



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JARI RUKAJÄRVI  
SUPRAJOHTAVUUDEN HYÖDYNTÄMINEN TUULIVOIMA-  
GENERAATTORISSA

Diplomityö

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 9. maaliskuu-  
kuuta 2016

## TIIVISTELMÄ

**JARI RUKAJÄRVI:** Suprajohtavuuden hyödyntäminen tuulivoimageraattoris-

sa

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 97 sivua

Toukokuu 2016

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Vaihtoehtoiset sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen

Avainsanat: tuulivoima, suprajohtavuus, generaattori

Maailmanlaajuinen tuulivoimakapasiteetti on ollut kiihtyvässä kasvussa 2000-luvulla ja varsinkin offshore-sektorilla voimaloiden yksikkötehoja pyritään kasvattamaan entisestään. Nykyään suurimmat tuulivoimalat ovat nimellisteholtaan noin 8 MW ja tavoitteena on rakentaa yli 10 MW tuulivoimaloita.

Monet suurimmista voimaloista hyödyntävät kestopagneettitahtigeneraattoreita. Kestopagneettien korkea hinta ja suuritehoisten generaattorien massa ja dimensiot vaikeuttavat voimaloiden yksikkötehojen kasvattamista. Suprajohteiden käytöllä generaattorin käämityksissä on mahdollista parantaa suuritehoisten generaattorien tehotiheyttä sekä massaa että tilavuutta kohden, mikä voi osaltaan mahdollistaa 10 MW suuruusluokan tuulivoimalan rakentamisen.

Suprajohteiden resistiivisyys häviää alhaisessa materiaalille ominaisessa kriittisessä lämpötilassa. Kun lämpötilan lisäksi suprajohteeseen kohdistuva magneettikenttä ja suprajohteessa vallitseva virrantiheys ovat kriittisiä arvoja pienempiä, voidaan suprajohteella kuljettaa tasavirtaa häviöttömästi. Kaupallisia suprajohteita on kuusi kappaletta, joista työssä toteutetussa suunnittelussa on tarkasteltu  $MgB_2$ -suprajohteiden käyttöä. Kyseinen materiaali vaikuttaa kaupallisista suprajohteista parhaalta teknistaloudelliselta kompromissilta generaattorikäyttöön.  $MgB_2$ :n tyypillinen käyttölämpötila on noin 20 K, mikä saadaan aikaan mekaanisilla kryojäähdyttimillä.

Tuulivoimageraattorikäytössä suprajohtemateriaalia voidaan käyttää kahdella tapaa. Yksinkertaisempi ratkaisu on hyödyntää suprajohteita roottorin kenttäkäämityksissä ja valmistaa staattorin työkäämit konventionaalisista kuparijohteista (osittain suprajohtava konsepti). Maksimaalisen tehotiheyden saavuttamiseksi suprajohteita voidaan hyödyntää lisäksi staattorin työkäämeissä (täysin suprajohtava konsepti), mutta tästä aiheutuvat suprajohteiden vaihtovirtahäviöt vaikeuttavat suunnittelua. Pelkillä suprajohtavilla työkäämeilläkin tehotiheys saadaan kestopagneettigeneraattoreita paremmaksi. Työssä toteutetussa suunnittelussa on keskitytty kyseiseen osittain suprajohtavaan konseptiin.

Saavutettavista eduista huolimatta esteitä suuren teholuokan prototyyppigeneraattorin rakentamiselle on vielä useita. Teknisestä näkökulmasta varsinkin pyörivään roottorirakenteeseen yhdistettävä jäähdytysjärjestelmä on haasteellinen ja vaatii lisäkehitystä. Taloudellisesta näkökulmasta suprajohteiden hinta on vielä korkea. Vaikka esitetty  $MgB_2$ -materiaali on halvempaa kuin niin sanotut korkean lämpötilan suprajohtemateriaalit, suuri osa generaattorin hinnasta muodostuu tarvittavasta suprajohtemateriaalista.

## ABSTRACT

**JARI RUKAJÄRVI:** Utilisation of superconductivity in wind power generator  
Tampere University of Technology  
Master of Science Thesis, 97 pages  
May 2016  
Master's Degree Programme in Electrical Engineering  
Major: Alternative Electrical Energy Technologies  
Examiner: Lecturer Risto Mikkonen

Keywords: wind power, superconductivity, generator

Global wind power capacity has been rapidly increasing in the 21<sup>st</sup> century. There is demand for even larger wind turbines especially in the growing offshore-sector. Nowadays power class of the largest wind turbines is around 8 MW, however, plans to build 10 MW turbines are underway.

Most of the largest wind turbines utilise permanent magnet synchronous generators. Because of high prices of permanent magnets and heavy structures of large turbines, growing unit sizes is a challenge. By utilising superconductors in wind turbine generators it is possible to build generators with higher power density and power-to-weight ratio.

Superconductors have zero resistivity when cooled below the so called critical temperature. When magnetic field and current density are also below the critical values superconductors can carry direct current without any losses. There are six superconductor materials in the commercial market. In this thesis, focus is on the MgB<sub>2</sub> material, which seems to have best price to performance ratio for wind turbine generators. Typical temperature, in which the MgB<sub>2</sub> conductors are used, is around 20 K. This temperature level is achievable with mechanical cryocoolers.

When utilising superconductors in wind turbine generators there is two options. The simplest one is to utilise superconductors only in the rotor field windings and construct stator armature windings with conventional copper conductors (partially superconducting concept). To achieve maximal power density and power-to-weight ratio, utilisation of superconductors is also possible in the armature windings (fully superconducting concept). However, AC losses of superconductors are problematic with superconducting armature windings. In this thesis, focus is on the partially superconducting concept.

Despite of the benefits, there are some issues, which prevent the construction of large superconducting prototype generator. From a technical perspective, especially the cooling system of rotating rotor field windings is a challenging design task. From an economical perspective, prices of superconductor materials are high, even if the MgB<sub>2</sub> is relatively cheap compared to the so called high temperature superconductors.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Tampereen teknillisen yliopiston sähkötekniikan laitokselle aikavälillä marraskuu 2015 – toukokuu 2016. Kiitos lehtori Risto Mikkoselle työn mahdollistamisesta, ohjaamisesta ja tarkastamisesta. Kiitos myös laboratorioinsinööri Lasse Söderlundille ja ABB:lle tarvittavien generaattoritietojen toimittamisesta suunniteluosuutta varten. Lisäksi kiitos myös muulle laitoksen väelle rennosta työilmapiiristä ja erityisesti viihdyttävistä kahvihuonekeskusteluista.

Isot kiitokset kuuluvat myös tyttöystävälleni, perheelleni ja kavereilleni tärkeästä tuesta ja kannustuksesta sekä diplomityön tekemisessä että muutenkin opintojen aikana.

Tampereella, 17.5.2016

Jari Rukajärvi

## SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
2.	SÄHKÖNTUOTANTO TUULIVOIMALLA .....	3
2.1	Tuulivoimaloiden historia .....	3
2.2	Tyypillisen tuulivoimalan rakenne ja toimintaperiaate .....	6
2.2.1	Tuulen teho ja sen hyödyntäminen .....	8
2.2.2	Roottorin lapaprofiili .....	10
2.2.3	Tuulivoimaloiden tehonsäätömenetelmät .....	13
2.3	Teholuokka ja sen kasvattamiseen liittyvät ongelmat .....	14
2.3.1	Onshore-voimalat .....	15
2.3.2	Offshore-voimalat .....	17
3.	TUULIVOIMALOIDEN GENERAATTORIKONSEPTIT .....	21
3.1	Generaattorityypit .....	21
3.1.1	Tahtigeneraattori .....	22
3.1.2	Epätahtigeneraattori .....	24
3.1.3	Kestomagneettitahtigeneraattori .....	26
3.2	Erityyppiset tuulivoimalat ja niissä käytettävät generaattorit .....	29
3.2.1	Vakionopeudella toimiva konsepti .....	31
3.2.2	Optislip-konsepti .....	32
3.2.3	Muuttuvanopeuksinen osatehoista suuntaajakäyttöä hyödyntävä konsepti .....	33
3.2.4	Muuttuvanopeuksinen täystehoista suuntaajakäyttöä hyödyntävä konsepti .....	34
3.3	Vertailu ja taloudelliset näkökulmat .....	36
4.	SUPRAJOHTAVUUS .....	38
4.1	Suprajohtavuusilmion teoriaa .....	40
4.1.1	I-lajin suprajohteet .....	41
4.1.2	II-lajin suprajohteet .....	43
4.1.3	Jaottelu LTS- ja HTS-materiaaleihin .....	44
4.1.4	Käytännön suprajohteilta vaadittavat ominaisuudet .....	46
4.2	Materiaalikartoitus .....	49
4.2.1	Niobititaani ja niobitina .....	49
4.2.2	HTS-materiaalit ja MgB <sub>2</sub> .....	52
4.3	Tekninen ja taloudellinen vertailu .....	59
4.4	Keskeiset haasteet generaattorisovelluksissa .....	62
4.5	Materiaalivalinta tuulivoimageneraattoriin .....	63
5.	SUPRAJOHTAVAN TUULIVOIMAGENERAATTORIN SUUNNITTELU .....	64
5.1	Erilaiset konseptit .....	64
5.1.1	Suprajohteiden hyödyntäminen kenttäkäämityksissä .....	64
5.1.2	Suprajohteiden hyödyntäminen työkäämityksissä .....	66

5.2	Aiheeseen liittyvät hankkeet .....	67
5.3	Teholuokan ja mitoitussuureiden kiinnittäminen .....	70
5.3.1	Staattorin työkäämitysten mitoitus.....	72
5.3.2	Roottorin suprajohtavien kenttäkäämien suunnittelu.....	73
5.4	Kryogeeninen suunnittelu ja jäädytyksen infrastruktuuri .....	79
5.4.1	G-M-kryojäädyttimen toimintaperiaate .....	79
5.4.2	Generaattorin kenttäkäämien jäädytysjärjestelmä .....	81
5.4.3	Varautuminen quenchiin .....	83
5.5	Konseptin dimensiot.....	84
5.6	Taloudellinen vertailu .....	86
6.	YHTEENVETO .....	88
	LÄHTEET.....	91

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

1G	yksitasoinen vaihteisto
AMSC	American Superconductor –yritys
Bi-2122	korkean lämpötilan kaupallinen suprajohtemateriaali
Bi-2223	korkean lämpötilan kaupallinen suprajohtemateriaali
BCS-teoria	suprajohtavuuden kvanttimekaaninen teoria, kehittäjät Bardeen, Cooper ja Schrieffer.
DD	eng. direct-drive, suoravetoinen tuulivoimala
DFIG	eng. doubly-fed induction generator, osatehoisella suuntaajakäytöllä varustettu muuttuvanopeuksinen tuulivoimalatyyppe
FPC	eng. full-scale power converter, täystehoinen tehoelektronikkasuuntaaja
FS	eng. fixed speed, vakionopeuksinen tuulivoimalatyyppe
G-M-jäähdytin	Gifford-MacMahon-tyyppinen mekaaninen kryojäähdytin
GWEC	eng. Global Wind Energy Council
HTS	eng. high temperature superconductor, korkean lämpötilan suprajohte
IBAD	eng. ion beam assisted deposition, YBCOn valmistukseen käytettävä menetelmä
LIDAR	eng. light detection and ranging, tuulen mittaamiseen käytettävä menetelmä
LTS	eng. low temperature superconductor matalan lämpötilan suprajohte
LVS	eng. limited variable speed, rajoitetusti muuttuvanopeuksinen tuulivoimalatyyppe
MgB <sub>2</sub>	kaupallinen suprajohtemateriaali, joka sijoittuu matalan ja korkean lämpötilan suprajohteiden väliin
MOD/RABiTS	eng. metal organic deposition/rolling assisted biaxially textured substrate, YBCOn valmistukseen käytettävä menetelmä
MRI	eng. magnetic resonances imaging, magneettikuvaus
n-arvo	suprajohteen transition jyrkkyyttä kuvaava tunnusluku
Nb <sub>3</sub> Sn	matalan lämpötilan kaupallinen suprajohtemateriaali
OPIT	eng. oxide-powder-in-tube, suprajohteiden valmistuksessa käytettävä menetelmä
NbTi	matalan lämpötilan kaupallinen suprajohtemateriaali
RDK-500B	Sumitomo Heavy Industriesin valmistama kryojäähdytin
SEI	Sumitomo Electric Industries –yritys
SHI	Sumitomo Heavy Industries –yritys
smv	sähkömotorinen voima
SODAR	eng. sonic detection and ranging, tuulen mittaamisen käytettävä menetelmä
YBCO	korkean lämpötilan kaupallinen suprajohtemateriaali
$\lambda$	tuulivoimalan lavan kärjen nopeussuhde
$\alpha_A$	kohtauskulma
$\hat{\epsilon}$	lähdejännitteen huippuarvo
$\rho$	tiheys, resistiivisyys
$\omega$	kulmanopeus

$\tau$	vääntömomentti
$\mu_r$	väliaineen permeabiliteetti
$\mu_0$	tyhjiön permeabiliteetti
$\chi$	magneettinen susceptibiliteetti
$\phi$	vuokvanti
$\Phi$	magneettivuo
$A$	pinta-ala
$\mathbf{B}$	magneettivuontiheys
$B_c$	kriittinen magneettivuontiheys
$C_D$	vastusvoimaa kuvaava kerroin
$C_L$	nostovoimaa kuvaava kerroin
$C_p$	tuulivoimalan tehokerroin
$C_{p,Betz}$	tuulivoimalan teoreettinen maksimitehokerroin Betzin lain mukaan
$f$	taajuus
$F_D$	vastusvoima
$e$	elektronin ominaisvaraus
$\mathbf{E}$	sähkökentän voimakkuus
$E_c$	kriittinen sähkökentän voimakkuus
$F_L$	nostovoima
$h$	Planckin vakio
$\mathbf{H}$	magneettikentän voimakkuus
$H_c$	kriittinen magneettikentän voimakkuus
$I_c$	kriittinen virta
$I_n$	nimellisvirta
$\mathbf{J}$	virrantiheys
$J_c$	kriittinen virrantiheys
$l$	pituus
$m$	massa
$n_n$	nimellisyörimisnopeus
$n_s$	synkroninen pyörimisnopeus
$p$	napapariluku
$P_{Betz}$	tuulivoimalan tehon teoreettinen yläraja Betzin lain mukaan
$P_n$	nimellisteho
$R$	resistanssi
$s$	suhteellinen jättämä
$T_c$	kriittinen lämpötila
$T$	lämpötila
$V_n$	nimellisjännite
$w$	suhteellinen nopeus



# 1. JOHDANTO

Maailmanlaajuinen sähkönkulutus on kasvanut jatkuvasti viimeisen sadan vuoden aikana. Perinteisesti suurin osa sähköstä on tuotettu fossiilisilla polttoaineilla, mutta muun muassa öljyvarojen vähenemisen takia uusiutuvien energiantuotantomuotojen osuus kasvaa jatkuvasti. Toinen tärkeä syy uusiutuvien energiamuotojen käytölle on CO<sub>2</sub>-päästöjen vähentäminen ja ilmastonmuutoksen hillitseminen. Maailman CO<sub>2</sub>-päästöjen on arvioitu kasvavan vuoden 2010 tasosta 31 miljardia tonnia tasolle 45 miljardia tonnia vuoteen 2040 mennessä. Ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi esimerkiksi Euroopan Unioni on tehnyt vuotta 2020 koskevan ilmasto- ja energiapaketin. Paketin tavoitteina vuoteen 2020 mennessä ovat EU-alueen kasvihuonepäästöjen vähentäminen 20 % vuoden 1990-tasosta, uusiutuvien energiamuotojen osuuden kasvattaminen 20 %:iin kokonaistuotannosta ja energiatehokkuuden parantaminen 20 %. Tavoitteiden saavuttamiseksi on asetettu maakohtaisia tavoitteita uusiutuvien energiamuotojen lisäämiseksi.

Tuulivoima on yksi nopeimmin kasvavista sähköntuotantomuodoista. Tuulivoimaloiden koot ja teholuokat ovat kasvaneet viime vuosina nopeasti, mikä aiheuttaa haasteita niihin liittyvän teknologian kehitykselle. Maailmanlaajuinen tuulivoimakapasiteetti on kasvanut 90-luvun lopun alle 10 000 megawatista noin 400 000 megawattiin 2010-luvun puoliväliin mennessä. Kasvun odotetaan jatkuvan kiihtyvänä myös tulevaisuudessa. Nykyään tyypilliset tuulivoimalat ovat nimellisteholtaan 1,5–4 MW. Suurin osa nykyisistä tuulivoimaloista on maalla sijaitsevia *onshore*-voimaloita, mutta *offshore*-voimaloissa myös 5 MW turbiinit ovat yleisiä. Koska tuulivoiman kysyntä on jatkuvassa kasvussa, myös tarve suuremman teholuokan tuulivoimaloille kasvaa. Varsinkin kasvavalla offshore-sektorilla on kysyntää entistä suuremmille yksikkötehoille, koska merellä tuulivoimaloiden perustusten, johdotusten ja asennuskustannusten osuus voimalan hinnasta on huomattava. Nostamalla yksittäisen voimalan teholuokkaa saadaan yksikkökustannukset tuotettuun tehoon nähden pienemmiksi. Nykyään suurimmat tuulivoimalat ovat teholuokaltaan 5–8 MW. Suurimmista voimaloista pääosa on offshore-voimaloita. Yli 10 megawatin tuulivoimalan rakentamista varten uusia teknologioita on tutkittava ja kehitettävä edelleen. Oleellinen eri lähteissä mainittu ongelma teholuokan kasvattamisessa on perinteisten generaattorien massa ja koko 10 MW tai tätä suuremmissa teholuokissa. Perinteisiä konsepteja käytettäessä suuri generaattori, mahdollisesti tarvittava vaihteisto ja muut apulaitteet nostaisivat tuulivoimalan konehuoneen kokoa ja massaa suhteettomasti.

Yksi potentiaalinen ratkaisu ongelmaan on suprajohdeiden hyödyntäminen tuulivoimageraattorin käämityksissä. Tämä mahdollistaa suuren tehoteheyden sekä massaa että tilavuutta kohden. Etuina siis saavutettaisiin pienempi koko ja massa perinteisiin vastaavaan tehoisiin generaattoriratkaisuihin verrattuna. Tällöin suurempitehoisten voimalojen rakentaminen olisi mahdollista ilman, että konehuoneen massa kasvaisi käytännön kannalta liian suureksi.

Tässä pääosin kirjallisuusselvityksenä tehdyssä diplomityössä käydään ensin luvussa 2 läpi asennetun tuulivoiman historiaa, tyypillisen tuulivoimalan rakennetta, nykyisten tuulivoimaloiden teholuokkaa sekä teholuokan kasvattamiseen liittyviä ongelmia. Luvussa 3 esitellään ja vertaillaan erilaisia tuulivoimageraattorikonsepteja ja tarkastellaan niihin liittyviä taloudellisia näkökulmia. Luvussa 4 esitellään suprajohdavuusilmiön taustaa, tehdään materiaalikartoitusta ja taloudellista ja teknillistä vertailua kaupallisten suprajohdemateriaalien välillä. Lisäksi valitaan suprajohdemateriaali, jota käytetään generaattorin suunnittelussa. Luvussa 5 esitetään suuntaa antava suunnittelu suprajohdeita hyödyntävästä tuulivoimageraattorista. Luvun alussa esitellään aiheeseen liittyviä suunnitteluhankkeita viime vuosilta ja esitellään erilaiset konseptit. Tämän jälkeen valitaan teholuokka ja esitellään periaatetasolla suprajohdeita hyödyntävän generaattorin suunnittelua ja käydään läpi huomioitavia näkökohtia.

## 2. SÄHKÖNTUOTANTO TUULIVOIMALLA

Tässä luvussa käydään ensin lyhyesti läpi tuulivoimaloiden historiaa kappaleessa 2.1. Kappaleessa 2.2 esitellään tuulivoimalan rakennetta, toimintaperiaatetta ja tarkastellaan tuulivoimalan roottorin lapaprofiilia. Kappaleessa 2.3 tarkastellaan tuulivoimaloiden teholuokkia ja teholuokan kasvattamiseen liittyviä ongelmia.

