vaurioiden kannalta vuosittaiseen tuotetun energian määrään vaikuttavat heikentyneet aerodynaamiset ominaisuudet sekä mahdolliset keskeytykset, jolloin voimalan tuotanto ja vuosittainen huipunkäyttöaika pienenevät. Toisin sanoen voimalan teho pienenee ja voimala on ajoittain jopa pois käytöstä.

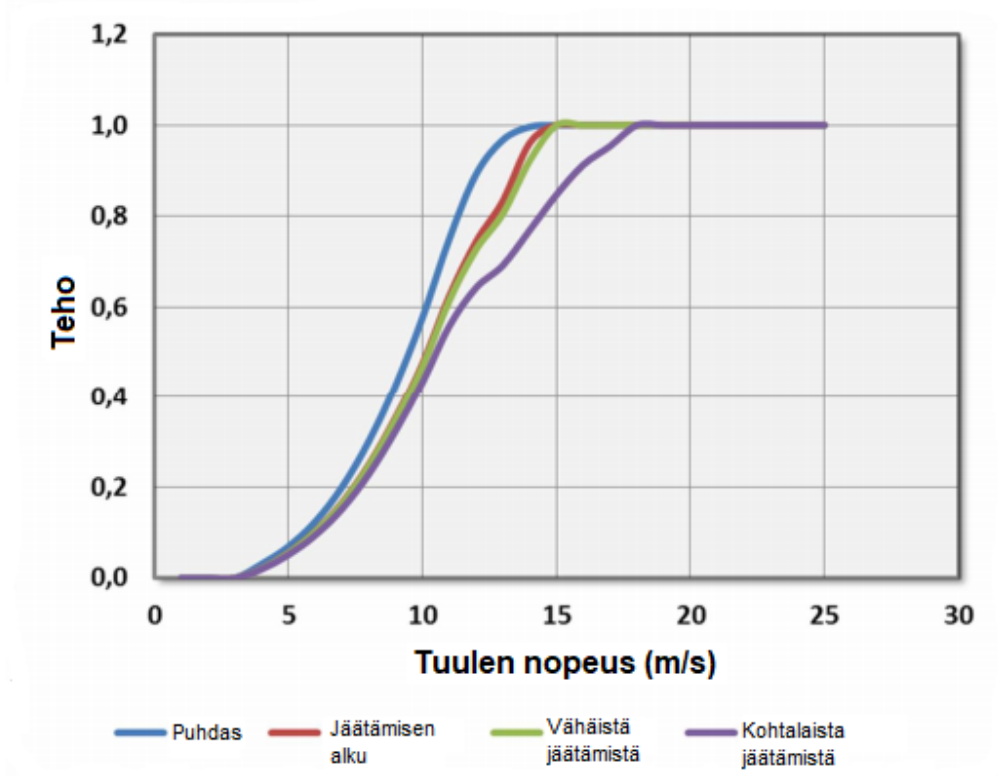
### **6.2.1 Voimalan tehon aleneman vaikutukset**

Eri lähteiden mukaan eroosio voi aiheuttaa jopa 25 %:in pienenemisen voimalan nimellistehossa [16][17][18, katso 2]. Aerodynamiikan muuttumisen (kuvat 19 ja 20) vaikutukset voimalan nimellistehoon näkyvät kuvassa 21.



**Kuva 21.** Eroosion vaikutus nimellistehoon. Esimerkkinä kuvassa tehokäyrä voimalalle NREL 5 MW. Muokattu lähteestä [18, s. 11].