### 2.1 Tuulivoimaloiden historia

Ideana tuulen energian hyödyntäminen ei ole uusi. Tuulivoimaa energianlähteenä käytäviä tuulimyllyjä on mainittu käytettävän jo 1700 eaa. ja 700-luvulta eteenpäin on dokumentoitua tietoa tuulimyllyjen käytöstä [27 (s. 15)]. Ensimmäiset alkeelliset tuulimyllyt olivat pystyakselisia (*vertical axis*). Akseliin oli kiinnitetty punottuja mattoja tai purjeita, joiden ansiosta tuuli sai akselin ja siihen kiinnitetyn myllynkiven pyörimään.

Vaaka-akseliset (*horizontal axis*) tuulimyllyt on kehitetty vasta myöhemmin. Ensimmäiset maininnat löytyvät 1100-luvulta Englannista, josta ne levisivät Keski-Eurooppaan seuraavilla vuosisadoilla [5 (s. 24); 27 (s. 18)]. Peruseriaatteenä on roottorin käyttö, jonka akseli on vaakasuunnassa maanpintaan nähden ja roottorin lavat (tai roottorin siivet) pyörivät tuulen suuntaan nähden pystysuorassa tasossa. Roottoria pyörittävänä voimana toimii tuulen lapoihin kohdistama nostovoima. Suurimmassa osassa nykyisistä tuulivoimaloista perusidea on sama.

Tuulivoiman kehittyminen sähköntuotantoteknologiaksi on tapahtunut viime vuosisadalalla. Ensimmäiset sähköntuotantoon tarkoitetut tuulivoimalat (tai tuuliturbiinit) on kehitetty 1890-luvulla [5 (s. 25)]. Samalta ajalta on myös ensimmäiset teoriat vaaka-akselisen tuulivoimalan lapoja pyörittävästä nostovoimasta. Myöhemmin varsinkin ensimmäisen maailmansodan aikana, ja sen jälkeen 20-luvulla, tapahtui paljon kehitystä tuulivoimaloiden teorioihin liittyen. [27 (s. 29)]. Suurena syynä tähän oli kokemus propellien kehittämisestä sekä armeijakäyttöön että siviililentokoneisiin. Yksi tärkeimmistä teorioista tuulivoimaan liittyen on vuonna 1919 julkaistu Betzin laki kehittäjänsä Albert Betzin mukaan. Teorian mukaan tuuliturbiini voi hyödyntää maksimissaan 59,3 % ( $16/27 = 0,593$ ) tuulen kineettisestä energiasta.

Uusien teorioiden pohjalta 20–40-luvuilla kehitettiin uudenlaisia tuuliturbiinityyppejä muun muassa Yhdysvalloissa, Ranskassa, Saksassa ja Venäjällä [27 (s. 29)]. Toinen maailmansota kuitenkin keskeytti kehityksen Yhdysvaltoja ja Tanskaa lukuun ottamatta. Nykyisten tuulivoimaloiden tärkeimpinä edeltäjinä voidaankin pitää 40-luvun alussa

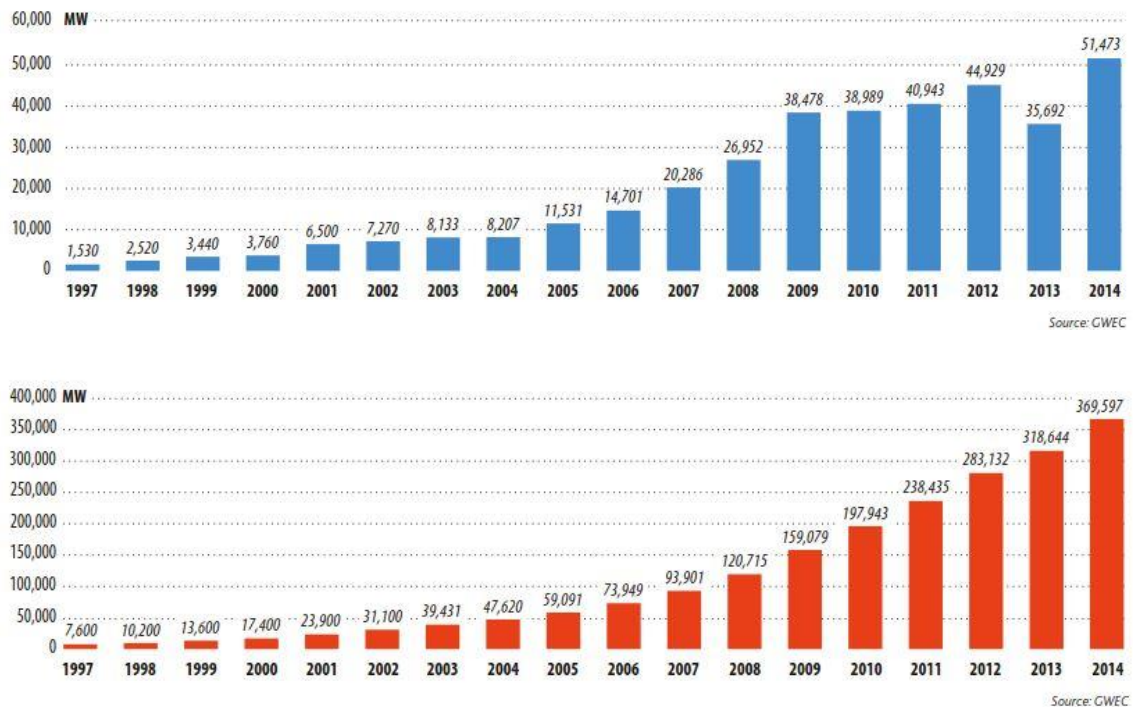
Yhdysvalloissa ja Tanskassa kehitettyjä tuuliturbiineja. Tanskassa yhtiö F. L. Smidth rakensi vuosina 1941–1942 kaksi moderneilla aerodynaamisilla roottorinlavoilla varustettua tuulivoimalaa. Tehoiltaan kyseiset voimalat olivat 50 kW ja 70 kW. Roottorien halkaisijat olivat 17 m ja 24 m. Näissä voimaloissa oli myös mahdollisuus sakkaussäätöön, johon perehdytään tarkemmin kappaleessa 2.3. Samaan aikaan Yhdysvalloissa rakennettiin vuonna 1941 siihen asti ylivoimaisesti suurin tuulivoimala. Smith ja Putnan yhtiöiden rakentaman voimalan teho oli 1250 kW ja roottorin halkaisija 53 metriä [5 (s. 25); 27 (s. 29)]. Voimala oli kuitenkin toiminnassa vain 4 vuotta ja teholtaan yli megawatin voimalat yleistyivät vasta vuosikymmeniä myöhemmin.

Vaikka tuuliturbiinien teknologiat olivat kehittyneet nopeasti ja kehitys jatkui myös 50–60-luvuilla, selkeää kysyntää tuulivoimalle ei ollut ennen 1970-luvun loppua [27 (s. 31)]. Tämä johtui pääasiassa öljyn halvasta hinnasta, eikä tuulivoima pystynyt kilpailemaan perinteisten sähköntuotantomuotojen kanssa. Öljykriisit 1970-luvulla kuitenkin nostivat kiinnostuksen uusiutuvia sähköntuotantomuotoja ja varsinkin tuulivoimaa kohtaan uudelle tasolle. Muun muassa USA:ssa ja Saksassa rakennettiin 1970-luvun lopulla uusia suuren teholuokan (useita satoja kW) tuuliturbiineita hallitusten tukemina. Lähes kaikki kyseisistä turbiineista kuitenkin jouduttiin ajamaan alas teknisten ongelmien takia. Sen sijaan 1980-luvun alussa Tanskassa pienet maatalouslaitteita valmistavat yritykset onnistuivat suunnittelemaan ja rakentamaan useita toimivia tuulivoimaloita. Kyseisten voimaloiden teholuokat olivat alle 100 kW ja roottorien halkaisijat alle 20 m. Luotettavuutensa ansiosta kyseisiä tuulivoimatyypppejä vietiin myös Yhdysvaltoihin ja 80-luvun alusta näitä tuulivoimaloita rakennettiin paljon sekä Tanskassa, että Yhdysvalloissa. Tästä eteenpäin tuulivoimaloiden kehitys on ollut tasaista. Esimerkiksi 80-luvun loppuun mennessä tyypillisten tuulivoimaloiden tehot olivat noin 300 kW ja roottorien halkaisijat noin 30 metriä.

1990- ja 2000-luvuilla tuulivoiman kasvu on jatkunut kiihtyvänä. Tärkeä tekijä nykyisessä jatkuvassa kasvussa on valtioiden erilaiset tukijärjestelmät tuulivoimalle ja muille uusiutuville energiantuotantomuodoille. Esimerkiksi Suomessa on monen muun EU-maan tavoin käytössä tuulivoiman syöttötariffi [21]. Suomen syöttötariffissa sähkön tavoitehinnaksi on määrätty 83,50 €/MWh. Tukena maksetaan tavoitehinta vähennettynä kolmen kuukauden sähkön markkinahinnan keskiarvolla. Rajoituksena, mikäli sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo on alle 30 €/MWh, maksettavan tuen määrä on tavoitehinta vähennettynä arvolla 30 €/MWh, eli maksettavan tuen maksimimäärä on 53,5 €/MWh.

GWEC:n (*Global Wind Energy Council*) vuoden 2014 raportista selviää, että niin asennetut määrät kuin yksittäisten voimaloiden tehot ja roottorien halkaisijat ovat kasvaneet jatkuvasti viime vuosikymmeninä [34]. Vielä vuonna 1997 tuulivoimalakapasiteettia oli asennettu maailmanlaajuisesti 7 600 MW, kun vuoden 2014 lopun luku on 370 000

MW. Kyseisestä vuoden 2014 kapasiteetista noin 134 000 MW on Euroopassa, 142 000 MW Aasiassa ja 78 000 MW Pohjois-Amerikassa. Kuvassa 2.1 on esitetty maailmanlaajuisesti vuosittain asennettu tuulivoimakapasiteetti sekä kumulatiivinen kapasiteetti vuosina 1997–2014.



**Kuva 2.1** Maailmanlaajuisesti vuosittain asennettu tuulivoimakapasiteetti (ylempi kuvaaja) ja kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti vuosina 1997–2014 [34].

Nykyään yksittäisistä maista eniten tuulivoimakapasiteettia on Kiinassa, jossa rakennettiin uusia tuulivoimaloita 23 000 MW edestä vuoden 2014 aikana [34]. Yhteensä Kiinan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2014 lopussa noin 115 000 MW, eli 31 % maailman asennetusta tuulivoimakapasiteetista. Kiinan kasvu johtavaksi tuulivoimamaaksi on ollut erittäin nopeaa, sillä vielä vuonna 2004 Kiinassa oli alle 1 000 MW tuulivoimakapasiteettia [35]. Kiinan jälkeen suurimmat tuulivoimamaat asennetun kapasiteetin mukaisessa järjestyksessä ovat USA, Saksa, Espanja ja Intia. Kyseisten maiden asennetut kapasiteetit on esitetty taulukossa 2.1.

**Taulukko 2.1** Suurimmat tuulivoimamaat asennetun kapasiteetin mukaan vuoden 2014 lopussa. [34].

Maa	Asennettu Kapasiteetti (MW)	Osuus maailman tuulivoimakapasiteetista (%)
Kiina	114 609	31,0
USA	65 879	17,8
Saksa	39 165	10,6
Espanja	22 987	6,2
Intia	22 465	6,1

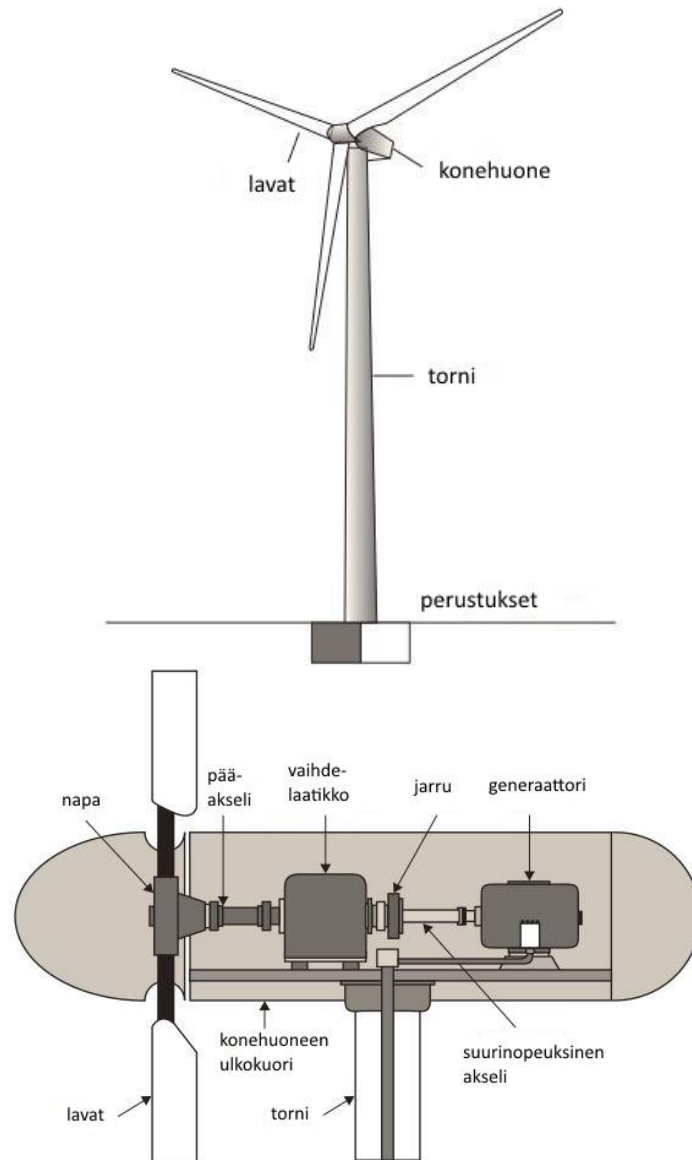
Perinteisenä tuulivoimamaana myös Tanskassa asennetun kapasiteetin kehitys on ollut nopeaa (kapasiteettia yhteensä 4 800 MW vuoden 2014 lopussa) ja 39 % Tanskassa kulutettavasta sähköstä tuotetaan tuulivoimalla [15]. Lisäksi Tanska on tärkeä tuulivoiman viejämaa. Tanskalainen Vestas on maailman viiden suurimman tuulivoimayrityksen joukossa. Lisäksi Danish Wind Industry Associationin mukaan tanskalaiset yritykset vastasivat vuonna 2014 maailmanlaajuisesti Kiinaa lukuun ottamatta noin 40 prosentista uusien tuulivoimaloiden verkkoon kytkemisistä.

Aasian markkinoilla myös Intian kehitys tuulivoiman suhteen on ollut erittäin nopeaa viimeisen 10 vuoden aikana. Kiinan ja Intian ansiosta Aasian kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti ohitti Euroopan vuonna 2014. GWEC:n ennusteen mukaan myös vuosina 2015–2019 tuulivoiman kasvu on nopeinta Aasiassa [34]. Vuoden 2019 lopun arviot asennetusta kumulatiivisesta tuulivoimakapasiteetista ovat 282 000 MW Aasiassa, 204 000 MW Euroopassa ja 122 000 MW Pohjois-Amerikassa.

## 2.2 Tyypillisen tuulivoimalan rakenne ja toimintaperiaate

Tuulivoimalan oleellisin osa on pyörivä roottori. Tyypillisessä tuulivoimalassa roottori on vaaka-akselinen. Roottori on kiinnitetty konehuoneeseen, joka on nostettu tornin päähän [27 (s. 47); 53 (s. 4)]. Konehuonetta kutsutaan myös naselliksi (*nacelle*). Roottori koostuu lavoista, navasta ja akselistä, joka on kiinnitetty konehuoneessa sijaitsevaan generaattoriin joko vaihteiston välityksellä tai suoraan. Konehuoneessa sijaitsee myös roottorin lapoja säätelevä jarru. Generaattori, mahdollinen vaihteisto, jarru ja niihin yhdistetyt akselit muodostavat tuulivoimalan voimansiirtojärjestelmän (*drive train*). Voimansiirtojärjestelmän lisäksi konehuoneessa sijaitsee mahdollisia säätöjärjestelmiä ja tuulen mittaamiseen tarvittavia laitteistoja. Konehuoneen ja tornin välissä on kääntämisyjärjestelmä (*yaw system*), jonka avulla konehuone ja roottori saadaan käännettyä haluttuun ilmansuuntaan tuulen suunnasta riippuen. Tornin alla on tuulivoimalan perustukset,

joiden yhteydessä tyypillisesti ovat sähköverkkoon liittämistä varten tarvittavat järjestelmät, esimerkiksi kytkimet, kaapelit, muuntajat ja tehoelektroniikkajärjestelmät. Kuvasssa 2.2 on esitetty tyypillisen tuulivoimalan perusrakenne.



**Kuva 2.2** Tyypillisen tuulivoimalan rakenne [9].

Tuulivoimalat voidaan jakaa eri luokkiin monella tapaa. Myös pystyakselisiä tuulivoimaloita on olemassa, ja vaaka-akselisissa voimaloissa lapojen määrät voivat vaihdella [27 (s. 47)]. Tässä työssä keskitytään 3-lapaisiin vaaka-akselisiin voimaloihin, koska ne ovat ylivoimaisesti yleisin tuulivoimalatyyppejä. Muita luokittelumenetelmiä ovat esimerkiksi käytetyn generaattorin tyyppi, vaihteistollinen tai suoravetoinen tehonsiirto, vakio- tai muuttuvapyörimisnopeuksinen roottori ja sakkaussäätö tai roottorinlapojen kallistuskulmiin perustuva säätö [53 (s. 4)]. Erityyppisiä tuulivoimaloita esitellään tarkemmin generaattorikonseptien yhteydessä luvussa 3, koska käytetyn generaattorin tyyppi on

vahvasti sidoksissa voimalan muihin ominaisuuksiin. Seuraavaksi käydään läpi perusasioita tuulivoimalan toiminnasta.

## 2.2.1 Tuulen teho ja sen hyödyntäminen

Tuulivoimala muuttaa tuulen liike-energiaa sähköenergiaksi siten, että tuuli kohdistaa roottorin lapoihin nostovoiman, joka saa roottorin pyörimään. Tällöin roottorin akseliin kohdistuva vääntömomentti pyörittää generaattoria joko vaihteiston välityksellä tai suoraan. Määritellään tuulen teho tuulen kineettisen energian aikaderivaattana, eli tuulen teho on

$$P_{\text{wind}} = \dot{E}_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2, \quad (2.1)$$

jossa  $\dot{m}$  on tuulen massavirta poikkipinnan  $A$  läpi ja  $v$  on tuulen nopeus [27 (s. 33)]. Kun massavirran paikalle sijoitetaan  $\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v$ , saadaan tuulen tehon yhtälö muotoon

$$P_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.2)$$

jossa  $\rho$  on ilman tiheys. Yhtälöstä huomataan, että tuulen teho on verrannollinen tuulen nopeuden kolmanteen potenssiin, mikä on tärkeä mitoituskijä tuulivoimaloiden suunnittelussa. Tästä johtuen tuulivoimalat suunnitellaan hyödyntämään tuulen energiaa vain, kun tuulen nopeus ylittää tietyn raja-arvon (*cut-in speed*), koska pienillä tuulen nopeuksilla energiantuotanto on erittäin alhaista [5 (s. 34–35)]. Tyypillinen raja-arvo on  $3\text{--}4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ . Nimellistehollaan voimalat alkavat toimia tyypillisesti tuulen nopeuksilla  $12\text{--}16 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  ja tätä suuremmilla tuulen nopeuksilla tehontuotanto pysyy vakiona, eli kaikkea saatavissa olevaa tuulentehoa ei hyödynnetä. Lisäksi tuulen nopeuden noustessa yli tietyn raja-arvon (*cut-out speed*), tuulivoimala ajetaan alas. Tyypillinen arvo on  $20\text{--}25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ . Vaikka yhtälön 2.2 mukaan suurilla tuulen nopeuksilla tuulen teho kasvaisi selvästi, ei voimaloita ole taloudellisesti järkevää mitoittaa kestämään harvinaisia erittäin voimakkaita tuulia. Lisäksi yhtälöstä 2.2 nähdään, että tuulen teho on suoraan verrannollinen poikki-pinta-alaan  $A$ . Roottorin halkaisija siis määrää sen, kuinka suurelta pinta-alalta tuulen tehoa saadaan hyödynnettyä.

Kuten jo aiemmin mainittiin, tuulen energiasta on hyödynnettävissä maksimissaan Betzin lain mukainen teoreettinen yläraja, eli 59,3 %. Tällöin teoreettinen maksimiteho, jonka tuulivoimala voi yhtälössä 2.2 määritellystä tuulen tehosta hyödyntää on

$$P_{\text{Betz}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_{p,\text{Betz}}, \quad (2.3)$$

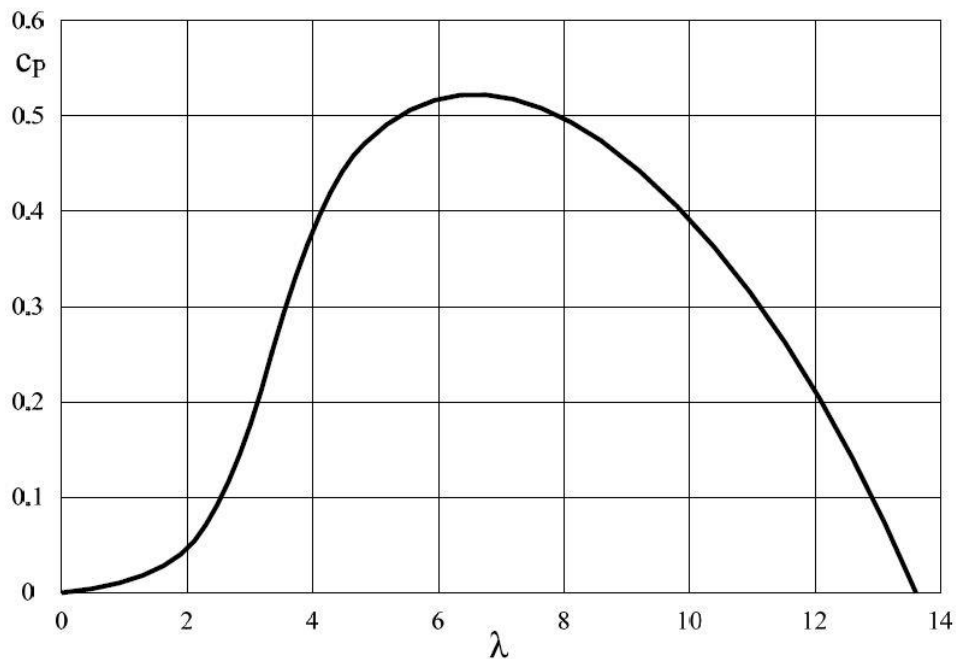


jossa tehokerroin on  $C_{p,Betz} = 16/27 = 0.593$  [27 (s. 34)]. Käytännön tuulivoimaloissa tehokertoimen arvo on selvästi teoreettista arvoa pienempi, mutta hyvällä lapasuunnittelulla voidaan päästä lähelle arvoa  $C_p = 0.5$ . Tyypillinen arvo suuren teholuokan tuulivoimaloissa on välillä 0.4–0.5.

Tehokertoimeen vaikuttaa lapojen kärjen nopeussuhde (*tip-speed ratio*). Se kertoo tuulivoimalan lavan kärjen pyörimisnopeuden suhteen tuulen nopeuteen ja se määritellään

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (2.4)$$

jossa  $\omega$  on roottorin kulmanopeus,  $R$  on roottorin säde ja  $v$  on tuulen nopeus [5 (s. 21)]. Suurella määrällä lapoja optimaalinen kärjen nopeussuhde on lähellä arvoa 1 (eli lavan kärjen nopeus on lähes sama kuin tuulen nopeus) ja kasvaa lapojen määrää vähennettäessä. Maksimihyötysuhde saavutetaan aina tietyllä optimaalisella kärjen nopeussuhteen arvolla [55 (s. 22)]. Monilapaisilla ratkaisulla maksimihyötysuhde jää alhaiseksi ja se saavutetaan jo alhaisilla pyörimisnopeuksilla. Monilapaisia (lapojen määrä kymmeniä) tuulimyllyjä käytetään esimerkiksi veden pumppaamiseen. Etuna saadaan suuri vääntömomentti alhaisilla pyörimisnopeuksilla. Sen sijaan sähköntuotantoon tarkoitetuissa roottoreissa lapoja on vähän, jolloin maksimihyötysuhde saavutetaan korkeammilla pyörimisnopeuksilla. 3-lapaisella ratkaisulla optimaalinen kärjen nopeussuhde on suuruusluokkaa 6–7 [9 (s. 229)]. Kuvassa 2.3 on esitetty esimerkki  $C_p/\lambda$  –käyrästä. Käyrän muoto, maksimihyötysuhde ja optimaalinen kärjen nopeussuhde riippuu tilanteesta edellä kuvatulla tavalla.

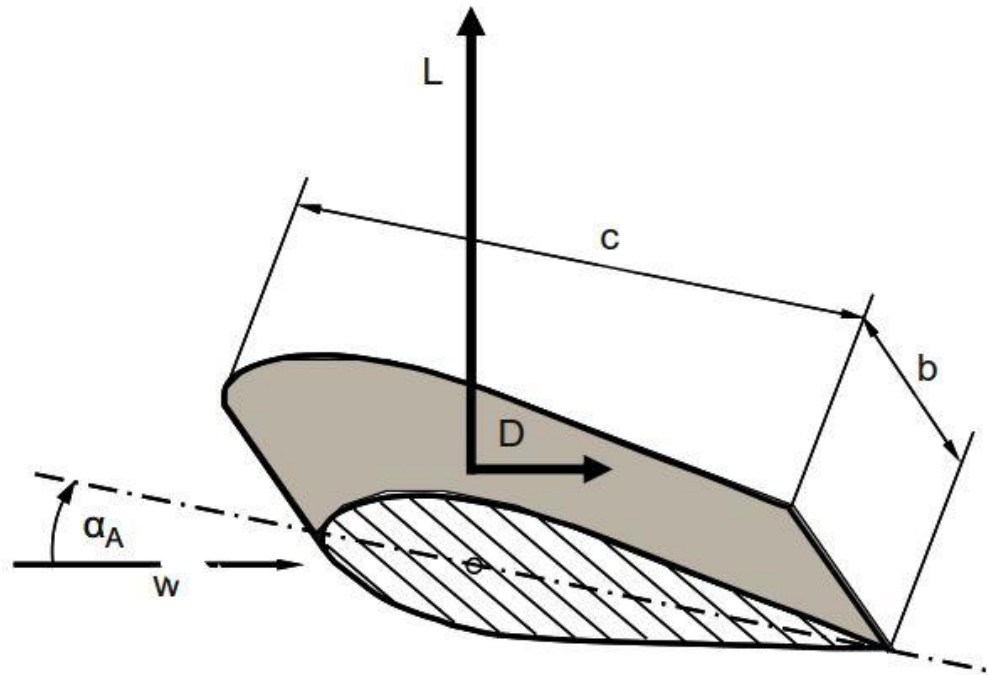


**Kuva 2.3** Esimerkki  $C_p/\lambda$  –käyrästä. [27 (s. 213)].

Sähkötuotannossa suurta kärjen nopeussuhdetta tarvitaan roottorin yhteensovittamiseksi generaattorin kanssa. Lisäksi pienellä määrällä lapoja maksimihyötysuhde on korkeampi verrattuna monilapaisiin tuulimyllyihin [55 (s. 22)]. Pieni määrä lapoja on myös taloudellisesta näkökulmasta parempi ratkaisu, koska roottorin kustannukset koko tuulivoimalan kustannuksista ovat 20–25 % [27 (s. 50)]. Vaikka myös 1- ja 2-lapaisia voimaloita on olemassa ja niissä lapojen kustannukset ovat alhaisemmat, syy 3-lapaisten voimaloiden yleisyyteen perustuu niiden stabiilimpaan pyörimiseen. Massan ja voima-vaikutusten jakautuminen on 3-lapaisessa roottorissa tasaisempaa kuin 1- tai 2-lapaisissa ratkaisuisissa ja komponentit rasittuvat vähemmän. Lisäksi 3-lapaisten roottorin pyöriminen on visuaalisesti rauhallisempaa verrattuna nopeammin pyöriviin 2- tai 1-lapaisiin roottoreihin, jotka myös tuottavat enemmän ääntä.

## 2.2.2 Roottorin lapaprofiili

Tuulen roottorin lapoihin kohdistava voima voidaan jakaa nostovoimaan (*lift force*) ja vastusvoimaan (*drag force*) [55 (s. 27)] [27 (s. 40)]. Nostovoima vaikuttaa tuulen suuntaan nähden kohtisuorassa tasossa, jolloin se pyrkii pyörittämään roottorin lapoja. Vastusvoima vaikuttaa tuulen suuntaisesti, jolloin se pyrkii vääntämään lapoja taaksepäin, mikä aiheuttaa rakenteisiin mekaanista rasitusta. Nostovoima on seurausta ilmanpaineen epätasapainosta roottorin lavan ylä- ja alapinnalla [53 (s. 96)]. Vastusvoima on seurausta sekä ilmavirtauksen ja lavan pinnan välisestä kitkavoimasta että ilmanpaineen epätasapainosta lavan etu- ja takaosassa. Lapasuunnittelussa pyritään nostovoiman maksimointiin ja vastusvoiman minimointiin. Tämä saadaan aikaan lapaprofiilin muotoilulla. Virtaviivaisen lavan poikkileikkaus muistuttaa vesipisaraa, kuten kuvasta 2.4 nähdään. Todellisuudessa tuulivoimaloissa käytetyt lapaprofiilit vaihtelevat käyttötilanteen mukaan ja voivat olla kuvassa esitettyä monimutkaisempia, mutta perusidea on sama. Profiilin pyöreä pää (*leading edge*) kohdistetaan tuulen suuntaan ja tuuli irtoaa lavasta sen terävässä päässä (*trailing edge*). Kuvassa näkyvät myös nostovoima  $L$ , vastusvoima  $D$  ja kohtauskulma  $\alpha_A$  (*angle of attack*), jossa tuuli kohtaa lapaprofiilin. Kohtauskulma määritellään suhteessa lapaprofiilin jänneviivaan (*chord line*). Kuvassa jänneviivan pituutta on merkattu  $c$ :llä.



**Kuva 2.4** Lapaprofiili, kohtauskulma ja nosto- sekä vastusvoimat [27 (s. 175)].

Kohtauskulman arvon ollessa  $\alpha_A = 0^\circ$ , tuuli ei kohdistu lapaan nostovoimaa, jolloin lapa ei pyöri [27 (s. 175)]. Positiivisen nostovoiman synnyttäminen vaatii nollasta poikkeavan kohtauskulman arvon. Sekä nostovoima  $F_L$  että vastusvoima  $F_D$  riippuvat kohtauskulmasta ja ne määritellään

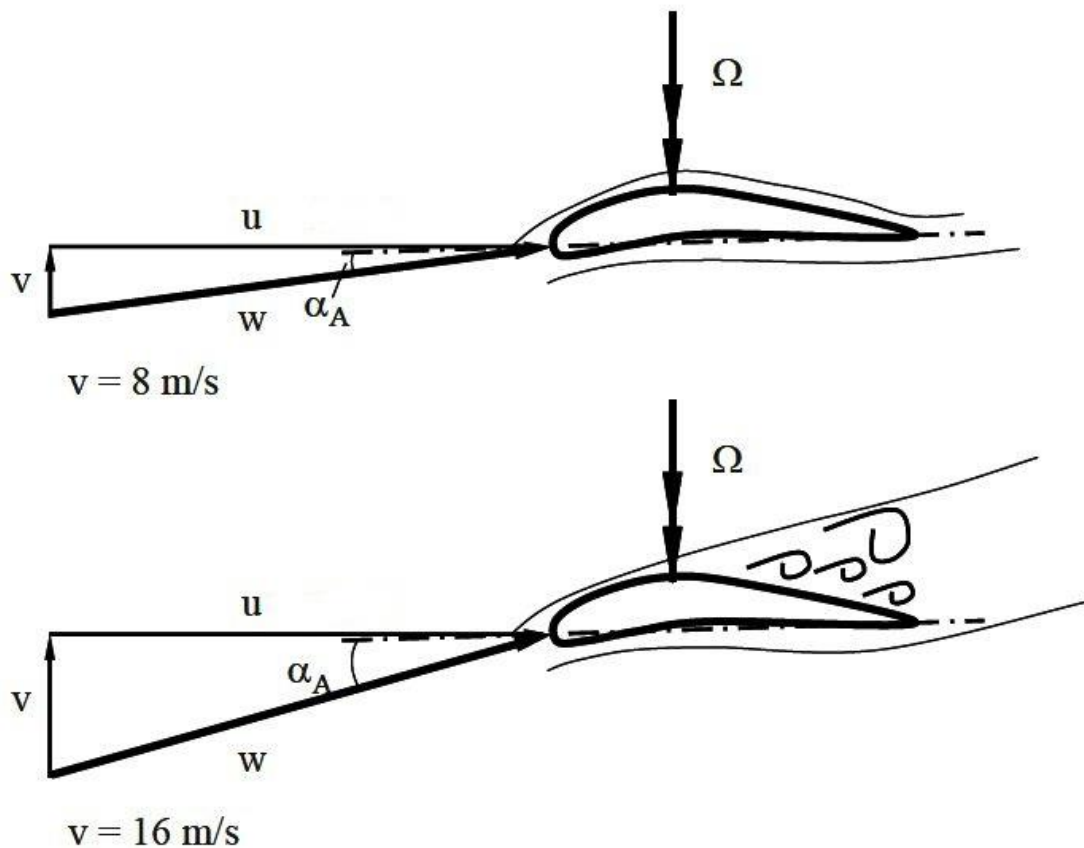
$$F_L = C_L \frac{1}{2} \rho A_{\text{lapa}} v^2 \quad (2.5)$$

ja

$$F_D = C_D \frac{1}{2} \rho A_{\text{lapa}} v^2, \quad (2.6)$$

joissa kertoimet  $C_L$  ja  $C_D$  ovat nosto- ja vastusvoimaa vastaavat kertoimet ja  $A_{\text{lapa}} = bc$  kuvan 2.4 merkinnöillä. Molemmat kertoimista  $C_L$  ja  $C_D$  ovat verrannollisia kohtauskulmaan  $\alpha$  ja ne määritetään kokeellisesti tuulitunnelitesteillä testattavalle lapaprofiilille [55 (s. 26)]. Moderneilla virtaviivaisilla lapaprofiileilla ja pienillä kohtauskulman arvoilla ( $\alpha_A < 15^\circ$ ) kerroin  $C_D$  on hyvin pieni ja suhde  $C_D/C_L$  on välillä 0.01 – 0.20 [27 (s. 40)]. Lisäksi pienillä kohtauskulman arvoilla kerroin  $C_L$  kasvaa lineaarisesti kohtauskulman kasvaessa. Vastusvoima kasvaa selvästi vasta kohtauskulmaa  $15^\circ$  suuremmilla arvoilla, mutta tarkka arvo riippuu aina käytössä olevan lapaprofiilin ominaisuuksista. Vastusvoiman kasvu johtuu siitä, että ilmavirtaus ei enää pysy kiinni lapaprofiilin yläreunassa, mikä aiheuttaa samalla nostovoiman selvän pienenemisen. Kohtauskulman arvoa, jolla virtaus alkaa irrota lapaprofiilin yläreunasta, sanotaan *sakkaus pisteeksi*.

Tuulivoimalan lapojen kokema tuuli on niin sanottua *suhteellista tuulta*. Lapojen kokema tuuli on yhdistelmä ulkoisesta tuulesta sekä lapojen liikkeestä aiheutuvasta ilmavirrasta [55 (s. 26)]. Lapojen ja tuulen välistä kohtauskulmaa mitoittaessa täytyy ottaa huomioon nimenomaan suhteellisen tuulen ja lavan välinen kulma. Kuvassa 2.5 lapojen sakkaamista on esitetty suhteellisen tuulen avulla. Kuvassa suhteellista tuulta on merkattu  $w$ :llä, ulkoista tuulen nopeutta  $v$ :llä ja lavan kehänopeutta  $u$ :lla. Ylemmässä kuvassa ulkoinen tuulen nopeus on 8 m/s, jolloin ilmavirtaus pysyy kiinni lapaprofiilin yläreunassa. Alemmassa kuvassa ulkoinen tuulen nopeus on noussut arvoon 16 m/s ja lapojen kehänopeus on pysynyt vakiona. Tällöin suhteellisen tuulen ja lavan jänneviivan välinen kohtauskulma on kasvanut suuremmaksi, jolloin ilmavirtaus ei enää pysy kiinni lapaprofiilin yläreunassa ja lapa sakkaa.



**Kuva 2.5** Ilmavirtauksen irtoaminen lapaprofiilista sakkauspistettä suuremmilla kohtauskulman arvoilla [27 (s. 52)].

Roottorin ollessa paikallaan, lavat kokevat vain ulkoisen tuulen vaikutuksen, jolloin kohtauskulma pysyy samana koko lavan pituudella. Roottorin pyöriessä lavan kokema suhteellinen tuuli kuitenkin muuttuu etäisyyden funktiona lavan tyvestä mitattuna. Lavan kärki liikkuu suuremmalla kehänopeudella verrattuna lavan tyveen, joten suhteellisen tuulen ja kohtauskulman arvot riippuvat etäisyydestä lavan tyvestä. Tästä johtuen

tuulivoimalan lapoja kierteistetään pituusakselin suuntaisesti siten, että kohtauskulma saadaan pysymään mahdollisimman lähellä optimaalista arvoa koko lavan pituudella.

### 2.2.3 Tuulivoimaloiden tehonsäätömenetelmät

Tuulivoimaloiden tehonsäätömenetelmät perustuvat joko sakkaussäätöön (*stall*) tai lapakulmien säätöön (*pitch*) [37 (s. 106); 40 (s. 679)]. Näihin perustuvia tehonsäätömenetelmiä on kolme erilaista: passiivinen sakkaussäätö, aktiivinen lapakulmien säätö ja aktiivinen sakkaussäätö. Tehonsäätömenetelmien päätehtävä on tehontuotannon rajoittaminen korkeilla tuulenopeuksilla. Rajoitusta tarvitaan ehkäisemään korkeiden tuulenopeuksien aiheuttamaa rasitusta voimalan rakenteisiin ja toisaalta siksi, ettei tuulivoimalan roottorilta saatava teho ylitä generaattorin nimellistehoa.

#### Passiivinen sakkaussäätö

Yksinkertaisin tehonsäätömenetelmä perustuu passiiviseen sakkaussäätöön, jossa lavat suunnitellaan sakkaamaan ”automaattisesti” tietyn tuulenopeuden ylittyessä. Kyseinen säätömenetelmä mahdollistaa lapojen asentamisen kiinteästi roottorin napaan. Tätä säätömenetelmää käytetään vakionopeudella toimivissa pienen kokoluokan voimaloissa (alle megawattiluokan voimalat). Vielä 1990-luvulla passiivinen sakkaussäätö oli yleisin tuulivoimaloiden tehonsäätömenetelmä, koska vakionopeudella toimivat voimalat hallitsivat markkinoita. Voimalan roottorin pyöriessä vakionopeudella ulkoisen tuulenopeuden kasvu kasvattaa lapojen kohtauskulmaa, kuten kappaleessa 2.2.2 esitettiin. Tuulenopeuden noustessa tietyn raja-arvon yli, kohtauskulma nousee yli sakkaus pisteen ja lavat sakkaavat. Tällöin nostovoima käytännössä häviää ja tehontuotanto loppuu. Näin lavat saadaan suojattua liian korkeiden tuulenopeuksien aiheuttamilta vaurioilta.

Hyvänä puolena passiivisessa sakkaussäädössä on toiminnan yksinkertaisuus. Säätömenetelmä toimii ilman ulkoista valvontaa tai tuulenopeuden mittausta. Lisäksi roottorin rakenne saadaan pidettyä yksinkertaisena lapojen kiinteän asennuksen ansiosta. Toisaalta yksinkertaisuudesta seuraa myös se, että voimalan tuottama teho riippuu täysin tuulenopeudesta, eikä roottorin optimoiminen eri tuulenopeuksille ole mahdollista.