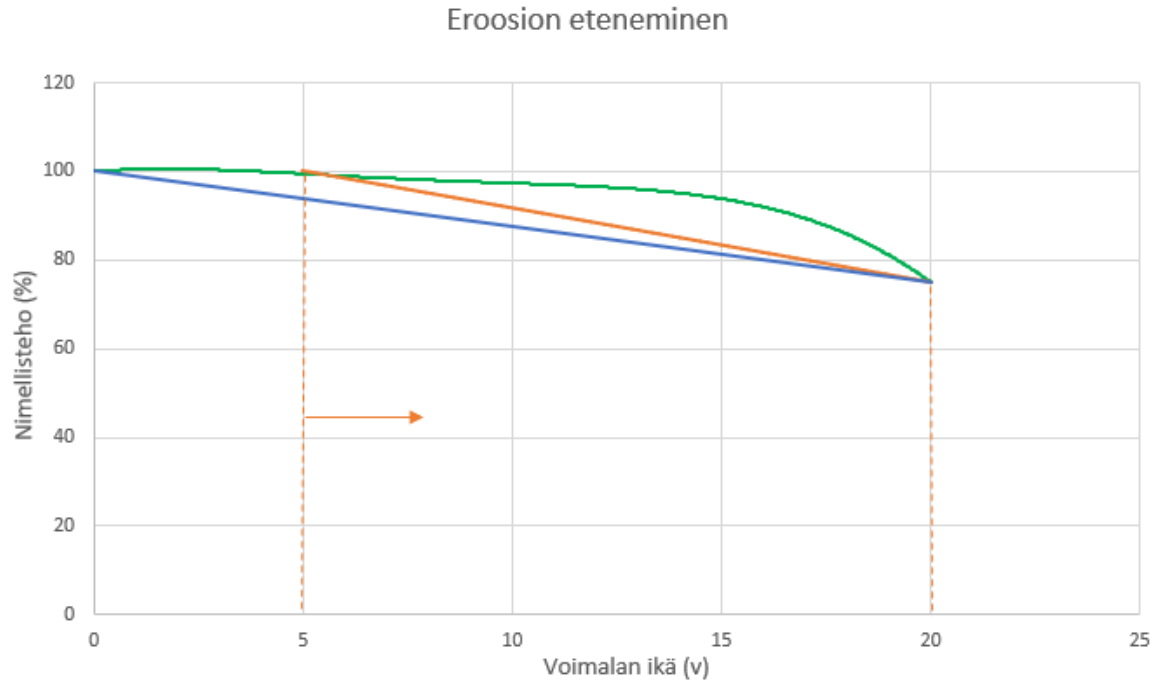
Edellisen luvun perusteella väännön muutoksilla on suurempi vaikutus voimalan tehoon kuin nosteen muutoksilla. Tämä pätee sekä eroosioon että jäätämiseen. Käytännössä nosteen väheneminen ja väännön kasvaminen yhdessä aiheuttavat tehohäviön kuvien 21 ja 22 mukaisesti. Jäätämisen tapauksessa voimala saavuttaa nimellistehonsa, mutta vasta suuremmalla tuulennopeudella kuin aikaisemmin. Tämä nähdään hyvin kuvasta 22.



**Kuva 22.** Tehokäyrien vertailua puhtaan lavan ja kolmen eriasteisen jäätämiskenaarion välillä. Teho on kuvattu kertoimena niin, että esimerkiksi 1,0 on 100 % nimellistehosta. Voimalana WinWinD:n WWD-3. Muokattu lähteestä [31, s. 33].

Tuotetun energian määrää arvioidaan voimalan tehokäyrän ja tuulen Weibull-jakauman avulla, joka kertoo tuulen nopeuden jakauman tietyssä kohteessa. Tutkimuksissa eroosion aiheuttaman tuotantotappion on arvioitu olevan 5–25 % vuosittaisesta tuotetun energian määrästä [18][31]. Vastaavasti jäätämisen tapauksessa eräs arvio on 0,005–50 % [26], mikä kertoo ainoastaan sen, että jäätäminen on mahdollisesti erittäin suuri ongelma. Kuvan 22 tapauksessa teho pienenee 17–25 % riippuen jäätämisen asteesta. Vaikka kuvasta 22 ei suoraan tuotettua energiaa näekään, siitä voidaan päätellä, että edes vahvoissa jäätämisolosuhteissa tuotantotappio ei VTT:n tutkimuksen tapauksessa ole lähellekään 50 %:ia [31]. Tuotantotappioihin ei ole laskettu jäätämisenestokustannuksia. Tasapainoilu jäätämisestä aiheutuvan tappion ja jäätämisen estämiseen kulutetun energian välillä on strateginen tai taloudellinen valinta. Jäätämisen estämiseen kuluvasta energiasta lisää seuraavassa luvussa.

Eroosion tapauksessa on syytä huomioida, että muutokset eroosion asteessa tapahtuvat vuosien aikajänteellä. Kuvassa 23 on hahmoteltu eri väreillä kolme eri skenaariota, miten eroosion vaikutukset ajan funktiona kehittyvät.



**Kuva 23.** Hahmotelma eroosion etenemismallitavoista. Vihreä kuvaa eksponentiaalista, sininen lineaarista ja oranssi muutetulla eroosion alkamisajankohdalla lineaarista nimellistehon laskua. Vuonna 20 nimellisteho on 75 % alkuperäisestä. Katkoviivat merkitsevät oranssin skenaarion alku- ja loppupisteitä.