#### Aktiivinen lapakulmien säätö

Käytettäessä aktiivista lapakulmien säätöä, lavat on suunniteltu ja asennettu niin, että niiden kääntäminen pitkä akselinsa ympäri on mahdollista. Kyseistä konseptia käytetään muuttuvanopeuksissa voimaloissa, ja se on nykyään yleisin tuulivoimaloiden tehonsäätömenetelmä [37 (s. 109)]. Vielä 1990-luvulla sakkaussäätöön perustuvat voimalat hallitsivat markkinoita, mutta esimerkiksi vuonna 2006 lapakulmien säätöön perustuvia voimaloita oli jo nelinkertainen määrä sakkaussäätöön perustuviin ratkaisuihin verrattuna. [40 s. 680]. Nykyään lähes kaikki uusista voimaloista käyttävät tätä säätö-

menetelmää. Periaatteena on lapojen kohtauskulman aktiivinen säätäminen optimaaliseen arvoon tuulennopeuden muuttuessa. Alhaisilla tuulennopeuksilla lapakulmaa kasvatetaan nostovoiman ja tehontuotannon maksimoimiseksi. Sen sijaan suurilla tuulennopeuksilla (yli nimellisnopeuden) lapakulmaa pienennetään niin, että tehontuotanto ei enää kasva nimellisarvosta. Tällöin kaikkea tuulen tehoa ei hyödynnetä, vaan pidetään voimalan tehontuotanto nimellisnopeutta vastaavassa arvossa. Tämä mahdollistaa tehontuotannon nimellisnopeuden ylittävillä arvoilla ilman, että voimalan rakenteisiin kohdistuu ylimääräistä raskautta. Käytännössä lapakulman säätö tapahtuu automaattisten tuulennopeusanturien ja elektronisen ohjausjärjestelmän avulla.

Aktiivinen lapakulmien säätö on selvästi kehittyneempi ja käytännöllisempi menetelmä passiiviseen sakkaussäätöön verrattuna, koska roottorin tuottama teho voidaan aina optimoida ulkoisen tuulennopeuden mukaan. Toisaalta roottorin rakenne muuttuu monimutkaisemmaksi käännettävien lapojen seurauksena. Lisäksi aktiiviset mittaus- ja ohjausjärjestelmät nostavat voimalan kustannuksia.

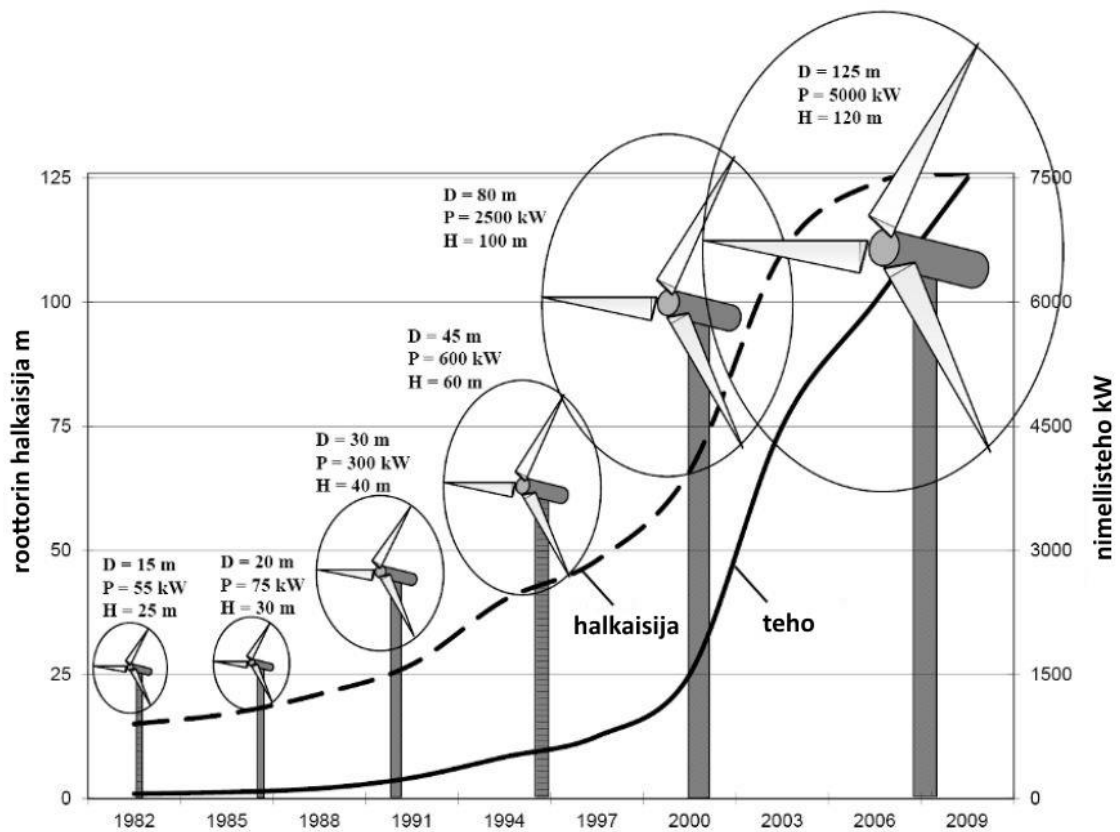
### **Aktiivinen sakkaussäätö**

Kolmas tehonsäätömenetelmä perustuu aktiiviseen sakkaussäätöön, jossa yhdistyy edellä esitetyt tehonsäätömenetelmät. Alhaisilla tuulennopeuksilla lapakulmia säädetään maksimoimaan tehontuotanto samalla tavalla kuin edellä esitetyssä menetelmässä. Sen sijaan nimellisnopeuden ylittävillä nopeuksilla aktiivinen sakkaussäätö toimii päinvas-toin kuin aktiivisen lapakulmien säädön tapauksessa. Kohtauskulman pienentämisen sijaan lapojen kohtauskulmaa kasvatetaan niin, että lavat sakkaavat hallitusti. Menetelmän hyöty perustuu siihen, että aktiivisella sakkaamisella osa lavasta voidaan saattaa sakkauspisteeseen, mutta loppuosaan lavasta kohdistuu edelleen nostovoima ja tehontuotanto saadaan pidettyä yllä.

Aktiivista sakkaussäätöä ovat käyttäneet 1-2 MW voimaloissa lähinnä tanskalainen Vestas ja saksalainen Siemens [71]. Parhaimmillaan tätä säätömenetelmää käyttävien voimaloiden markkinaosuus uusista voimaloista oli noin 13 % vuonna 2005. Tämän jälkeen markkinaosuus on laskenut tasaisesti aktiiviseen lapakulman säätöön perustuvan säätömenetelmän hallitessa markkinoita.

## **2.3 Teholuokka ja sen kasvattamiseen liittyvät ongelmat**

Tuulivoimaloiden yksikkötehot ja roottorien halkaisijat ovat kasvaneet nopeasti 1980-luvulta alkaen. Viime vuosina kasvu on hidastunut. Käytettyjen teknologioiden fyysiset ja taloudelliset rajoitteet hidastavat yksikkökokojen kasvun jatkumista yhtä nopeana. Kuvassa 2.6 on esitetty roottorin halkaisijan ja yksikkötehojen kehitystä 1980-luvun alusta vuoteen 2010.



*Kuva 2.6 Suurimpien tuulivoimaloiden rottorien halkaisijoiden ja yksikkötehojen kehitys 1982-2010 [27 (s. 107)].*

Nykyään viisi suurinta tuuliturbiinien valmistajaa ovat saksalainen Siemens, yhdysvaltalainen General Electrics, tanskalainen Vestas, kiinalainen Goldwind ja saksalainen Enercon [86]. Vuonna 2014 nämä yritykset vastasivat yhteensä noin 50 %:sta uusien tuulivoimaloiden asennuksista. Kyseisiltä valmistajilta on saatavilla suuren teholuokan voimaloita sekä onshore- että offshore-käyttöön. Teholuokiltaan tyypilliset nykyään asennettavat voimalat ovat 1,5–4 MW, joissa tyypilliset rottorien halkaisijat ovat välillä 90–130 metriä. Myös 5–8 MW voimaloista on olemassa useita malleja eri valmistajilta, mutta ne ovat pääasiassa yksittäisiä prototyyppisiä. Näistä suurin on Vestas-V164-8 MW (rottorien halkaisija 164 m), joka kytkettiin verkkoon tammikuussa 2014. Kyseessä on offshore-voimala, kuten lähes kaikki suuren kokoluokan testikäytössä olevat voimalat. Poikkeuksena on Enerconin E126-7,5 MW onshore-voimala. [20]. Kyseinen Enerconin voimala on kaupallisilla markkinoilla ja niitä on asennettuna yli 30.

### 2.3.1 Onshore-voimalat

Onshore-voimalat hallitsevat markkinoita eikä suurta muutosta ole tiedossa vielä lähivuosina. Ne edustavat vakiintunutta teknologiaa, joka on kehittynyt tasaisesti 80-luvulta lähtien. Voimaloiden teholuokat eivät enää viime vuosina ole kasvaneet yhtä nopeasti

kuin vielä 2000-luvun alkupuolella. Syynä ovat muuan muassa maankäytölliset ongelmat, tuulisuuden tarkka mittaaminen sijoituspaikkoja kartoittaessa, konehuoneiden massan kasvu, tornien korkeuden kasvu ja näihin liittyvät käytännön ongelmat, kun teholuokkaa pyritään kasvattamaan entisestään. Enerconin E126-7,5 MW voimalaa lukuun ottamatta muiden yli 5 MW voimaloiden keskittyminen offshore-sektorille viittaa siihen, että teholuokan kasvu onshore-puolella pysyy jatkossa maltillisena.

Maalla sijaitsevilla voimaloilla yhtenä ongelmana yksikkötehojen kasvattamisessa on tuulisuuden turbulentsisuus lähellä maanpintaa. Tehokkaampi tuulen hyödyntäminen vaatii tuulivoimalan napakorkeuden kasvattamisesta entisestään, jolloin voidaan hyödyntää kauempina maanpinnasta vallitsevia parempia tuuliolosuhteita. Toisaalta tuulisuuden mittaaminen korkealla maanpinnasta asettaa omat haasteensa hyvien tuuliolosuhteiden paikantamiselle. Tuulisuuden tarkkaan mittaamiseen yli 80 metrin korkeudessa voidaan käyttää LIDAR (*Light Detection and Ranging*) tai SODAR (*Sonic Detection and Ranging*) menetelmiä [56]. Menetelmillä tuulisuutta voidaan mitata maanpinnalta käsin, mutta ne vaativat vielä lisäkehitystä. Esimerkiksi LIDARilla tuulennopeuden mittaaminen on tarkkaa, mutta turbulentsisuuden voimakkuuden mittaaminen rajallista. Lisäksi laitteiden käyttöön vaikuttaa mittausta paikan pinnanmuodot ja mahdollinen sade ja sumu.

Kun roottorin halkaisijaa ja voimalan tehoa kasvatetaan, täytyy myös tornit rakentaa entistä korkeammiksi. Samalla tornin korkeuden suhde roottorin halkaisijaan pienenee. Suuren kokoluokan voimaloissa roottorin halkaisijan ollessa yli 120 metriä, tornin korkeus ja roottorin halkaisija ovat tyypillisesti lähes samat [40]. Esimerkiksi Enerconin E126-7,5 MW voimalassa tornin korkeus on 135 m ja roottorin halkaisija 127 m [20]. Tornit rakennetaan teräksestä ja betonista tai niiden yhdistelmästä [56]. Varsinkin suuren teholuokan voimaloissa betonia joudutaan käyttämään ainakin tornien alaosissa, koska täysin teräksestä valmistettujen tornien halkaisija olisi logistiikan kannalta liian suuri. Suurimpien voimaloiden tapauksessa valmiiden turbiinien kuljetus voidaan välttää kokoamalla turbiini vasta asennuspaikalla. Tällöin ainakin osa tornista on valmistettava betonista. Betonista valmistettujen tornien elinikä on teräksestä valmistettuja pitempi. Toisaalta betonin käyttö nostaa voimalan investointikustannuksia logistiikkaongelmien ja työvoimakustannusten takia. Tornien korkeuden ja massan kasvun lisäksi teholuokan kasvaessa suurempien generaattorien ja vaihteistojen tarve nostavat voimalan konehuoneen kokoa ja massaa teholuokkaan verrannollisesti. Tämä luonnollisesti vaikeuttaa osien logistiikkaa asennuspaikalle, sekä konehuoneen nostamista tornin päähän, jos turbiini kootaan vasta asennuspaikalla. Tuulivoimaloiden generaattorikonseptejä käydään tarkemmin läpi luvussa 3 ja suuren teholuokan tuulivoimageneraattorin dimensioihin palataan myöhemmin pohjustuksena suprajohdegeneraattorin suunnittelulle luvussa 5.



Teholuokan ja roottorin halkaisijan kasvaessa myös lapojen materiaalien valinta vaikeutuu. Perinteisesti lavat on valmistettu epoksilla vahvistetusta lasikuidusta ja pienistä määristä puuta ja hiilikuituja [56]. Lapojen pituuksien kasvaessa kalliin hiilikuidun määrä lavoissa on kasvanut, koska sen avulla lavoista voidaan valmistaa stabiilimpia suurempiin voimaloihin. Lapojen materiaalit riippuvat kuitenkin vahvasti tilanteesta ja esimerkiksi Enerconin E-126 turbiini käyttää pelkäästä lasikuidusta valmistettuja lapoja.

Teknisten ongelmien lisäksi onshore-voimaloiden teholuokan kasvuun vaikuttaa maankäytölliset ja sosioekonomiset näkökulmat. Voimaloiden aiheuttama melu ja visuaaliset haitat kasvavat teholuokan ja fyysisten dimensioiden kasvaessa. Nämä näkökulmat rajataan tämän työn puitteissa tarkemman tarkastelun ulkopuolelle.

### 2.3.2 Offshore-voimalat

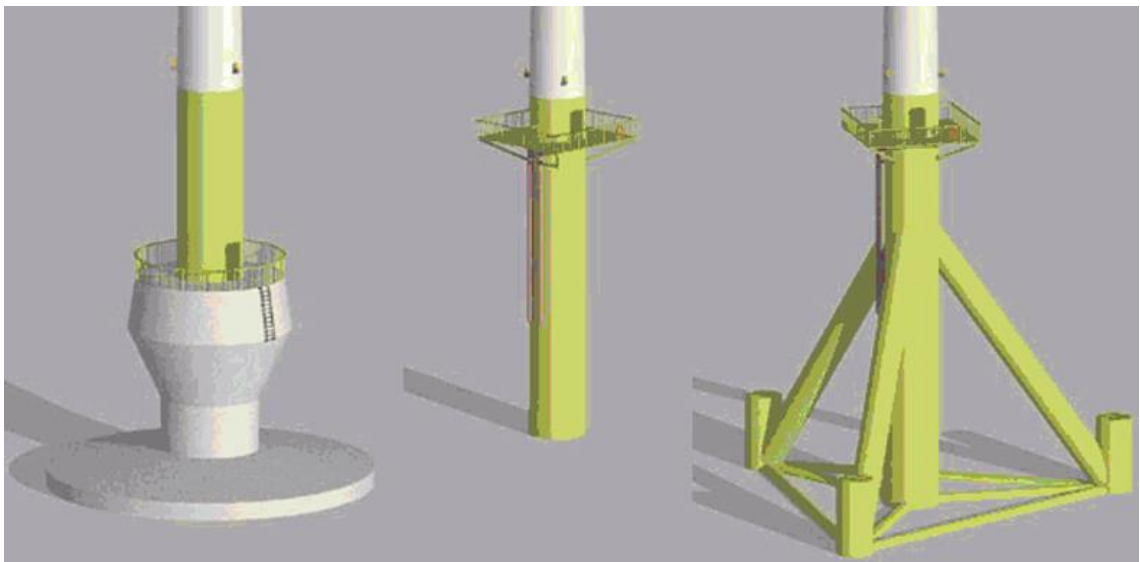
Offshore-voimalat edustavat kehittyvää teknologiaa, jonka käytöstä on vasta vähän kokemusta verrattuna perinteisiin onshore-voimaloihin. Kiinnostus merellä sijaitsevia voimaloita kohtaan on kuitenkin kasvussa useasta syystä. Merellä tuulisuus on keskimäärin noin 25 % voimakkaampaa kuin maalla ja onshore-voimaloista poiketen maanpinnan aiheuttama tuulen turbulentsisuus ei ole haittaamassa voimalan toimintaa [83]. Tästä syystä voimaloiden tornien ei tarvitse olla yhtä korkeita kuin maalla sijaitsevilla voimaloissa. Vähäinen turbulentsisuus vähentää myös voimalan rakenteisiin kohdistuvia rasituksia. Lisäksi suurempien yksikkökokojen aiheuttama melu, visuaaliset ongelmat ja maankäyttöön liittyvät näkökulmat eivät ole ongelma offshore-puolella.

Ensimmäiset merellä sijaitsevat voimalat rakennettiin 1990-luvun alussa, mutta käytännössä kaikki nykyiset suuren teholuokan offshore-voimalat on rakennettu 2000-luvulla. GWEC:n vuotta 2014 koskevan raportin mukaan offshore-voimaloita oli asennettuna yhteensä 8 759 MW edestä vuoden 2014 lopussa [34 (s. 52)]. Määrä on noin 2 % kaikista tuulivoimaloista. Yli 90 % nykyisistä offshore-voimaloista sijaitsee Euroopassa ja Iso-Britannia on johtava offshore-maa. Vuoden 2014 lopussa yli puolet maailman offshore-voimaloista sijaittivat Iso-Britannian rannikoilla. Tuulivoimayrityksistä Siemens hallitsee offshore-markkinoita. Vuoden 2014 lopussa 65 % kaikista asennetuista offshore-voimaloista oli Siemensin toimittamia, 20 % Vestasin ja loput pienempien toimijoiden.

Vaikka offshore-voimaloiden markkinaosuus on vielä pieni, suuren teholuokan testihankkeet viittaavat siihen, että tulevaisuudessa teholuokan kasvu tulee tapahtumaan offshore-puolella. Potentiaalista huolimatta uuteen teknologiaan liittyy useita ongelmia [40]. Suurin ongelma on kalliit investointi-, ylläpito- ja huoltokustannukset. Voimalan käyttöönotto ja verkkoon kytkeminen on merellä kallista ja voimalan on kestävä muun muassa aaltojen, vedenpinnan vaihtelujen ja meriveden suolaisuuden aiheuttamia

rasituksia [27 (s. 521)]. Lisäksi datan kerääminen merenpohjan muodoista voimalan perustuksia varten on vaikeaa. Toisaalta voimaloiden on oltava erittäin luotettavia, koska huoltotyöt merellä sijaitseviin kohteisiin ovat vaikeasti toteutettavia ja kalliita. Offshore-voimaloissa käytönaikaisen ylläpidon ja huollon kustannukset ovat 20–25 % voimalan tuotosta (onshore-voimaloilla 10–15 %) [50]. Kyseisten näkökulmien takia offshore-voimaloiden yksikkötehot pyritään maksimoimaan. Tällöin yksittäisillä voimaloilla saadaan tuotettua mahdollisimman paljon tehoa investoitua pääomaa ja ylläpito-kustannuksia kohden.