Sininen ei ole todennäköinen, koska eroosion on todettu alkavan aikaisimmillaan 2–3:n vuoden kuluttua käyttöönotosta. Vihreä jäljittelee tapausta, jossa lavan suorituskyky pysyy pitkään hyvänä, mutta laskee äkillisesti etenevän eroosion myötä. Mikään kuvan 23 skenaarioista ei ole todellisuudessa mitattu, vaan käyrä ja suorat ovat täysin kuvitteellisia, ymmärtämistä helpottavia visualisointeja. Tämän työn laskelmissa eroosion vaikutusten oletetaan etenevän oranssin suoran mukaisesti, vuodesta 5 eteenpäin lineaarisesti vuoteen 20.

## 6.2.2 Keskeytysten vaikutukset

Tuotettu vuosittainen energia  $PP$  voidaan myös esittää voimalan nimellistehon  $P_n$  ja voimalan *huipunkäyttöajan* tulona kaavan

$$PP = \text{Huipunkäyttöaika} \cdot P_n \quad (6.1)$$

mukaisesti. ”Huipunkäyttöajalla tarkoitetaan sitä laskennallista tuntimäärää, jonka tuuli-voimalaitoksen pitäisi toimia täydellä teholla tuottaakseen saman energian, mitä se todellisuudessa vuodessa tuottaa” [34]. Huipunkäyttöaika ilmoitetaan tunneissa. Koska

huipunkäyttöaikaan vaikuttaa kokonaisuudessaan vuodessa tuotetun energian määrä, ottaa se huomioon myös mahdollisista keskeytyksistä aiheutuvat tuotantotappiot. Käytännössä voimalan toiminta on sitä parempaa, mitä suurempi huipunkäyttöaika on. Suomessa huipunkäyttöaika on maatuulivoiman osalta noin 3000 tuntia, merituulivoiman osalta 3700–4000 tuntia [34]. Vuodessa on tunteja normaalisti 8760.

Taulukon 3 mukaan keskimääräisen roottorihäiriön aiheuttama keskeytysaika oli 414 tuntia. 1 MW:n tuulivoimala tuottaa 3000 tunnin huipunkäyttöajalla 3000 MWh vuodessa. Laskennallinen yhden tunnin aikana tuotettu energia on  $\frac{3000 \text{ MWh}}{8760 \text{ h}} = 0,342 \frac{\text{MWh}}{\text{h}}$ . Vuodessa kerran tapahtuvan keskeytyksen vaikutus on  $0,342 \frac{\text{MWh}}{\text{h}} \cdot 414 \text{ h} = 141,781 \text{ MWh}$ . Vaikutus voi olla myös enemmän tai vähemmän riippuen olosuhteista, jolloin häiriö tulee. Uusi voimalan huipunkäyttöaika saadaan kaavan 6.1 perusteella.

$$\text{Huipunkäyttöaika} = \frac{PP}{P_n} = \frac{3000 \text{ MWh} - 141,780 \text{ MWh}}{1 \text{ MW}} \approx 2858 \text{ h}$$

Huipunkäyttöaika pieneni yhden keskeytyksen vaikutuksesta  $3000 \text{ h} - 2858 \text{ h} = 142 \text{ h}$ . Keskeytysten taloudellista vaikutusta arvioidaan luvussa 6.3.3.

### 6.3 Taloudelliset vaikutukset

Yhteisvaikutuksia arvioidaan tässä tapauksessa kaavan 2.1 avulla, jossa tuotetun energian hintaan vaikuttavat heikentyneet tuotanto-odotukset ja ylläpitokustannusten suuruus. Lukujen 6.1 ja 6.2 arviot antavat pohjan tuotetun energian  $PP$  arvioinnille. 1 MW:n voimala tuottaa 3 000 tunnin huipunkäyttöajalla vuodessa 3000 MWh. Tuulivoimalan vuotuisten käyttö- ja kunnossapitokustannusten CoM on arvioitu olevan noin 1,5–3 % projektin alkuperäisestä investointikustannuksista [35]. Maatuulivoiman investointikustannukset ovat noin 1 500–1 700 €/kW ja merituulivoimalaitoksissa 1,5–2 kertaa suuremmat. [35][36] Tässä voimalan hankinta- ja asennushintana (CoT+CoI) käytetään maatuulivoimalle arvioitua lukemaa 1 700 €/kW, josta 1 200 €/kW lasketaan kuuluvan voimalan hankintahintaan CoT ja loput 500 €/kW asennus- ja kuljetuskustannuksiin CoI. Arvioidujen vuotuisten käyttö- ja kunnossapitokustannusten keskiarvo on 2,225 %, joka on tässä tapauksessa 38 250 €. Laskennallinen voimalan pitoaika on 20 vuotta. Ilman erillisvaikutuksia, näillä tiedoilla tuotetun energian hinnaksi CoE muodostuu 0,04108 €/kWh/20 vuotta. Tämä hinta toimii referenssinä muille tarkasteltaville skenaarioille.

### 6.3.1 Jäätäminen

Jäätämisenestoteknologian hankinnan ja asennuksen on arvioitu maksavan noin 5 % 600 kW:n voimalan hankintahinnasta, voimalan hankintahinnan lisäksi [26]. Voimalan kasvaessa prosenttiosuus laskee, joten tässä käytetään kuvitteelliselle 1 MW:n voimalalle arviota 4 %. Suurin osa jäätämisenestomenetelmistä perustuu lämmittämiseen, joka puolestaan vaatii sähköenergiaa. Tuulivoimalassa pelkästään jäätämisen estoon kuluvan sähköenergian määrä kylmissä olosuhteissa on vähemmän kuin 3 % tuotetusta kokonaisenergiasta, joita kyseisissä olosuhteissa tuotetaan. Laakson et al. mukaan tarvitaan vielä ylimääräistä huoltoa, jonka myötä kulutettu energia asettuu 3–8 %:n väliin tuotetusta kokonaisenergiasta. [26] Luku annetaan prosentteina, koska lämmitykseen kuluvan energian määrä kasvaa tuotetun energian määrän kasvaessa. Tämä johtuu joko voimalan koon suurentumisesta, jolloin lämmitettävä pinta-ala kasvaa, tai roottorin pyörimisnopeuden kasvamisesta, jolloin lavan jäähtymisintensiteetti kasvaa. Tässä kulutettu energia arvioidaan olevan 6 % tuotetusta kokonaisenergiasta.

Laskennallisesti lämmitys- ja huoltoenergian määrän voi vähentää suoraan tuotetusta energiasta tai lisätä ylläpitokustannuksiin. Tuotetusta energiasta vähentäessä ei tarvitse huomioida sähkön hintaa mitenkään, sillä voimala ikään kuin tuottaa oman lämmityksensä. Ylläpitokustannuksiin lisättäessä huomioon tulisi ottaa verkosta lämmitykseen ostetun sähkön hinta, minkä vuoksi laskeminen olisi monimutkaisempaa. Selvyyden vuoksi se vähennetään tässä suoraan tuotetusta energiasta. Koska lämmitykseen käytetty energia on riippuvainen tuotetun energian määrästä, lasketaan sen vaikutus vähentämällä prosenttiosuus tuotetusta energiasta. Huomattavaa on, että tämä lasketaan vain jäätämiskausien ajalta, joten vaikutus riippuu kohteesta ja laskentatavasta. Eri vuodenaikoina tuulisuus ja tuotetun energian määrä vaihtelevat, joten laskuissa ei voi käyttää prosenttiosuutta vuosittaisesta tuotantomäärästä. Sen sijaan tulee laskea jäätämiskausien aikana tuotettu energiamäärä erikseen, jota hyödyntää laskuissa.

Tässä tapauksessa approksimoidaan jäätämiskauden olevan lokakuusta maaliskuuhun, eli yhteensä 6 kuukautta [37, s. 20]. Näinä kuukausina yhteensä tuotettu keskiarvoinen osuus vuosittaisesta tuotannosta on noin 60 %. Jäätämisaikutukset on siis laskettu 60:stä %:sta kokonaisuudessaan tuotetusta energiasta. 1 MW:n voimala tuottaa 3 000 tunnin huipunkäyttöajalla vuodessa 3000 MWh. Liitteen 1 arvoilla jäätämisen aiheuttama tuotantotappio on 108 MWh. Lisäksi otetaan huomioon 4 % korotus voimalan hankinta- ja asennushintaan jäätämisenestoteknologioiden vuoksi. CoE on tällöin 0,04432 €/kWh/20 vuotta.

Jos jäätämisenestomenetelmiä ei käytetä, säästetään jäätämisenestoteknologioiden hankintahinnan verran. Lisäksi oletetaan, että jäätämisen aiheuttama tuotantotappio on 21 % vuosittaisesta tuotantomäärästä. CoE on tällöin 0,04701 €/kWh/20 vuotta, mikä on huonompi lukema kuin jäätämisenestoteknologiaa käytettäessä.