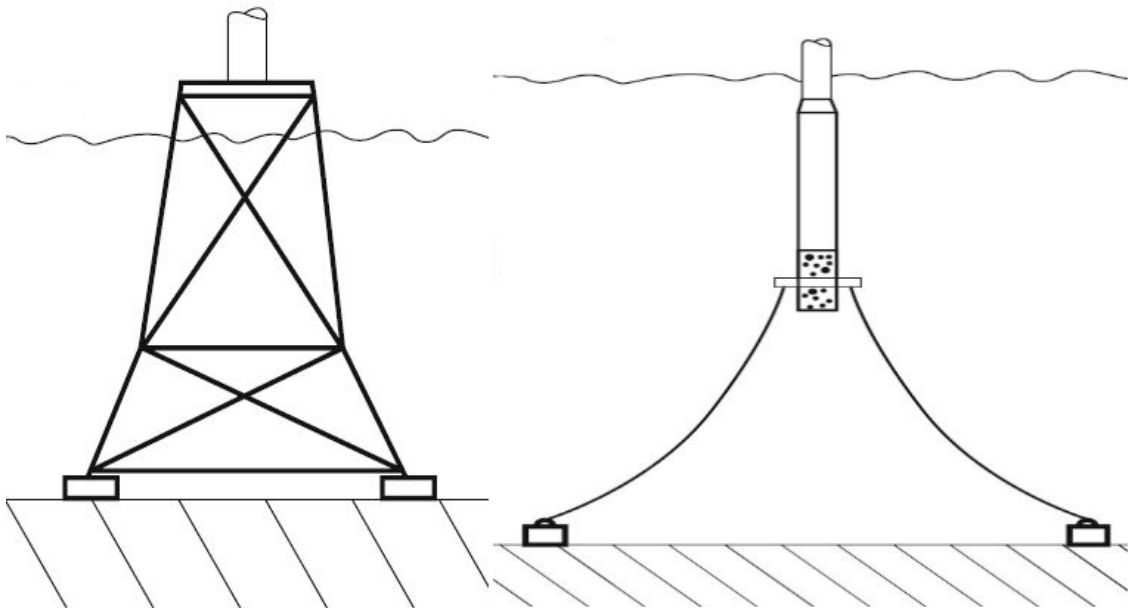
Offshore-voimalan perustusten tyyppi riippuu siitä, miten syvään veteen voimala asennetaan. Perustukset asettavat omat haasteensa teholuokan kasvuille, koska tuulisuus kasvaa kauempana rannasta, jolloin myös veden syvyys kasvaa. Matalissa vesissä (syvyys alle 5 m), voidaan käyttää *gravity-based*-konseptia [37 (s. 682)]. Tällöin merenpohjaan upotetaan massiivinen satoja tonneja painava betoniosista tehty rakennelma, jonka päälle tuulivoimala kiinnitetään. Huonona puolena on se, että merenpohja on tasoitettava ennen perustusten asennusta. Syvemmissä vesissä kyseinen perustus ei ole taloudellisesti järkevä, koska tarvittavan rakenteen massa kasvaa noin toiseen potenssiin verrannollisesti veden syvyyden kasvaessa. Kuvassa 2.7 on vasemmalla esitetty kyseinen gravity-based perustus.



**Kuva 2.7** Erilaisia offshore-voimaloiden perustuksia. Vasemmalla *gravity-based*-, keskellä *monopile*- ja oikealla *tripod*-tyyppinen perustus [74 (s. 172)].

Syvemmissä vesissä (noin 30 metrin syvyyteen asti) käytetään *monopile*- tai *tripod*-rakenteita [37 (s. 683)]. Yksinkertaisessa *monopile*-rakenteessa teräsputki isketään merenpohjaan 10–20 metrin syvyyteen, ja tuulivoimala asennetaan putken päähän. Rakenne värähtelee mekaanisesti samalla taajuudella tuulivoimalan kanssa, mikä vähentää

tuulivoimalan rakenteisiin kohdistuvaa rasitusta. Toisaalta perustusten värähtelyn takia kyseistä rakennetta ei voida käyttää yli 25 metrin syvyisissä vesissä. Tästä johtuen veden syvyyden ollessa noin 25–30 metriä, käytetään tripod- (tai quadropod-) rakennetta, jossa keskimmainen teräsputki on tuettu ohuemmillä teräsputkilla. Kyseinen ratkaisu mahdollistaa perustusten kiinnittämisen stabiilisti myös epätasaiseen merenpohjaan, mutta se on monopile-perustusta kalliimpi. Kuvat monopile- ja tripod-perustuksista on esitetty kuvassa 2.7 keskellä ja oikealla.



**Kuva 2.8** Jacket- ja floating-tyyppiset perustukset [37 (s. 686-687)].

Jos tuulivoimala asennetaan yli 30 metrin syvyiseen veteen, voidaan perustuksena käyttää *jacket*-tyyppistä rakennetta, jonka periaatekuva on esitetty kuvassa 2.8 vasemmalla [37 (s. 686)]. Rakenteen käytöstä on paljon kokemusta erilaisista merellä sijaitsevista rakennelmista, joten sen käyttö myös offshore-tuulivoimalan yhteydessä on perusteltua silloin, kun vesi on liian syvää edellä esitellyille perustusrakenteilla. Kyseistä perustusrakennetta on hyödynnetty esimerkiksi Ison-Britannian Beatricessa, jossa kahdesta 5 MW tuulivoimalaista koostuva tuulipuisto on asennettuna 40 metrin syvyiseen veteen 25 km päähän rannikosta [95].

Vielä syvemmissä vesissä (yli 60 m) tällainenkaan rakenne ei ole taloudellisesti toteutettavissa, joten ainoaksi vaihtoehdoksi jää kelluva perustusrakenne [95]. Erilaisia konsepteja on tutkittu, mutta perusidea on kaapeleilla merenpohjaan kiinnitetty kelluva tukirakenne, jonka päälle tuulivoimala asennetaan. Periaatekuva on esitetty kuvassa 2.7 oikealla, jossa kelluva rakenne on monopile-tyyppinen. Kelluvalle perustukselle asennettuja tuulivoimaloita on rakennettu yksittäisiin testihankkeisiin ja siihen liittyvästä teknologiasta on erittäin vähän kokemusta. Jos kyseinen perustusrakenne saadaan tulevaisuudessa kehitettyä luotettavaksi ja taloudelliseksi vaihtoehdoksi, voidaan sen avulla

hyödyntää kaukana rannasta sijaitsevia voimakkaampia merituulia. Tämä voisi osaltaan mahdollistaa suurempitehoisten voimaloiden käyttöä.

### 3. TUULIVOIMALOIDEN GENERAATTORIKONSEPTIT

Tässä luvussa esitellään tuulivoimaloissa käytettyjä generaattorikonsepteja. Kappaleessa 3.1 esitellään lyhyesti erilaisten generaattorien toimintaperiaatetta. Kappaleessa 3.2 tarkastellaan millaisia generaattoreita käytetään erityyppisissä tuulivoimaloissa. Eri konseptien välistä vertailua ja taloudellisia näkökulmia tarkastellaan kappaleessa 3.3

#### 3.1 Generaattorityypit

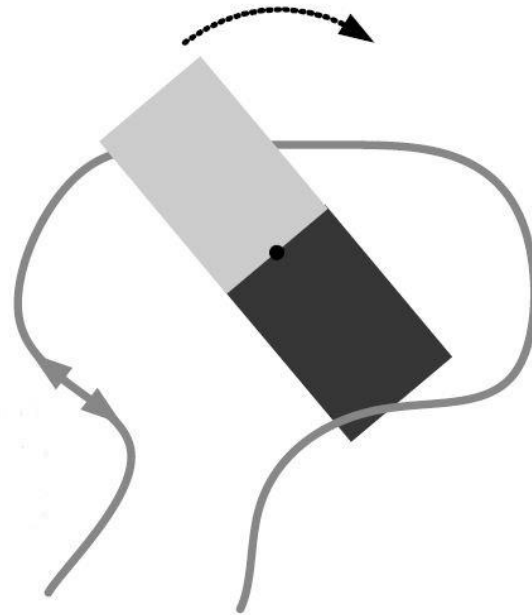
Generaattori muuttaa mekaanista energiaa sähköenergiaksi sähkömagneettisen induktion avulla [80 (s. 85)]. Kun sähköiseen varaukseen kohdistuu muuttuva magneettikenttä, varaus kokee voiman, joka saa sen liikkeelle. Kun muuttuva magneettikenttä kohdistuu johtavaan materiaaliin, esimerkiksi metallijohteeseen, kaikki johteessa olevat elektronit kokevat kyseisen voiman. Tällöin voimaa sanotaan *sähkömotoriseksi voimaksi (smv)*, joka indusoi johteeseen jännitteen. Jos johteen päät on kytketty ulkoiseen kuormaan, indusoituneen jännitteen ansiosta johteessa alkaa kulkea virta.

Induktiota mallinnetaan Maxwellin yhtälöihin kuuluvalla Faradayn induktiolailla

$$\nabla \times \mathbf{E} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}, \quad (3.1)$$

jossa  $\mathbf{E}$  on sähkökentän voimakkuus ja  $\mathbf{B}$  on magneettivuontiheys. Faradayn lain mukaan magneettivuontiheyden muutos synnyttää sähkökentän pyörteen.

Yksinkertaisimmillaan generaattorin toiminta siis perustuu johdinsilmukan kokemaan ulkoisen magneettikentän muutokseen. Magneettikentän muutos suhteessa johdinsilmukkaan saadaan aikaan joko liikuttamalla johdetta muuttumattomassa magneettikentässä tai kohdistamalla paikallaan pysyvään johdinsilmukkaan muuttuva magneettikenttä. Kuvassa 3.1 esitetty yksinkertainen generaattori saadaan aikaan esimerkiksi pyörittämällä kestopagneettia virtasilmukan sisällä [80 (s. 87)].



**Kuva 3.1** Yksinkertainen generaattori [80 (s. 87)].

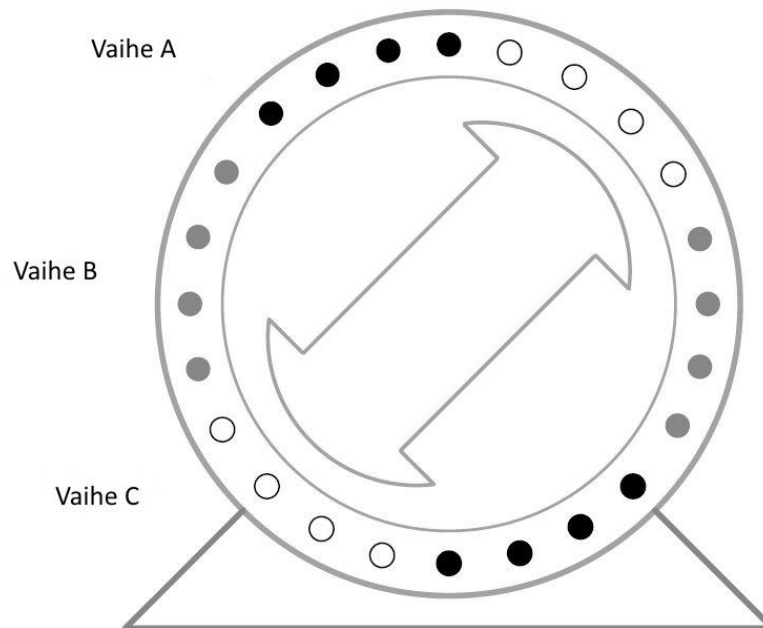
Käytännön generaattoreissa yksittäisen virtasilmukan tilalla on useista johdinsilmukoista koostuvat 3-vaiheiset käämitykset, joihin jännite indusoituu. Näin sähkömotorinen voima saadaan moninkertaiseksi yhden johdinsilmukan käyttöön verrattuna. Lisäksi kestomagneettien sijasta myös magneettikenttä tuotetaan tyypillisesti sähköisesti magnetointikäämitysten avulla. Kestomagneettigeneraattoreita käytetään erikoistapauksissa, esimerkiksi tietynlaisissa tuulivoimaloissa.

Esitellään seuraavaksi erilaiset generaattoryypit. Lähes kaikki perinteinen sähköntuotanto perustuu sähköisesti magnetoituihin tahtigeneraattoreihin, mutta tuulivoimaloissa niiden määrä on perinteisesti ollut vähäisempi epätahtigeneraattorien suosioista johtuen. Vasta moderneissa tuulivoimaloissa tahtigeneraattorit ovat alkaneet syrjäyttää epätahtigeneraattoreita. Tällöin kyseessä on tyypillisesti erikoisvalmisteinen kestomagneetteja hyödyntävä tahtigeneraattori, mutta myös sähköisesti magnetoituja tahtigeneraattoreita käytetään. Tuulivoimanäkökulmasta johtuen kestomagneettigeneraattorille on omistettu oma alalukunsa.

### 3.1.1 Tahtigeneraattori

Tahtigeneraattori koostuu pyörivästä osasta eli *roottorista* ja paikallaan pysyvästä osasta eli *staattorista*. Sekä roottorissa että staattorissa on käämitykset, joita sanotaan kenttäkäämitykseksi tai magnetointikäämitykseksi (*field winding*) ja ankkurikäämitykseksi tai työkäämitykseksi (*armature winding*) [74 (s. 43)]. Roottorin ja staattorin ulkopinnat on

tyypillisesti uritettu ja useista johdinkierroksista koostuvat käämivyyhdit asetetaan uriin. Saman vaihekäämitykseen kuuluvat käämivyyhdit yhdistetään toisiinsa urien päistä. Tyypillisesti kenttäkäämitys sijaitsee roottorissa ja 3-vaiheinen työkäämitys staattorissa, mutta erikoistapauksissa käämitykset voivat olla toisinpäin. Roottorin ja staattorin välissä on ohut suuruusluokaltaan millimetrin paksuinen ilmaväli, joka mahdollistaa roottorin vapaan pyörimisen ja jonka kautta voimansiirto tapahtuu. Magneettivuon liikkua ilmavälin läpi generaattorin rautaydinten välillä, ilmavälin korkea reluktanssi heikentää magneettivuota. Tämän vuoksi ilmaväli pyritään saamaan mahdollisimman pieneksi. Toisaalta tahtikoneissa ilmavälit ovat suurempia kuin epätahtikoneissa, koska suuremmalla ilmavälillä voidaan pienentää niin sanottua ankkurireaktiota. Tällä tarkoitetaan ankkurikäämeissä kulkevan virran synnyttämän magneettikentän haitallista vaikuttamista kenttäkäämitysten synnyttämän työmagneettikentän kanssa [80 (s. 90)]. Kuvassa 3.2 on esitetty 2-napaisen tahtigeneraattorin periaatekuva ja 3-vaiheisten käämitysten jakautuminen staattorilla. Käytännön generaattoreissa käämitykset ovat monimutkaisempia. Esimerkiksi käämitysten jänteistyksellä (osassa staattorin urista kahden eri vaiheen käämivyyhtejä) voidaan ilmavälin magneettivuontiheyskäyrää saada sinimuotoisemmaksi.



**Kuva 3.2** 2-napaisen tahtigeneraattorin periaatekuva.

Tuotettu sähköenergia saadaan siis työkäämityksestä, joka kytketään ulkoiseen kuormaan. Kenttäkäämityksiin syötetään tasavirtaa, joka synnyttää ajan suhteen muuttumattoman magneettikentän [80 (s. 93)]. Kun virrallisilla kenttäkäämeillä varustettu roottori alkaa pyöriä ulkoisen voiman vaikutuksesta, kokee staattorin työkäämitys ajan suhteen

muuttuvan magneettikentän, jolloin työkäämityksiin indusoituu sinimuotoinen jännite. Se montako sinimuotoisen jännitteen jaksoa syntyy yhden roottorin pyörähdyksen aikana, riippuu generaattorin napaparien määrästä. Yhden roottorin pyörähdyksen aikana syntyy  $n$ -jaksoa vaihtojännitettä, missä  $n$  on generaattorin napapariluku. Tahtigeneraattorissa sähköinen ja mekaaninen pyörimisnopeus ovat täten synkronoidut. Tahtigeneraattorin synkroninen nopeus (yksikössä  $1/s$ ) saadaan yhtälöstä

$$n_s = \frac{f}{p}, \quad (3.2)$$

jossa  $f$  on taajuus ja  $p$  on napaparien lukumäärä [37 (s. 387)]. Usein synkroninen nopeus ilmoitetaan yksikössä kierrosta minuutissa (rpm). Generaattorin ilmavälissä siirtyvä teho voidaan ilmoittaa

$$P_i = \tau\omega, \quad (3.2)$$

jossa  $\tau$  on generaattorin tuottama sähköinen vääntömomentti ja  $\omega$  on roottorikentän kulmanopeus. Työkäämityksistä saatava teho on häviöiden takia ilmavälitehoa pienempi, mutta tyypillisissä tahtigeneraattoreissa hyötysuhde on selvästi yli 90 % ja suuren kokoluokan voimalaitosgeneraattoreissa hyötysuhde voi olla 98–99 %. Yhtälöstä 3.2 nähdään, että sama teho voidaan tuottaa suurella pyörimisnopeudella ja pienellä vääntömomentilla tai alhaisella pyörimisnopeudella ja suurella vääntömomentilla. Kyseinen näkökulma nousee esille erityisesti suoravetoisissa tuulivoimaloissa, joissa generaattorin pyörimisnopeus on alhainen.

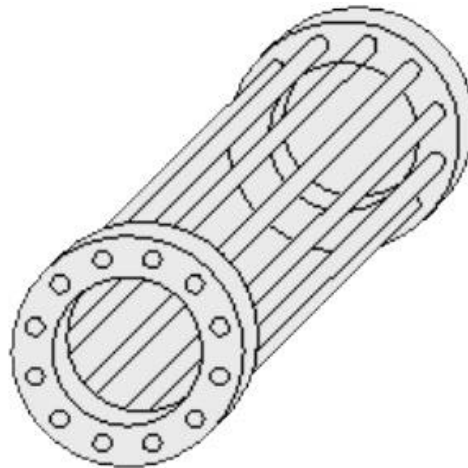
Tahtigeneraattorit jaetaan avonapaisiin (*salient pole*) ja umpinapaisiin (*non-salient pole* tai *cylindrical-rotor*) generaattoreihin [37 (s. 387)]. Umpinapaisissa tahtigeneraattoreissa roottorin halkaisija on pieni ja napapareja on vähän, jolloin niiden synkroniset nopeudet ovat 1000–3000 rpm (50 Hz verkossa). Tällaisia generaattoreita käytetään esimerkiksi höyryturbiineihin yhdistettyinä. Avonapaisissa generaattoreissa napapareja on paljon, joten roottorin halkaisijan on oltava suuri. Tyypillisesti pyörimisnopeudet ovat selvästi alle 1000 rpm. Perinteisesti hitaasti pyöriviä avonapaisia tahtigeneraattoreita käytetään vesivoimaloissa. Jos tuulivoimalassa käytetään sähköisesti magnetoitua tahtigeneraattoria, myös se on lähtökohtaisesti avonapainen suuresta napapariluvusta johtuen.

### 3.1.2 Epätahtigeneraattori

Epätahtigeneraattorissa sähköntuotantoon käytetään epätahtikonetta (*induction machine*). Tyypillisesti epätahtikoneita käytetään moottoreina, mutta myös generaattorikäyttö on mahdollista [27 (s. 386)]. Tahtikoneesta poiketen epätahtikoneessa myös roottorissa on 3-vaiheinen käämitys. Yleisimmässä epätahtikonetyypissä eli oikosulkukoneessa,



roottori koostuu yksinkertaisesta päistä oikosuljetusta häkkikäimityksestä. Häkkikäimityksen perusrakenne on esitetty kuvassa 3.3. Toinen epätahtikonetyyppi on liukurengaskone, jonka roottorikäimitys koostuu oikosuljetun häkkikäimityksen sijaan käämi-vyyhdeistä, joiden päät on yhdistetty liukurenkaisiin ja hiiliharjoihin [74 (s. 30)]. Hiiliharjojen sijasta voidaan nykyään käyttää myös tehoelektroniikkakomponentteja [5 (s. 67)]. Liukurenkaiden kautta voidaan esimerkiksi roottoriin resistanssia säädellä ulkoisen vastuksen avulla. Jos käämien päät oikosuljetaan, vastaa liukurengaskoneen toiminta oikosulkukonetta.



**Kuva 3.3** Häkkikäimityksen perusrakenne

Myös epätahtikoneissa staattorin ja roottorin välissä on ohut ilmaväli, jonka kautta voimansiirto tapahtuu [74 (s. 30)]. Ilmavälissä verkon taajuudella pyörivä staattorikäimitysten aikaansaama magneettikenttä kohdistaa Faradayn lain mukaisen voimavaikutuksen oikosuljettuihin roottorikäimeihin. Voimavaikutus saadaan aikaan jättämän avulla. Kun roottoriin kytketään ulkoinen kuorma, sen pyörimisnopeus on jättämän verran hitaampi kuin staattorikäämien synnyttämän magneettikentän pyörimisnopeus (synkroninen nopeus, joka riippuu verkon taajuudesta samalla tavoin kuin tahtikoneen tapauksessa). Suhteellinen jättämä määritellään

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s}, \quad (3.3)$$

jossa  $n_s$  on staattorivuon pyörimisnopeus ja  $n_r$  on roottorin pyörimisnopeus [27 (s. 385)]. Jos jättämä on 0 (roottori pyörii ilman ulkoista kuormaa), roottori pyörii samalla synkronisella pyörimisnopeudella staattorin magneettikentän kanssa, jolloin roottoriin ei kohdistu muuttuvaa magneettikenttää eikä voimavaikutusta. Kun roottoriin kytketään ulkoinen kuorma, jättämän arvo on välillä  $0 < s < 1$ , jolloin roottori pyörii staattorin magneettikenttää hitaammin. Tällöin roottorikäimeihin indusoituu jättämäntaajuinen jännite, joka pyrkii vastustamaan ulkoisen magneettikentän muutosta ja saadaan aikaan vääntömomentti.