### 6.3.2 Eroosio

Luvussa 6.2 eroosion tapauksessa aiheutuneiden tappioiden arvioitiin olevan 5–25 % vuosittain tuotetusta energiasta. Vaikutus riippuu siitä, kuinka pitkälle eroosio on edennyt. Tässä tapauksessa eroosion lasketaan alkavan vuodesta 5 arvolla 5 % ja vaikutuksen lisääntyvän lineaarisesti prosenttiyksikön verran vuodessa niin, että pitoajan lopussa vuonna 20 vaikutus lasketaan 25 %:n mukaan. Näillä oletuksilla CoE on 0,04833 €/kWh/20 vuotta.

Todellisuudessa eroosion vaikutus ei todennäköisesti ole alusta alkaen noin suuri, vaan alkaa 2–3 käyttövuoden jälkeen ja kasvaa siitä eteenpäin vähitellen. Vaikutuksen kasvu ei välttämättä ole lineaarista. Erityisesti eliniän loppuvaiheessa on perusteltua olettaa, että lavan kunto saattaa kokonaisuudessaan romahtaa nopeasti ja tällöin vaikutus kasvaa eksponentiaalisesti. Tässä tapauksessa eroosion vaikutuksia voitaneen kuitenkin arvioida menetellyllä tavalla.

### 6.3.3 Keskeytykset ja kokonaisvaikutus

Luvussa 6.2 esiteltiin roottorihäiriön keskimääräinen kesto ja vaikutus. Keskeytysten juurisyytä ei voida allokoita erityisesti eroosion tai jäätämisen aiheuttamaksi, joten lasketaan eroosion, jäätämisen ja keskeytysten vaikutus yhdessä. Jäätämisen osalta valitaan tapauksen 1 parametrit, sillä muuten eroosion ja lapaan muodostuvan jään yhteisvaikutuksia tuotantoon olisi vaikea arvioida. Keskeytyksiä arvioidaan tapahtuvan kerran viidessä vuodessa, eli yhteensä neljä ajallisesti sattumanvaraisessa kohdassa tapahtuvaa 414 tunnin mittaista keskeytystä koko voimalan elinkaaren ajalla. CoE on näillä oletuksilla 0,05311 €/kWh/20 vuotta. Ilman keskeytyksiä CoE on 0,05249 €/kWh/ 20 vuotta. Ensimmäistä merkitään taulukossa 4 nimellä yhteisvaikutus 2, jälkimmäistä yhteisvaikutus 1.

Vaikutuksia voimalan tuottamaan rahalliseen voittoon arvioidaan kahden eri sähkön spot-hinnan avulla. Spot-hinnan ja CoE:n erotus kerrotaan tuotetulla energiamäärällä

PP, mikä kertoo 20 vuoden aikana kertyvän voiton suuruuden. Jokaista lukemaa verrataan kussakin skenaariossa puhtaan lavan skenaarioon. Menetettyjen tuottojen tarkastelu on tässä yhteydessä mielekkäämpää kuin kannattavuuden tarkastelu, koska laskelmissa on otettu huomioon ainoastaan lavoissa tapahtuvien muutosten aiheuttamat vaikutukset. Tulokset on koottu taulukkoon 4. Huomautuksena, että rahan aika-arvoa ei ole otettu huomioon.

**Taulukko 4.** Tulosten vertailu

	PP (kWh)	CoE (€/kWh/20 v)	Spot 1	Menetetty voitto 1	Spot 2	Menetetty voitto 2
Puhdas	60 000 000	0,0411	0,0835	0 €	0,0700	0 €
Jäätämisenesto	57 840 000	0,0443	0,0835	278 960 €	0,0700	249 800 €
Jäätäminen	52 440 000	0,0470	0,0835	631 260 €	0,0700	529 200 €
Erosio	51 000 000	0,0483	0,0835	751 500 €	0,0700	630 000 €
Yhteisvaikutus 1	48 840 000	0,0525	0,0835	1 030 460 €	0,0700	879 800 €
Yhteisvaikutus 2	48 272 877	0,0531	0,0835	1 077 815 €	0,0700	919 499 €

Taulukosta 4 nähdään, että eroosiolla, jäätämisellä ja keskeytyksillä on merkittävä vaikutus voimalan kokonaistuotantoon. Voimalan eliniän mittaisella aikajänteellä vaikutus on jopa miljoonan euron luokkaa. Spot 1 on vielä hiljattain uusille tuulivoimaloille Suomessa yleisesti myönnetty takuuhinta, joka tuotetusta energiasta maksetaan tuottajalle. Nykyään sitä ei enää myönnetä, mutta takuuhinnan piirissä operoivia voimaloita on toki edelleen suurin osa Suomen voimaloista. Spot 2 jäljittelee markkinoiden mukaista keskiarvohintaa. Menetetty voitto riippuu nykyhetkellä Suomessa siitä, onko voimalalle myönnetty takuuhinta ja kuinka pitkään se vielä jatkuu. Uusille voimaloille sovellettaisiin Spot 2:n mukaista laskelmaa.

Tässä työssä on esitelty kaava voimalan kannattavuuden arviointiin ja seikat, joita sen soveltamisessa kannattaa ottaa huomioon. Kun lasketaan todellista tilannetta, on käytettävien arvojen oltava juuri kyseiselle voimalalle, sijoitusmaalle ja -paikalle sekä käyttöstrategialle oikeat arvot. Tämän työn laskelmissa tehtiin voimakkaita yleistyksiä ja kaikki lähtöarvot olivat suuruudeltaan yleisluontoisia, joten tulokset eivät suoraan ole siirrettävissä voimalasuunnittelun viitekehukseen. Esimerkiksi sähkön hinta vaikuttaa merkittävästi loppuarvoihin. Rahan aika-arvo ja rahoituskulut on myös rajattu tämän työn laskelmista pois, vaikka niiden vaikutusta rahallisesti suurien ja kestoaltaan pitkien projektien kannattavuuteen ei voi väheksyä.



Laskennallinen voimalan pitoaika voisi olla myös 25 vuotta, jolloin tulokset olisivat hiukan erilaisia. Myöskään mahdollisuutta lapojen totaaliseen rikkoutumiseen ei otettu huomioon. Voidaan kuitenkin sanoa, että lapojen kestävyiden optimointi on selvästi tärkeä osa hankesuunnittelua kannattavuuden arvioinnin näkökulmasta.

## 7. YHTEENVETO

Lapasuunnittelu ja erityisesti jäätämisen sekä eroosion huomioon ottaminen on tärkeää tuulivoimalan viitekehyksessä. Tavoitteena on mahdollisimman suuri tuotetun energian määrä mahdollisimman edullisesti kaikki elinkaarikustannukset huomioiden. Tavoitteeseen päästään paitsi energiantuotantomääriltään suorituskykyisen voimalan, myös minimaalisten investointi-, huolto- ja ylläpitokustannusten myötä. Tuotetun energian hinta CoE riippuu vahvasti myös laskennallisesta voimalan pitoajasta, joka tässä tapauksessa oli 20 vuotta. Sijointipaikalla on myös suuri merkitys; offshore-voimalat tuottavat merkittävästi enemmän, mutta niiden ylläpito ja rakentaminen on puolestaan kalliimpaa.

Puutteet voimalan suunnittelussa voivat johtaa suuriin tappioihin. Mekaanisen rasituksen kasvaessa rakenteille liian suureksi, seurauksena on kestoaltaan jopa kuukausien mittainen seisahdus voimalan tuotantoon. Voimaloiden kasvaessa materiaalivalinnat ja niiden ominaisuudet nousevat lapojen suunnittelun keskiöön. Materiaalin tulisi olla lujaa, kevyttä, helposti muokattavaa ja mahdollisimman edullista. Kierrätettävyys ja ympäristöystävällisyys ovat jossain määrin vaatimuksia uskottavalle tuulivoiman rakentamiselle. Biopohjaisten materiaalien käyttöä lavoissa tutkitaan ja testataan, toistaiseksi vielä hiukan pienemmissä voimaloissa. Suuriin huipunkäyttöaikoihin päästäkseen voimalan lapojen tulee olla riittävän kestäviä. Pinnoite sekä jäätämisenestomenetelmät ovat suuressa roolissa erityisesti eroosion ja jäätämisen estämisen kannalta, jotka muuttavat lavan aerodynaamista käyttäytymistä ja pienentävät voimalan nimellistehoa merkittävästi pitkälle edenneenä. Eroosion tapauksessa jopa 25 % ja jäätämisen osalta jopa 50 % nimellistehosta jää käyttämättä.

Eroosion, jäätämisen ja keskeytysten vaikutuksesta voimalan tuotto heikkenee. Kokonaisuuudessaan työssä esitettyjen laskelmien mukaan 1 MW:n voimalan tapauksessa, jonka huipunkäyttöaika on 3 000 tuntia ja operatiivinen pitoaika 20 vuotta, tappio voi olla satoja tuhansia tai jopa yli miljoona euroa. Pelkästään jäätämisen tai eroosion aiheuttama negatiivinen vaikutus tuottoon on suuruudeltaan yli 500 000 €/20 vuotta. Paremmilla pinnoitteilla, materiaaleilla ja huoltostrategialla kustannuksia voidaan saada pienemmiksi.