Generaattorina toimiessaan roottoria pyöritetään ulkoisen vääntömomentin avulla niin, että sen nopeus nousee hieman synkronisella nopeudella pyörivää staattorivuota suuremmaksi. Tällöin toiminta on päinvastainen moottorikäyttöön verrattuna ja epätahtigeneraattori muuntaa roottoria pyörittävän mekaanisen vääntömomentin verkkoon syötettäväksi sähkötehoksi. Generaattorina toimiessaan jättämän arvo on negatiivinen, eli  $s < 0$ . Jättämä voi olla myös  $s > 1$ , jolloin kyseessä on sähköinen jarrutus.

Vaikka epätahtikonetta käytetään generaattorina, on otettava huomioon staattorivuon verkosta ottama magnetointivirta, eli epätahtigeneraattori ottaa verkosta reaktiivista loisivirtaa [5 (s. 66)]. Toisin sanoen staattorivuon aikaansaamiseksi on ensin kytkettävä epätahtikone verkkoon synkronisella nopeudella pyörivän staattorivuon aikaansaamiseksi ja vasta tämän jälkeen roottoria voidaan alkaa pyörittää synkronista nopeutta suuremmalla nopeudella, mikä mahdollistaa generaattorikäytön.

### 3.1.3 Kestomagneettitahtigeneraattori

Kestomagneettitahtigeneraattoreita käytetään erikoistapauksissa. Yksi näistä on tuuli-voimageneraattoreihin suunnitellut hitaasti pyörivät kestomagneettitahtigeneraattorit, joihin tarkastelu tässä kappaleessa rajataan. Hidas pyörimisnopeus mahdollistaa tuuli-voimalan toiminnan suoravetoisesti ilman vaihteistoa. Suoravetoisen tuuli-voimalan toimintaa tarkastellaan tarkemmin luvussa 3.2.

Toimintaperiaatteeltaan kestomagneettigeneraattori vastaa sähköisesti magnetoitua tahtigeneraattoria. Erona on magneettikentän synnyttäminen kestomagneettien avulla verrattuna roottorikämmien sähköiseen magnetoimiseen. Kestomagneettitahtigeneraattorien käyttö suoravetoisissa voimaloissa perustuu useisiin hyötyihin verrattuna sähköisesti magnetoituun tahtigeneraattoriin [37 (s. 394); 70 (s.224)]. Suoravetoisen tuuli-voimageneraattorin hidas pyörimisnopeus tarkoittaa suurta napaparilukua ja suurta vääntömomenttia kaavojen 3.1 ja 3.2 mukaan. Tällöin rakenteesta tulee painava ja tilaa vievä. Esimerkiksi jos generaattorin nimellispyörimisnopeudeksi halutaan 30 rpm verkon taajuuden ollessa 50 Hz, kaavan 3.2 mukaan napapariluvun olisi oltava 100. Käytännössä napapariluku voi olla pienempi, koska tahtigeneraattoreita hyödyntävät tuuli-voimalat on varustettu suuntaajakäytöllä [36]. Tällöin generaattorin tuottamaan jännitteen taajuus voi olla verkon taajuutta alhaisempi ja taajuus muutetaan suuntaajakäytöllä verkon taajuutta vastaavaksi. Napaparilukua ei tarvitse tällöin mitoittaa suoraan verkon taajuuden mukaan. Tuuli-voimaloiden kestomagneettitahtigeneraattorien napapariluvut voivat kuitenkin olla useita kymmeniä. Käyttämällä sähköisesti magnetoidun roottorin sijasta kestomagneetteja, saadaan generaattorin kg/kW-suhde noin puoleen ja generaattorin rakenne kevyemmäksi. Lisäksi kestomagneettitahtigeneraattoreilla saavutetaan parempi hyötysuhde, koska roottorikämmityksiin syötettävää magnetointivirtaa ja tähän vaadittavaa ulkoista energianlähdettä ei tarvita. Samasta syystä kestomagneettigeneraattorit vaativat

myös vähemmän huoltoa ja jäähtymisen tarve on vähäisempi. Toisaalta huonona puoleena magneettikentän voimakkuutta ei voi säätää magnetointivirran avulla, kuten sähköisesti magnetoidussa tahtigeneraattorissa.

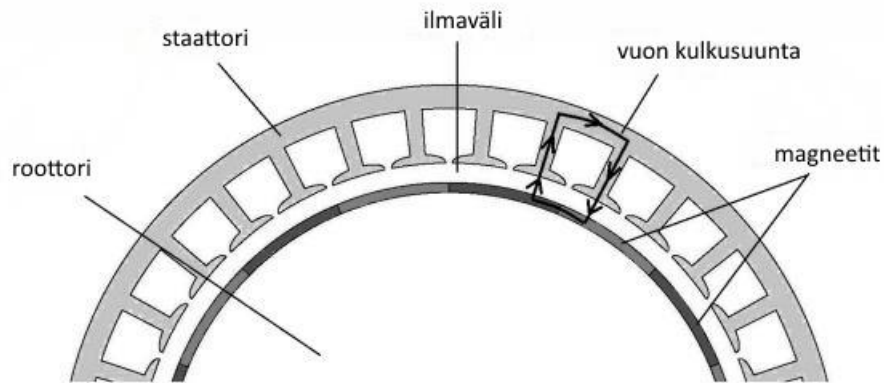
Suurimmat ongelmat liittyvät kestopagneettimateriaalien hintaan. Megawattiluokan generaattoreissa käytettävät kestopagneetit valmistetaan joko neodyymirautaborista tai muista harvinaisia maametalleja, kuten samariumia, sisältävistä seoksista. Kyseiset materiaalit ovat kalliita, ja magneettien valmistus on hankalaa [37 (s. 394)]. Kiina hallitsee harvinaisten maametallien kauppaa. Vuonna 2011 Kiinan markkinaosuus oli 95 % [30]. Tämän jälkeen se on pienentynyt jonkin verran, koska esimerkiksi USAssa ja Australiassa on aloitettu harvinaisten maametallien louhintatoimintaa. Silti hinta määrättyy suurilta osin Kiinan markkinoiden mukaan ja hinnan vaihtelut ovat olleet viime vuosina suuria. Esimerkiksi neodyymioksidin hinta oli huipussaan vuonna 2011 Kiinan vientirajoitusten takia. Neodyymioksidin keskihinta oli tuolloin 234 000–250 000 \$/t. Sen jälkeen hinta on laskenut rajusti ja vuoden 2013 jälkeen hinta on tasaantunut noin 70 000 dollariin tonnilta [72]. Hinta on silti 2–4 –kertainen verrattuna vuoden 2007–2009 markkinahintoihin. Statistan ennusteen mukaan hinta tulee nousemaan tasaisesti tulevina vuosina ja arvion mukaan hinta ylittää 100 000 \$/t rajan jälleen vuonna 2018.

Kestomagneettien korkeista hinnoista huolimatta monilla suurimmista tuulivoimayhtiöistä löytyy kestopagneettahtigeneraattorilla varustettuja turbiineja. Esimerkiksi tämän hetken suurimmassa tuulivoimalassa Vestasin V164-8MW:ssa on kestopagneetteja hyödyntävä generaattori [1], ja kiinalaisen Goldwindin turbiinit (1,5 MW ja 2,5 MW) hyödyntävät yksinomaan kestopagneettigeneraattoreita [29].

Tuulivoimaloissa käytettävät kestopagneettahtigeneraattorit valmistetaan erityisesti tuulivoimakäyttöön, joten niiden rakenne on muokattavissa tilanteen mukaan. Tyypillisesti kestopagneettigeneraattorit jaotellaan sen mukaan, missä suunnassa magneettivuon liike tapahtuu. Päätyypit ovat radiaalivuo-, aksiaalivuo- ja poikittaisvuokestopagneettigeneraattorit [66; 70]. Esitellään näistä lyhyesti radiaali- ja aksiaalivuotyypisten ratkaisujen perusideat. Poikittaisvuota hyödyntävien generaattorien ongelmana on monimutkainen rakenne ja huono hyötysuhde kahteen muuhun tyyppiin verrattuna. Niiden käyttö on vasta tutkimusasteella ja vaatii lisäkehitystä [92].

### **Radiaalivuokestopagneettahtigeneraattori**

Radiaalivuokestopagneettahtigeneraattori on käytetyin tyyppi tuulivoimaloissa [31; 70]. Kyseisessä generaattorissa magneettivuo liikkuu ilmapälissä roottorin säteen suuntaisesti. Tämä saadaan aikaan kiinnittämällä kestopagneetit roottorin ulkopinnalle kuvan 3.4 mukaisesti. Kuvassa on esitetty myös vuon liike ilmapälissä. Rakenne muistuttaa avonapaista sähköisesti magnetoitua tahtigeneraattoria, jossa avonapojen tilalla on kestopagneetit.

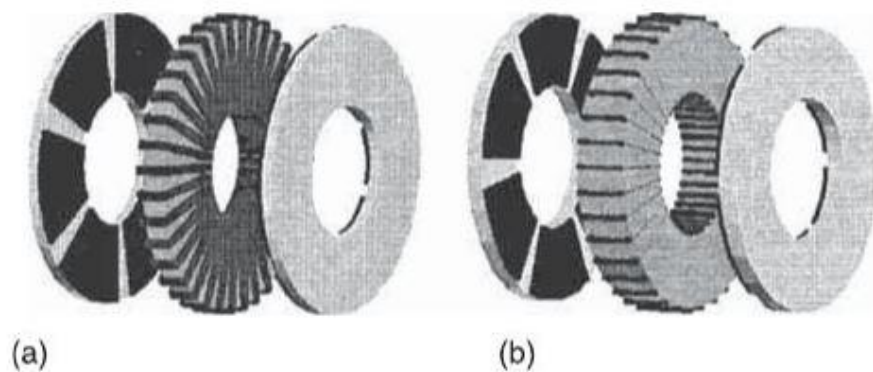


**Kuva 3.4** Radiaalivuokestomagneettitahtigeneraattorin periaatekuva ja magneettivuon liike ilmavälissä [66].

Tärkeimpänä etuna radiaalivuokestomagneettitahtigeneraattorissa on korkea vääntömomentin suhde massaan ja vähäisempi kestmagneettimateriaalin tarve kuin aksiaalivuogeneraattorissa. Lisäksi ilmavälin halkaisija ja generaattorin pituus voidaan valita toisistaan riippumatta.

#### Aksiaalivuokestomagneettitahtigeneraattori

Aksiaalivuogeneraattorissa magneettivuo liikkuu generaattorin akselin suunnassa. Kyseisestä generaattorista on olemassa useita konsepteja, joissa roottorin ja staattorin asetelu vaihtelee [70 (s. 227)]. Lisäksi generaattori voidaan rakentaa uritettuna tai ilman uritusta. Kuvassa 3.5 on esitetty uritetun ja urittamattoman torus-tyyppisen aksiaalivuokoneen perusrakenne, joka koostuu kaksiosaisesta roottorista ja niiden väliin sijoitettua staattorista. Kestomagneetit sijaitsevat roottoripuoliskojen sisäpinnoilla ja ne luovat generaattorin akselin suuntaisen magneettivuon ilmaväleihin.



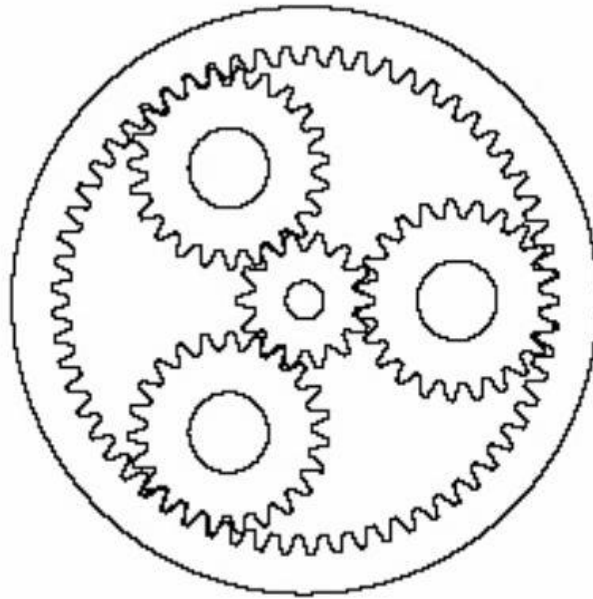
**Kuva 3.5** Torus-tyyppisen aksiaalivuokestomagneettigeneraattorin perusrakenne. Kuvassa a uritettu ja kuvassa b urittamaton staattori [70].

Hyviä puolia aksiaalivuogeneraattorissa on generaattorin lyhyt aksiaalinen pituus ja korkea vääntömomentin suhde tilavuuteen. Toisaalta vääntömomentin suhde massaan on huonompi kuin radiaalivuokoneessa. Lisäksi uritetuissa ja urittamattomissa ratkaisuissa on omat ongelmansa. Urittamattomassa koneessa ulkohalkaisija ja kestomagneettimateriaalin tarve ovat uritettua ratkaisua suurempia. Uritetussa koneessa taas ilmavälin ylläpitäminen suurilla halkaisijoilla on vaikeaa ja staattorirakenteen valmistus on monimutkaisempaa. Tuulivoimaloissa aksiaalivuogeneraattorin käyttö rajoittuu lähinnä pienen teholuokan konsepteihin [66].

### **3.2 Erityyppiset tuulivoimalat ja niissä käytettävät generaattorit**

Käytettävä generaattorityyppi ja sen käyttötapa riippuu vahvasti tuulivoimalan tyypistä. Tuulivoimalat voidaan jakaa vakionopeudella toimiviin ja muuttuvalla nopeudella toimiviin voimaloihin [27; 47]. Lisäksi muuttuvalla nopeudella toimivat voimalat voidaan jakaa sen mukaan käytetäänkö niissä osa- vai täystehoista tehoelektronikkasuuntaajaa. Erikoisvalmisteisella suoravetoisella tahtigeneraattorilla varustettuja voimaloita lukuun ottamatta muissa tuulivoimalatyypeissä käytetään epätahtigeneraattoreita. Koska suuritehoisten voimaloiden roottorit pyörivät alhaisella nopeudella (suuruusluokka 10–40 RPM), ja epätahtigeneraattorit toimivat hyvällä hyötysuhteella vasta korkeilla pyörimisnopeuksilla (esimerkiksi 4-napaisen epätahtigeneraattorin synkroninen nopeus 50 Hz verkossa on 1500 RPM), vaaditaan roottorin ja generaattorin väliin vaihteisto, jolla on suuri muuntosuhde. Yleensä tuulivoimaloissa käytetään 3-tasoista vaihteistoa [47]. Vaihteistoihin liittyvät luotettavuusongelmat aiheuttavat oleellisen osan voimaloiden ylläpito- ja huoltokustannuksista. Esitellään ensin lyhyesti tuulivoimalan vaihteiston rakenne ja vaihteistovikoihin liittyviä näkökulmia, jonka jälkeen kappaleissa 3.2.1–3.2.4 esitellään erilaiset tuulivoimalatyyppit.

Suuren teholuokan tuulivoimaloissa käytetään planeettavaihteistoja, koska niiden avulla vaihteiston massa ja dimensiot saadaan pienemmäksi verrattuna lieriöhammasvaihteisiin [27 (s. 81)]. Esimerkkinä lähdekirjallisuudessa on esitetty 2,5 MW turbiiniin tarkoitettu 3-tasoinen vaihteisto, jonka muuntosuhde on 1:60. Jos kaikissa kolmessa vaihteistotasossa käytettäisiin lieriöhammasvaihteistoa, olisi massa 77 tonnia. Kahdella planeettatasolla ja yhdellä lieriöhammastasolla massa saadaan pienemmään 17 tonniin ja kolmella planeettatasolla 11 tonniin. Kuva planeettavaihteiston perusrakenteesta on esitetty kuvassa 3.6

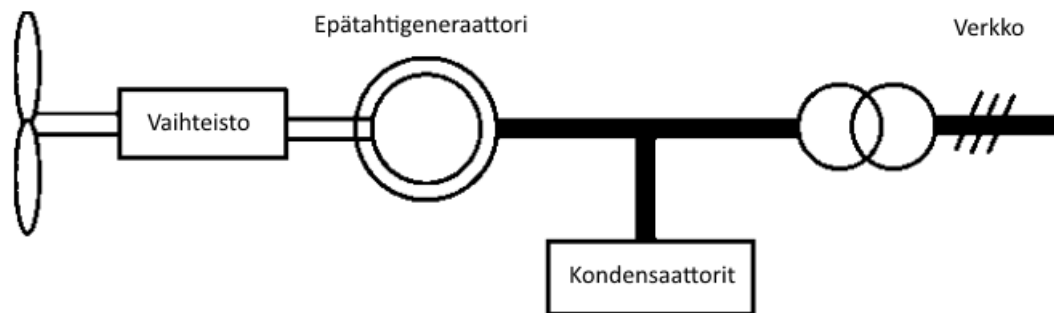


*Kuva 3.6 Planeettavaihteiston rakenne.*

Vaihteisto on tuulivoimalan kriittisin komponentti huollon ja luotettavuuden näkökulmasta [28; 50; 91]. Vaihteistojen vikataajuus ei ole yhtä suuri kuin esimerkiksi tuulivoimalan sähköisillä ohjausjärjestelmillä, mutta vaihteistoviat aiheuttavat suurimmat kulut ja pisimmät voimaloiden alasajot. Lisäksi tuulivoimaloiden vaihteistot saavuttavat harvoin tavoitellun 20 vuoden eliniän. Euroopan tuulivoimaloista kerätyn 13 vuoden datan perusteella vaihteiston vikaantumistodennäköisyys vuoden aikana on noin 10–15 % ja vaihteiston vika aiheuttaa tuulivoimalalle keskimäärin 7–14 päivän alasajon [28]. Vaihteistovikojen jälkeen pisimmät alasajot johtuvat roottorien lapojen ja voimansiirtojärjestelmän akselien vikaantumisista, jotka aiheuttavat keskimäärin 3–10 päivän alasajoja. Vaihteellisissa offshore-voimaloissa vaihteistojen vikaantumisista aiheutuvat alasajot nousevat vielä pidemmiksi, esimerkiksi säästä johtuvien korjaustöiden viivästyminen takia. Pahimmillaan vaihteistoviasta johtuva alasajo voi nousta yli 40 päivään. Kalliiden korjaustöiden lisäksi näin pitkät alasajot aiheuttavat merkittäviä menetyksiä vuoden aikana tuotetun energian määrässä. Esimerkiksi Hollannin rannikolla sijaitsevasta offshore-tuulipuistosta kerätyn datan perusteella vaihteiston vikaantuminen voi aiheuttaa yli 50 % menetyksen vuotuisessa energiantuotannossa [91]. Koska vaihteistoihin liittyvä tekniikka on pitkälle vakiintunutta, niiden vikataajuuksia on vaikea pienentää nykyisestä. Huollon näkökulmasta nykyään panostetaan ennaltaehkäisevään kunnossapitoon ja pitkät vioista johtuvat alasajot pyritään välttämään. Vaihteiston kunnosta tehtävä luotettava diagnoosi on kuitenkin monissa tapauksissa vaikeaa, koska vaihteistoon kohdistuvat rasitukset ovat tuulivoimalakäytössä muuttuvia vaihtelevan tuulennopeuden takia. Ainoa tapa päästä täysin eroon vaihteistoihin liittyvistä ongelmista on suoravetoisen voimalan käyttö, jonka toimintaperiaate esitellään kappaleessa 3.2.4.