# LÄHTEET

- [1] P. Brøndsted, R. P. L. Nijssen, *Advances in wind turbine blade design and materials*, Woodhead Publishing, Philadelphia PA, 2013.
- [2] T. M. Letcher, *Wind Energy Engineering - A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*, Elsevier, 2017, pp. 28–29.
- [3] Energy education, Betz limit, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 24.4.2019): [https://energyeducation.ca/encyclopedia/Betz\\_limit](https://energyeducation.ca/encyclopedia/Betz_limit)
- [4] P. Jain, *Wind energy engineering: Aerodynamics of Wind turbine Blades*, McGraw-Hill Professional. Access engineering, 2011.
- [5] P. Jain, *Wind energy engineering, second edition: Lift Force*, McGraw-Hill Professional, Access engineering, 2016.
- [6] P. Jain, *Wind energy engineering, second edition: Relative Velocity of Wind*, McGraw-Hill Professional, Access engineering, 2016.
- [7] P. Jain, *Wind energy Engineering, second edition: Constant-Speed Turbines, Stall- versus Pitch-Regulated*, McGraw-Hill Professional, Access engineering, 2016.
- [8] S. Rehman, M. Alam, L. Alhems, M. Rafique, *Horizontal Axis Wind Turbine Blade Design Methodologies for Efficiency Enhancement—A Review*, *Energies*, Basel, Vol. 11, Iss. 3, 2018.
- [9] L. Mishnaevsky, K. Branner, N. H. Petersen, J. Beauson, M. McGugan, F.B. Sørensen, *Materials for Wind Turbine Blades: An Overview*, *Materials*, Vol. 10, Iss. 11, 2017.
- [10] C. Stenroos, *Properties of icephobic surfaces in different icing conditions*, Tampere University of Technology, Master of Science Thesis, 2015, 108 p. Saatavissa: <http://URN.fi/URN:NBN:fi:tty-201509241605>
- [11] F. Arianpour, M. Farzaneh, S. A. Kulinich, *Hydrophobic and ice-retarding properties of doped silicone rubber coatings*, *Applied Surface Science*, Vol. 265, 2013, pp. 546–552.
- [12] D. M. Mattox, Chapter 2 - Substrate (“Real”) Surfaces and Surface Modification, *Handbook of Physical Vapor Deposition (PVD) Processing*, second edition, 2010, pp. 25–72.
- [13] D. M. Grogan, S. B. Leen, C. R. Kennedy, C. M. Ó Brádaigh, *Design of composite tidal turbine blades*, *Renewable Energy*, Vol. 57, September 2013, pp. 151–162.
- [14] W. K. Ahmed, *Failure Analysis of Adhesively Bonded Wind Turbine Blade*, In: *ICREGA’14 - Renewable Energy: Generation and Applications*, Springer International Publishing, 2014, Switzerland, pp. 417–427.

- [15] J. Ye, C. Chu, H. Cai, X. Hou, B. Shi, S. Tian, X. Chen, J. Ye, A multi-scale model for studying failure mechanisms of composite wind turbine blades, *Composite Structures*, Vol. 212, 15 March 2019, pp. 220–229.
- [16] B. Amirzadeh, A. Louhghalam, M. Raessi and M. Tootkaboni, A computational framework for the analysis of rain-induced erosion in wind turbine blades, part I: Stochastic rain texture model and drop impact simulations, *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, Vol. 163, Elsevier Ltd, Amsterdam, 2017, pp. 33–43.
- [17] A. Castorrini, A. Corsini, F. Rispoli, P. Venturini, K. Takizawa, T. E. Tezduyar, Computational analysis of wind-turbine blade rain erosion, *Computers and Fluids*, Vol. 141, Elsevier Ltd, Oxford, 2016, pp. 175-185.
- [18] M. Schramm, H. Rahimi, B. Stoevesandt, K. Tangager, The Influence of Eroded Blades on Wind Turbine Performance Using Numerical Simulations, *Energies*, Vol. 10, Iss. 9, 16 September 2017.
- [19] Ilmatieteen laitos, Sadetta ja poutaa, verkkosivu, Saatavissa (viitattu 18.4.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/sade>.
- [20] B. Amirzadeh, A. Louhghalam, M. Raessi and M. Tootkaboni, A computational framework for the analysis of rain-induced erosion in wind turbine blades, part II: Drop impact-induced stresses and blade coating fatigue life, *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, Vol. 163, Elsevier Ltd, Amsterdam, 2017, pp. 44–54.
- [21] T. Griffith, T. D. Ashwill, The Sandia 100-meter All-glass Baseline Wind Turbine Blade: SNL100-00, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico and Livermore, California 2011, pp. 50-51. Saatavissa: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/113779.pdf>
- [22] Suomen tuulivoimayhdistys Ry, Tietoa tuulivoimasta, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 24.4.2019): <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta>
- [23] J. C. Marín, A. Barroso, F. París, J. Cañas, Study of fatigue damage in wind turbine blades, *Engineering Failure Analysis*, Vol. 16, Iss. 2, 2009, pp. 656–668.
- [24] P. U. Haselbach, R. D. Bitsche, K. Branner, The effect of delaminations on local buckling in wind turbine blades, *Renewable Energy*, Vol. 85, 2016, pp. 295–305.
- [25] P. Brøndsted, R. P. L. Nijssen, *Advances in wind turbine blade design and materials*, Woodhead Publishing, Philadelphia PA, 2013, p. 333.
- [26] O. Parent, A. Ilinca, Anti-icing and de-icing techniques for wind turbines: Critical review, *Cold Regions Science and Technology*, Vol. 655, Iss. 1, 2011, pp. 88-96.
- [27] A. Stenberg, Suomen tuulivoimatilastojen analysointi, Aalto-yliopisto, Diplomityö, 2010, 57 + [10] s. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-201203131412>

- [28] S. Ozturk, V. Fthenakis, S. Faulstich, Failure Modes, Effects and Criticality Analysis for Wind Turbines Considering Climatic Regions and Comparing Geared and Direct Drive Wind Turbines, *Energies*, Vol. 11, Iss. 9, 2018, p. 12
- [29] J. Ketonen, Tuulivoimalan vikaantumisen mallintaminen, Tampereen teknillinen yliopisto, Diplomityö, 64 s. Saatavissa <http://URN.fi/URN:NBN:fi:tyy-201603223726>
- [30] Suomen tuuliatlas, Jään kertyminen tuulivoimalan lapoihin valituissa sääolosuhteissa, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.4.2019): [http://www.tuuliatlas.fi/jaatamisatlas/jaatamisatlas\\_3\\_1.html](http://www.tuuliatlas.fi/jaatamisatlas/jaatamisatlas_3_1.html).
- [31] V. Turkia, S. Huttunen, T. Wallenius, Method for estimating wind turbine production losses due to icing, VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo 2013. Saatavissa: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T114.pdf>
- [32] C. Antonini, M. Innocenti, T. Horn, M. Marengo, A. Amirfazli, Understanding the effect of superhydrophobic coatings on energy reduction in anti-icing systems, *Cold Regions Science and Technology*, Vol. 67, Iss. 1, 2011, pp. 58–67.
- [33] A. Sareen, C. A Sapre, M. S. Selig, Effects of leading edge erosion on wind turbine blade performance, *Wind Energy*, Vol. 17, Iss. 10, October 2014, pp. 1531–1542.
- [34] Suomen Tuulivoimayhdistys Ry, Paljon tuulivoimalat tuottavat sähköä ja mitä tarkoittaa huipunkäyttöaika?, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.4.2019): <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/usein-kysytyt-kysymykset/paljon-tuulivoimalat-tuottavat-sahkoa-ja-mita-tarkoittaa-huipunkayttoaika>
- [35] Työ- ja elinkeinoministeriön syöttötariffiryhmä, Syöttötariffiryhmän väliraportti, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2.4.2009, s. 14–15. Saatavissa: [https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/518-TEM\\_Syottotariffiryhman\\_valiraportti\\_020409.pdf](https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/518-TEM_Syottotariffiryhman_valiraportti_020409.pdf)
- [36] Suomen Tuulivoimayhdistys Ry, Mistä muodostuvat tuulivoiman kustannukset?, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.4.2019): <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/usein-kysytyt-kysymykset/mista-muodostuvat-tuulivoiman-kustannukset>
- [37] S. Rissanen, H. Holttinen, Wind energy statistics in Finland 2014, VTT, 11 December 2015, 20 p. Saatavissa: [https://www.vtt.fi/files/VTT\\_Wind\\_energy\\_statistics\\_Year\\_report\\_2014\\_public.pdf](https://www.vtt.fi/files/VTT_Wind_energy_statistics_Year_report_2014_public.pdf)

**LIITE 1: EXCEL-TYÖKIRJA**