### 3.2.1 Vakionopeudella toimiva konsepti

Perinteisin ja yksinkertaisin tuulivoimalatyyppejä on suoraan verkkoon kytketty vakionopeudella toimiva tuulivoimala, jossa hyödynnetään oikosulkugeneraattoria [5 (s. 66)]. Kyseinen voimalatyyppejä tunnetaan myös tanskalaisena konseptina, koska useat tanskalaiset valmistajat rakensivat näitä voimalatyyppejä 80- ja 90-luvuilla [47]. Vielä 90-luvun lopussa suurin osa uusista tuulivoimaloista oli tätä voimalatyyppejä, mutta uusissa tuulivoimaloissa kehittyneemmät konseptit ovat syrjäyttäneet vakionopeudella toimivat voimat. Käytännössä lapojen pyörimisnopeus ei ole tässä konseptissa täysin vakio, koska oikosulkugeneraattorin jättämän suuruus vaikuttaa pyörimisnopeuteen. Koska oikosulkugeneraattorin toiminta-alue käytännössä rajoittuu pieniin jättämiin ja lähelle synkronista pyörimisnopeutta, voidaan tätä voimalatyyppejä pitää vakionopeudella toimivana. Tässä voimalatyypissä roottorin lavat on yleensä kiinteästi kytkettyjä roottorin napaan, eikä niiden kääntäminen ole mahdollista. Tällöin tehonsäätömenetelmänä toimii kappaleessa 2.2.3 esitelty passiivinen sakkaussäätö. Kuvassa 3.7 on esitetty periaatekuva vakionopeudella toimivasta tuulivoimalasta.

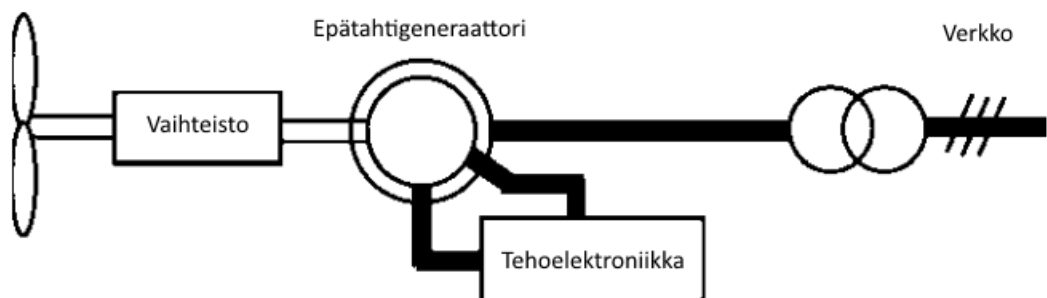


*Kuva 3.7 Vakionopeudella toimivan tuulivoimalan periaatekuva [47].*

Vakionopeudella toimivan voimalan tärkeimpiä etuja ovat yksinkertainen rakenne ja mahdollisuus hyödyntää halpoja, yksinkertaisia ja vähän huoltoa vaativia massatuotanto-oikosulkugeneraattoreita [47]. Lisäksi vakionopeudella toimiva voimala tuottaa aina verkon kannalta oikeantaajuista jännitettä, koska tuulennopeuden muutokset eivät vaikuta roottorin pyörimisnopeuteen. Toisaalta vakionopeudesta johtuen voimala toimii optimaalisella hyötysuhteella vain tietyllä tuulennopeuden arvolla, koska tuulennopeuden muutokset aiheuttavat kärjen nopeussuhteen muuttumista. Lisäksi tuulennopeuden vaihtelut aiheuttavat voimalan rakenteisiin mekaanista rasitusta, koska roottorin akseliin kohdistama vääntömomentti vaihtelee tuulennopeuden muuttuessa. Huonona puolena voidaan mainita myös epätahtigeneraattorin verkosta ottama loisvirta, jolla staattori magnetoidaan. Loistehon kompensointia varten vakionopeudella toimivaan voimalaan asennetaan yleensä kondensaattoripankki.

### 3.2.2 Optislip-konsepti

Optislip-voimaloissa (tai rajoitetusti muuttuvalla nopeudella toimivissa voimaloissa) käytetään oikosulkugeneraattorin sijasta toista epätahtikonetyyppiä, eli liukurengaskonetta [37; 47]. Kyseisen konseptin lanseerasi tanskalainen Vestas 90-luvun puolivälissä, mutta se käytännössä hävisi markkinoilta 2000-luvun alun jälkeen kehittyneempien tuulivoimalatyypin tieltä. Esitellään lyhyesti tämäkin voimalatyypin pohjatuksena kappaleissa 3.2.3 ja 3.2.4 esitettävälle konseptille. Vakionopeudella toimivan voimalan tavoin generaattorin staattori on kytketty suoraan verkkoon, mutta roottoriin on liukurenkaiden kautta kytketty ulkoiset vastukset, joiden avulla roottori-resistanssia voidaan säädellä. Voimala toimii normaaleilla tuulilla vakionopeudella ja roottori on oikosuljettuna [27 (s. 436)]. Sen sijaan kovilla tuulenpuuskillä roottori-resistanssit kytketään tehoelektroniikkakomponenttien avulla roottoriin, mikä nostaa generaattorin jättämää. Tällöin osa generaattorin tehosta kulutetaan ulkoisissa vastuksissa ja tuulivoimalan rakenteita voidaan suojata hetkellisiltä tuulenpuuskien aiheuttamilta voimavaikutuksilta. Tässä konseptissa jättämää säätelämällä tuulivoimalan nopeutta voidaan muuttaa noin 10 % nimellinopeudesta [37 (s. 405)]. Kuvassa 3.8 on esitetty rajoitetusti muuttuvalla nopeudella toimivan voimalan periaatekuva.



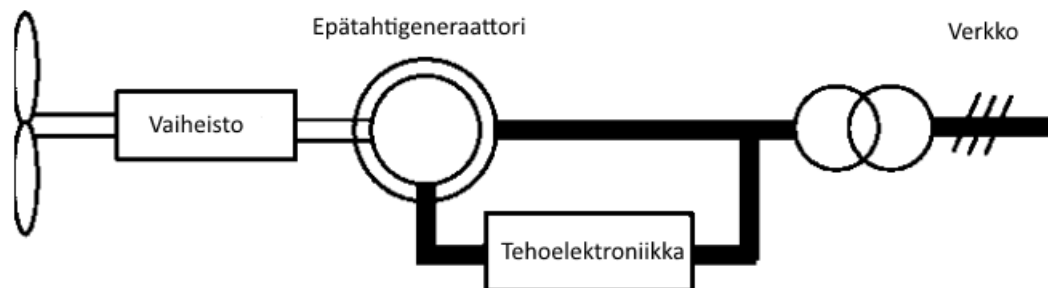
**Kuva 3.8** Optislip-voimalan periaatekuva [47].

Vaikka mahdollisuus rajoitettuun nopeudensäätöön on etu verrattuna vakionopeudella toimivaan voimalaan, muuttuu voimalan rakenne samalla monimutkaisemmaksi. Liukurengaskoneet ovat kalliimpia ja rakenteeltaan monimutkaisempia kuin häkkikäämitystä käyttävät oikosulkukoneet. Myös tarvittavat tehoelektroniikkakomponentit ja vastuksissa generoituva lämpö lisäävät kustannuksia verrattuna vakionopeudella toimivaan konseptiin.



### 3.2.3 Muuttuvanopeuksinen osatehoista suuntaajakäyttöä hyödyntävä konsepti

Muuttuvalla pyörimisnopeudella ja osatehoisella suuntaajakäytöllä varustetut tuulivoimalat ovat nykyään yleisin tuulivoimalatyyppejä. Niiden markkinaosuus on viime vuosina ollut yli 80 % [31]. Tällaisia voimalatyyppejä valmistavat lähes kaikki alan suurimmat yritykset kuten General Electric (USA), Vestas (Tanska), Siemens (Saksa), Enercon (Saksa), Gamesa (Espanja) ja Sinovel (Kiina) [61; 86]. Myös osatehoisella suuntaajakäytöllä varustetuissa tuulivoimaloissa käytetään massatuotantoepätahtigeneraattoria, tyypillisesti vyyhdityillä roottorikäännyksillä varustettua liukurengaskonetta [5 (s. 86)]. Voimalatyypistä käytetään lyhennettä DFIG (*doubly-fed induction generator*). Edellä esitettyjen voimalatyyppeiden tavoin generaattorin staattori on kytketty suoraan verkkoon, mutta nyt myös roottori on kytketty verkkoon IGBT-komponentteja hyödyntävän tehoelektronikkasuuntaajan kautta. Kyseisellä suuntaajalla suoritetaan AC-DC-AC –muunnos, jonka avulla osa voimalan tuottamasta tehosta otetaan generaattorin roottorilta, muutetaan suuntaajan avulla verkon taajuutta vastaavaksi, ja syötetään verkkoon. Kuvassa 3.9 on esitetty voimalan periaatekuva.



**Kuva 3.9** Osatehoisella suuntaajakäytöllä toimivan tuulivoimalan periaatekuva [47].

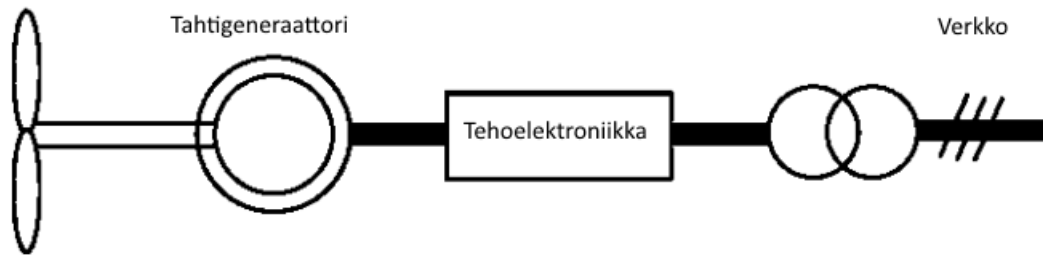
Tyypillisesti suuntaaja mitoitetaan niin, että sen kapasiteetti on noin 25–30 % generaattorin nimellistehosta [47]. Esimerkiksi jos suuntaajaa mitoitetaan 25 % generaattorin tehosta, mahdollistaa se tilanteen, jossa 75–100 % tehosta otetaan suoraan staattorilta ja 0–25 % roottorilta suuntaajakäytön kautta. Tämä mahdollistaa tuulivoimalan pyörimisnopeuden säätämisen noin  $\pm 25$  % nimellinopeudesta. Tässäkin voimalatyypissä pyörimisnopeuden säätäminen perustuu epätahtigeneraattorin jättämän muutokseen. Kun osa tehosta otetaan roottorilta, jättämä kasvaa, mikä mahdollistaa pyörimisnopeuden muutokset. Verrattuna kappaleessa 3.3.1 esitettyyn Optislip-konseptiin, generaattorin tuottamaa tehoa ei tässä konseptissa häviä ulkoisissa vastuksissa kuluvana hukkalämpönä. Lisäksi kalliin suuntaajan mitoittaminen vain osalle generaattorin tehosta on hyvä kompromissi, koska se mahdollistaa yleensä tarpeeksi laajan nopeuden muutosvälin. Tässäkin konseptissa huonona puolena on väistämätön monitasoisen vaihteiston tarve.

Lisäksi käytetyssä tehoelektronikkasuuntaajassa syntyy häviöitä ja se on myös pystytävä suojaamaan esimerkiksi verkon vikojen aiheuttamilta suurilta virroilta.

### 3.2.4 Muuttuvanopeuksinen täystehoista suuntaajakäyttöä hyödyntävä konsepti

Täystehoisella suuntaajakäytöllä (*FPC = full-scale power converter*) varustettu tuuli-voimala on monipuolisin voimalatyyppeistä ja se eroaa eniten perinteisestä vakionopeudella toimivasta voimalasta. Tässä konseptissa koko generaattorin tuottama teho siirretään verkkoon tehoelektronikkasuuntaajan avulla [47; 61]. Monet suuret tuulivoimavalmistajat ovat siirtyneet viime vuosina täystehoisin suuntaajiin. Tämä johtuu muuan muassa mahdollisuudesta suoravetoisen generaattorin käyttöön, mutta myös tiukentuneista verkkosäädöksistä [61; 94]. Nykyisten verkonhaltijoiden säädösten mukaan tuulivoimaloiden on pysyttävä kytkettynä ja syöttämään tehoa verkkoon myös verkon vikatilanteissa, esimerkiksi jännitekuoppien aikana. Osatehoisella suuntaajalla kyseinen ominaisuus on heikko, joten koko generaattorin erottaminen suorasta yhteydestä verkkoon täystehoisella suuntaajalla on kasvattanut suosiota. Toisaalta myös osatehoisessa suuntaajassa kyseistä ominaisuutta on saatu kehitettyä viime vuosina ja esimerkiksi GE siirtyi vuonna 2012 täystehoisista suuntaajista takaisin osatehoiseen konseptiin [61].

Täystehoisella suuntaajalla varustetusta konseptista on olemassa vaihteistollisia ja suoravetoisia ratkaisuja, mikä määrittää käytetyn generaattorityypin. Vaihteellisessa ratkaisussa generaattorina voidaan käyttää edellä esiteltyjen voimalatyyppeistä nopeasti pyörivää massatuotantoepätahtigeneraattoria. Tällöin rakenne ja toiminta vastaavat DFIG-voimalaa, jossa suuntaaja on mitoitettu koko generaattorin teholle. Sen sijaan suoravetoisissa voimaloissa vaaditaan erityisesti tuulivoimalaa varten suunniteltu tahtigeneraattori. Tällainen generaattori voi olla joko sähköisesti magnetoitu tai nykyään tyypillisimmin luvussa 3.1.3 esitelty kestopagneettitahtigeneraattori. Huomattavin ero suoravetoisissa generaattoreissa perinteisiin generaattoreihin nähden on erittäin alhainen pyörimisnopeus. Generaattori pyörii samalla nopeudella roottorin kanssa, eli pyörimisnopeus on vain luokkaa 10–40 rpm tuulennopeudesta ja roottorin halkaisijasta riippuen. Kuvassa 3.10 on esitetty periaatekuva vaihteettomasta tahtigeneraattoria hyödyntävästä täystehoisella suuntaajakäytöllä varustetusta tuulivoimalasta.



**Kuva 3.10** Täystehoista suuntaajakäyttöä ja tahtigeneraattoria hyödyntävän tuulivoimalan periaatekuva [47].

Suoravetoisen täystehoisella suuntaajalla varustetun voimalan tärkein hyöty perustuu kappaleen alussa esitettyjen vaihteistosta aiheutuvien luotettavuusongelmien ja kustannusten poistumiseen ja samalla turbiinin rakenne yksinkertaistuu [61]. Lisäksi nopeutta voi täystehoisen suuntaajan ansiosta säätää  $\pm 100\%$  nimellinopeudesta. Konseptin ongelmat liittyvät taloudellisiin näkökulmiin ja suuren määrän napapareja sisältävän hitaasti pyörivän generaattorin kokoon ja massaan. Kuten luvussa 3.1.3 mainittiin, kestmagneetteja hyödyntävällä generaattorilla massa saadaan pienemmäksi sähköisesti magnetoituun ratkaisuun verrattuna. Toisaalta kestmagneettien korkea hinta hidastaa suoravetoisten voimaloiden markkinaosuuden kasvua. Lisäksi täystehoisen suuntaaja on osatehoista suuntaajaa kalliimpi investointi. Taloudellisista rajoitteista huolimatta täystehoisella suuntaajalla ja suoravetoisella tahtigeneraattorilla varustettuja ratkaisuja käytetään erityisesti suurimman kokoluokan (yli 3 MW) voimaloissa [31]. Voimalan teholuokan ollessa suuri ja varsinkin offshore-voimaloissa vaihteiston poistumisesta saatava luotettavuus ja vähäinen huollon tarve nousevat tärkeämpään rooliin, jolloin suurempi alkuinvestointi on perusteltu.

Kestomagneettien kalliista hinnoista johtuen viime vuosina kiinnostus myös hybridityyppisiä keskinopealla pyörimisnopeudella toimivia voimaloita (*medium speed drive train*) kohtaan on kasvanut. Konsepti tunnetaan myös nimellä Multibrid kehittäjäyrityksensä mukaan [31; 61]. Nykyään yritys tunnetaan nimellä Areva Wind. Myös muilta valmistajilta on saatavilla vastaavia konsepteja. Esimerkiksi Vestasin V164-8MW hyödyntää vastaavaa rakennetta [1]. Ratkaisu on teknistaloudellinen kompromissi suoravetoisen ja vaihteistollisen voimalan välillä. Voimaloissa hyödynnetään suoravetoista nopeammin pyörivää tahtigeneraattoria, jossa pyörimisnopeus on kuitenkin selvästi alhaisempi kuin nopeasti pyörivässä epätahtigeneraattorissa. Tällöin generaattorin ja roottorin välissä on 1-vaiheinen vaihteisto, jonka muuntosuhde on noin 10 [47]. Hyvänä puolenä tahtigeneraattorin massa saadaan selvästi suoravetoista ratkaisua pienemmäksi, mikä laskee materiaalikustannuksia. Toisaalta vaihteistoon liittyvä epäluotettavuus nousee tässäkin konseptissa esille. Yksivaiheisen vaihteiston rakenne on kuitenkin selvästi yksinkertaisempi kuin perinteisesti tuulivoimaloissa käytetyt 3-vaiheiset vaihteistot.

### 3.3 Vertailu ja taloudelliset näkökulmat

Generaattorityypin valinta tuulivoimalaan riippuu monesta tekijästä. Halpa massatuotantogeneraattori vaatii monitasoisen vaihteiston, jonka toiminta tuulivoimakäytössä on osoittautunut ongelmalliseksi. Toisaalta suoravetoinen tuulivoimalakäyttöön valmistettu kestopagneettigeneraattori on investointina kallis ja se vaatii täystehoisen suuntaajakäytön. Teknillistaloudellisena kompromissina kehitetyssä keskinopeassa konseptissa yhdistyy vaihteistollisen ja suoravetoisen konseptin piirteet. Taulukkoon 3.1 on koottu edellisessä kappaleessa esiteltyjen konseptien hyviä ja huonoja puolia vertailua varten.

Taulukossa vakionopeuksinen voimala on FS (*fixed speed*), Optislip-voimala on LVS (*limited variable speed*), osatehoista suuntaajakäyttöä hyödyntävä voimala on DFIG (*doubly-fed induction generator*), täystehoista suuntaajaa on merkattu FPC (*full-scale power converter*), suoravetoista voimalaa DD (*direct drive*) ja yksitasoista vaihteistoa 1G. Merkinnot ++ erinomainen, + hyvä, - heikko ja -- erittäin heikko.

**Taulukko 3.1** Eri tuulivoimalakonseptien vertailua.

Voimalan tyyppi	FS	LVS	DFIG	FPC DD	FPC 1G
Generaattorin hinta	++	+	+	--	-
Vaihteiston tarve	--	--	--	++	-
Rakenteen yksinkertaisuus	+	--	-	++	+
Nopeuden säätö	--	-	+	++	++
Huollon tarve	-	--	-	+	-
Tehoelektroniikan tarve	++	-	-	--	--

Megawattiluokan tuulivoimaloissa vakionopeudella toimiva ratkaisu ja siitä kehitetty Optislip-konsepti eivät ole tarpeeksi joustavia. Nykyiset voimalat hyödyntävät pääasiassa muuttuvalla nopeudella ja tehoelektroniikkasuuntaajilla varustettuja konsepteja. Osatehoisella suuntaajakäytöllä varustettu voimala (DFIG) on hallinnut uusien tuulivoimaloiden markkinoita viime vuosina yli 80 % markkinaosuudella. Toisaalta vakionopeudella toimivan voimalan tavoin tarvitaan suuri 3-tasoinen vaihteisto ja tiukentuneiden

verkkomääräysten takia osatehoisella suuntaajalla varustetuissa konsepteissa verkon vikatilanteet voivat aiheuttaa ongelmia.

Viime vuosina suosiotaan kasvattaneet täystehoisella suuntaajakäytöllä varustetut voimalat mahdollistavat monipuolisimman toiminnan. Täystehoisen suuntaaja mahdollistaa suoravetoisen generaattorin käytön. Suoravetoista voimalaa käytettäessä kestopagneettitahtigeneraattori on käytetyin ratkaisu. Ongelmaksi on noussut muun muassa kestopagneettien korkea hinta ja kestopagneettimarkkinoiden vaikea ennustettavuus. Tästä johtuen viime vuosina myös hybridityyppinen keskinopealla generaattorilla varustettu konsepti on yleistynyt. Siinä kestopagneettigeneraattorin rakenteesta saadaan entistä kompaktimpi ja materiaalikulustannukset pienenevät. Toisaalta tarvittava 1-vaiheinen vaihteisto lisää liikkuvia osia ja huollon tarvetta.

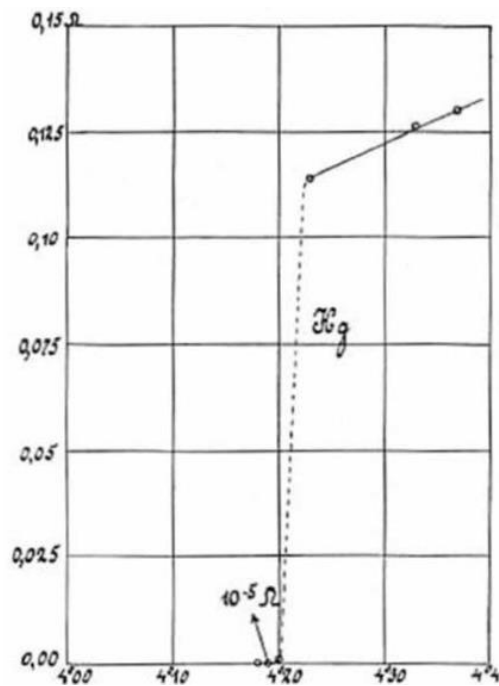
Vaikka DFIG-voimalat ovat vielä yleisin tuulivoimalatyyppe, nykytrendien perusteella pääpaino tulee siirtymään täystehoisilla suuntaajilla varustettuihin konsepteihin. Kestopagneettimateriaalien hinnan kehitys määrää pitkälti sen, tuleeko kestopagneettigeneraattoreita hyödyntävistä suoravetoisista voimaloista hallitseva konsepti. Nykyisillä kestopagneettimateriaalien hinnoilla hybridityyppiset ratkaisut vaikuttavat teknistaloudellisesti paremmilta ratkaisuilta. Myös täysin uudenlaiset voimalatyypit voivat kehittyessään vallata tuulivoimamarkkinoita. Yksi näistä tutkimusasteella olevista tyypeistä on suprajohtavuutta hyödyntävä tuulivoimageraattori.

## 4. SUPRAJOHTAVUUS

Tässä luvussa käydään läpi suprajohtavuusilmiön taustaa. Aluksi mainitaan lyhyesti suprajohtavuuden löytämisestä ja historiasta. Kappaleessa 4.1 käydään lyhyesti läpi suprajohtavuuden teoreettista taustaa. Kappaleessa 4.2 esitellään kaupallisia suprajohtomateriaaleja ja kappaleesta 4.3 eteenpäin keskitytään tarkastelemaan suprajohtomateriaaleja tuulivoimageneraattorisovelluksen näkökulmasta.

Suprajohtavilla materiaaleilla resistiivisyys häviää erittäin alhaisissa lämpötiloissa, tyypillisesti lähellä absoluuttista nollapistettä ( $0 \text{ K} = -273,15 \text{ °C}$ ) [23; 33]. Tämä mahdollistaa tasavirran kuljettamisen häviöttömästi. Lisäksi suprajohtavassa tilassa ollessaan materiaalissa esiintyy Meissner-ilmiö. Tämä tarkoittaa sitä, että materiaali hylkii ulkoista magneettikenttää. Korkeinta mahdollista lämpötilaa, jossa materiaali voi muuttua suprajohtavaksi, kutsutaan kriittiseksi lämpötilaksi  $T_c$ . Kyseisen arvon suuruus riippuu suprajohtomateriaalista.

Suprajohtavuuden löysi ja nimesi vuonna 1911 hollantilainen fyysikko Heike Kamerlingh Onnes [7; 33; 79]. Hän huomasi ilmiön tutkiessaan elohopean resistiivisyyttä laboratoriossaan. Kokeissaan Onnes jäähdytti elohopeaa kryogeenisiin (alle 150 K [14]) lämpötiloihin ja tutki resistiivisyyden pienenemistä lämpötilan laskiessa. Jäähdyttäessään elohopeaa nesteytetyllä heliumilla (kiehumpiste normaali-ilmanpaineessa 4,2 K), Onnes huomasi elohopean resistiivisyyden häviävän täysin noin 4,2 Kelvinin lämpötilassa [79]. Kyseinen lämpötila on siis elohopean kriittinen lämpötila. Tätä korkeammissa lämpötiloissa resistiivisyys pieneni odotetun tasaisesti lämpötilan laskiessa. Myöhemmin Onnes huomasi myös mm. lyijyn ja tinan olevan suprajohtavia alle 6 K lämpötiloissa. Hänelle kuitenkin selvisi nopeasti, että suprajohtavaa tilaa rajoittaa lämpötilan lisäksi myös materiaaliin kohdistuva magneettikenttä ja materiaalissa vallitseva virrantiheys.



**Kuva 4.1.** Kuvassa näkyy elohopean muuttuminen suprajohtavaksi noin 4,2 Kelvinin lämpötilassa. [79]

Kuvassa 4.1 on esitetty kuvaaja Onnesin muistiinpanoista. Siinä näkyy selvästi resistiivisyyden jyrkkä lasku noltaan lämpötilan ollessa noin 4,2 K, jolloin elohopea muuttuu suprajohtavaksi. Nykyään suprajohtavia materiaaleja tunnetaan useita tuhansia [45]. Pelkästään alkuaineista suprajohtaviksi saadaan yli 30 [7 (s. 4)]. Käytännön sovellusten kannalta käyttökelpoisia kaupallisen asteen saavuttaneita suprajohtamateriaaleja on vain muutamia, jotka esitellään kappaleessa 4.2.

Toinen tärkeä vuosiluku suprajohtavuuden historiassa on 1986, jolloin löydettiin ensimmäiset korkean lämpötilan suprajohteet (HTS = high temperature superconductors) [7 (s. 3–4 ja s. 766)] [23]. Vielä 80-luvun alussa korkeimmat tunnetut kriittiset lämpötilat olivat olleet alle 30 K ja tunnetut suprajohteet olivat pääasiassa metalleja tai metalliseoksia. Kyseisiä suprajohteita kutsutaan nykyään matalan lämpötilan suprajohteiksi (LTS = low temperature superconductor). Niiden jäädyttämisessä suprajohtavaan tilaan joudutaan käyttämään pääasiassa nestemäistä heliumia. Vuonna 1986 huomattiin useiden monimutkaisten kuparioksidiseosten ja vismuttipohjaisten materiaalien olevan suprajohtavia vielä yli 100 Kelvinin lämpötiloissa. Tämä herätti kiinnostusta monia uusia suprajohtamateriaaleja kohtaan. Suprajohtamateriaalin kriittisen lämpötilan ollessa yli 77 K, voidaan se jäädyttää suprajohtavaan tilaan käyttämällä nestemäistä typpeä (typen kiehumispiste on 77,4 K) [23]. Suurin hyöty saadaan siitä, että nestemäinen typpi on huomattavasti nestemäistä heliumia halvempaa ja helpompaa käsitellä, eikä sen käyttö aseta jäädytysjärjestelmän eristyksille yhtä suuria haasteita.

## 4.1 Suprajohtavuusilmiön teoriaa

Tärkein suprajohtavuutta koskeva teoria on vuonna 1957 julkaistu *BCS-teoria* kehittäjienä sukunimien Bardeen, Cooper ja Schrieffer mukaan [23]. BCS-teoria selittää suprajohtavuuden syntymistä kvanttimekaanisella tasolla. Teorian lähtökohtana ovat niin sanotut *Cooperin parit*, joita elektronit voivat muodostaa. Nämä Cooperin parit voivat liikkua materiaalin kidehilassa häviöttömästi, mistä johtuu suprajohteiden resistiivisyyden häviäminen. Muodostaakseen Cooperin parin, kahden elektronin välille täytyy syntyä attraktiivinen voimavaikutus. Tämän voiman täytyy olla tarpeeksi suuri, jotta se kumoaa Coulombin lain mukaisen hylkimisvoiman kahden negatiivisesti varautuneen elektronin välillä. Yksinkertaistetusti kyseinen voima syntyy siten, että johtavuuselektronin liikkuessa materiaalin kidehilassa, se kohdistaa kidehilan positiivisiin ioneihin Coulombin lain mukaisen attraktiivisen voiman [22 (s. 376)]. Tämä voima saa kidehilan atomit poikkeamaan hieman tasapainoasemastaan, ja elektroni jättää hetkellisesti jälkeensä positiivisesti varautuneen vanan. Tämä positiivisesti varautunut vana puolestaan vetää puoleensa toista elektronia. Kahden elektronin välille syntyy attraktiivinen voimavaikutus, joka kumoaa Coulombin lain mukaisen voiman ja elektronit muodostavat Cooperin parin. Tätä voimavaikutusta voidaan kuvata virtuaalisten *fononien* avulla. Energianvaihto Cooperin parin kahden elektronin välillä tapahtuu siten, että toinen elektroneista emittoi fononin vuorovaikuttaessaan kidehilan kanssa ja toinen elektroni absorboi kyseisen fononin. Kvanttimekaniikassa fononit ovat kvantittuneita hiukkasia, joilla mallinnetaan värähtelyaaltojen etenemistä kiinteässä materiaalisissa [43]. Fotonien tavoin myös fononeilla on sekä aalto- että hiukkasominaisuuksia.

BCS-teoria selittää suprajohtavuusilmiön täysin vain matalan lämpötilan suprajohteissa. Tämä johtuu siitä, että teorian mukaan korkeimmat mahdolliset kriittiset lämpötilat suprajohteille ovat 30–40 K [23]. Korkean lämpötilan suprajohteille ei ole vielä pystytty kehittämään kattavaa teoriaa. Tässä työssä suprajohtavuuden kvanttimekaanisiin teorioihin ei perehdytä tarkemmin, vaan seuraavaksi käsitellään suprajohtavuutta yleisemmällä tasolla.

Jokaiselle suprajohtavalle materiaalille voidaan siis määrittää kriittinen lämpötila  $T_c$  (yksikkö K). Tämä on korkein lämpötila, jossa kyseinen materiaali voi olla suprajohtavassa tilassa. Lisäksi suprajohtavaan tilaan vaikuttaa kaksi muuta kriittistä suuretta. Nämä ovat kriittinen magneettivuontiheys  $B_c$  (yksikkö T) ja kriittinen virrantiheys  $J_c$  (yksikkö  $A/m^2$ ). Näistä kriittinen lämpötila ja magneettivuontiheys ovat materiaalin ominaisuuksia. Kriittinen virrantiheys riippuu aina myös suprajohteen valmistukseen käytettävistä metallurgisista prosesseista.

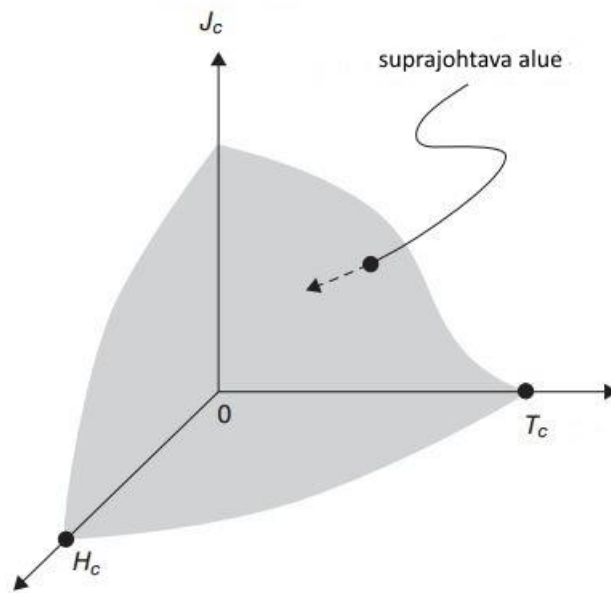


Kaupallisille suprajohteille esitetään usein valmiille johteelle ominainen kriittisen virran arvo  $I_c$  tietyssä käyttölämpötilassa ja magneettikentässä, joka kertoo kuinka suuren virran kyseinen johdin voi kyseisessä toimintapisteessä kuljettaa.

Kriittisen magneettivuontiheyden sijasta voidaan käyttää myös kriittistä magneettikentän voimakkuutta  $H_c$  (yksikkö A/m). Magneettivuontiheys on verrannollinen magneettikentän voimakkuuteen yhtälön

$$\mathbf{B} = \mu_r \mu_0 \mathbf{H} \quad (4.1)$$

mukaan, jossa  $\mu_r$  on väliaineen permeabiliteetti ja  $\mu_0$  on tyhjiön permeabiliteetti. Suprajohtavan materiaalin kaikkien kolmen parametrin tulee olla kriittisiä arvoja pienempiä, jotta suprajohtava tila on mahdollista saavuttaa [7 (s. 6)]. Tätä on havainnollistettu kuvassa 4.2 kriittisen pinnan avulla.



*Kuva 4.2 Suprajohtavuuden kriittinen pinta [7 (s. 6)].*

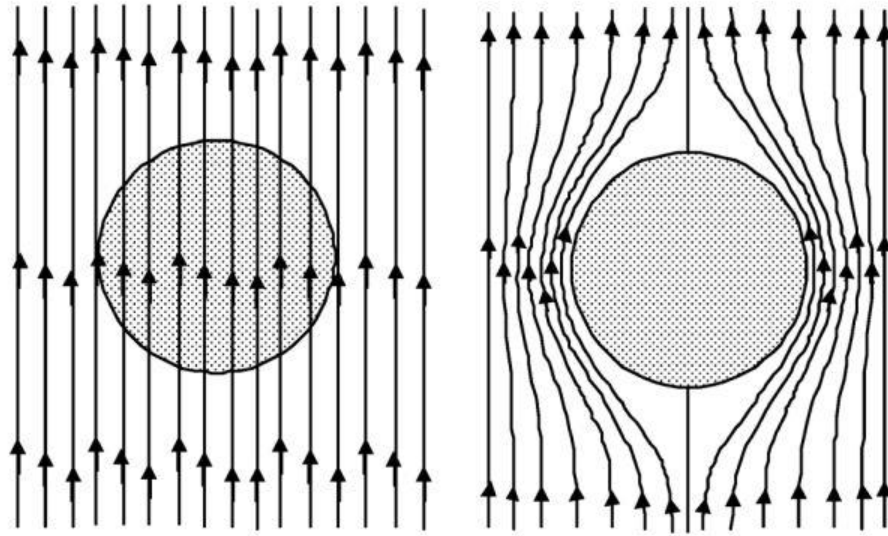
Kuten kuvasta 4.2 nähdään, kriittiset suureet riippuvat toisistaan. Esimerkiksi jos lämpötila on kriittisen lämpötilan suuruinen, kaksi muuta kriittistä suuretta menevät nollassi. Tästä johtuen suprajohteiden käyttölämpötilat ovat selvästi kriittisen lämpötilan alapuolella.

#### 4.1.1 I-lajin suprajohteet

Suprajohteet voidaan jakaa I- ja II-lajin suprajohteisiin, sen mukaan miten magneettikenttä vaikuttaa materiaalin suprajohtavaan tilaan [7; 22; 24]. Ensimmäisen lajin supra-

johteet ovat yksinkertaisempia. Ne voivat olla joko täysin suprajohtavassa tilassa tai täysin normaalitilassa ja niissä kriittinen magneettivuontiheys on yksikäsitteinen.

I-lajin suprajohteita ovat pääasiassa metallit ja metalliseokset, esimerkiksi lyijy, elohopea ja alumiini [22 (s. 345); 24 (s. 697)]. Kun I-lajin suprajohde jäädytetään alle kriittisen lämpötilansa suprajohtavaan tilaan, se hylkii täysin ulkoista magneettikenttää eli havaitaan täydellinen Meissner-ilmio. Tätä on havainnollistettu kuvassa 4.3.



**Kuva 4.3** Meissner-ilmio I-lajin suprajohteessa. Vasemmalla materiaali on normaalitilassa, jolloin magneettikenttä tunkeutuu materiaaliin. Oikealla materiaali on suprajohtavassa tilassa, jolloin havaitaan Meissner-ilmio [85].

Meissner-ilmion saavat aikaan suprajohtomateriaalin pinnalle indusoituvat suojavirrat, jotka luovat ulkoiseen magneettikenttään nähden vastakkaisen magnetisaation [22]. Täten magneettikenttä suprajohtomateriaalin sisällä kumoutuu. Merkitään magneettivuontiheyttä suprajohtomateriaalin sisällä

$$\mathbf{B}_i = \mathbf{B}_o + \mu_0 \mathbf{M}, \quad (4.2)$$

jossa  $\mathbf{B}_o$  on ulkoinen magneettivuontiheys ja  $\mathbf{M}$  on magnetisaatio. Koska suprajohtavassa tilassa pätee  $\mathbf{B}_i = 0$ , saadaan  $\mathbf{B}_o = -\mu_0 \mathbf{M}$ , josta edelleen saadaan magneettiseksi susceptibiliteetiksi.

$$\chi = \frac{\mu_0 \mathbf{M}}{\mathbf{B}_o} = -1. \quad (4.3)$$

Magneettisen susceptibiliteetin ollessa  $\chi = -1$ , kyseessä on täydellinen diamagneetti.

Suprajohtava tila kuitenkin menetetään heti, jos suprajohteeseen kohdistuva magneettivuontiheys nousee yli kriittisen magneettivuontiheyden arvon. Tällöin myös Meissner-ilmio häviää täysin, ja ulkoinen magneettikenttä tunkeutuu normaalisti materiaaliin.

Kuten aiemmin kuvassa 4.2 esitettiin, kriittiset suureet riippuvat toisistaan. Yksinkertaisille I-lajin suprajohteille on kokeellisesti havaittu, että kriittinen magneettivuontiheys riippuu lämpötilasta yhtälön

$$B_c(T) = B_c(0) \left[ 1 - \left( \frac{T}{T_c} \right)^2 \right] \quad (4.4)$$

mukaisesti [22; 24]. Yhtälössä  $B_c(0)$  on kriittinen magneettivuontiheyden arvo 0 Kelvinin lämpötilassa.

Käytännön suprajohdesovelluksissa I-lajin suprajohteet eivät ole käyttökelpoisia, koska niissä kriittisen magneettivuontiheyden arvot ovat erittäin pieniä. Tyypilliset arvot ovat alle 0,1 Teslaa [24 (s. 697)]. Tästä johtuen I-lajin suprajohteissa suprajohtava tila menetetään jo pienillä ulkoisen magneettikentän voimakkuuksilla. Koska myös suprajohteessa vallitse virrantiheys luo magneettikentän, menetetään suprajohtava tila I-lajin suprajohteessa nopeasti myös virrantiheyden kasvaessa.

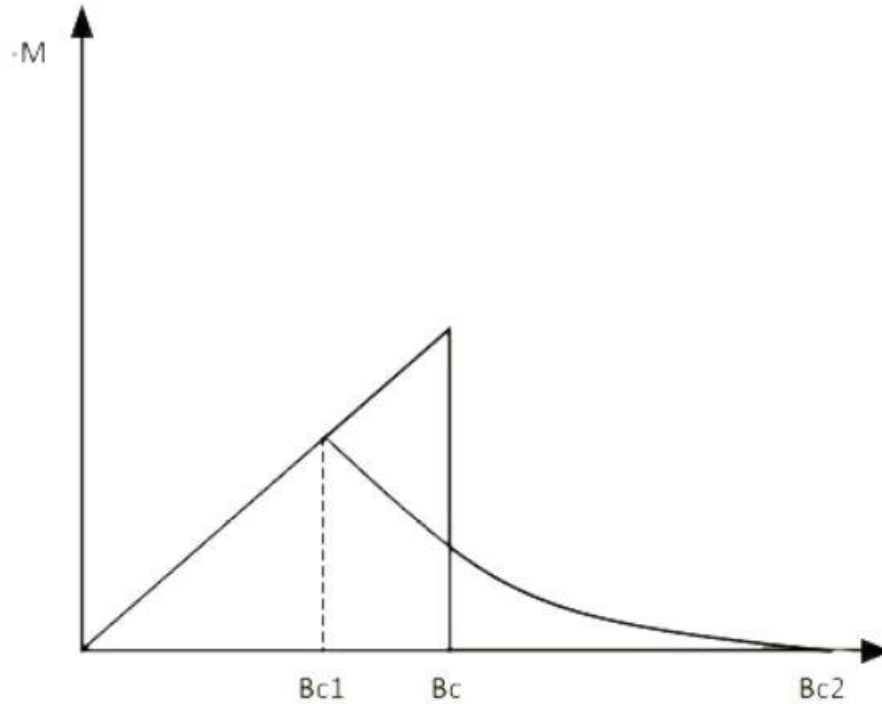
#### 4.1.2 II-lajin suprajohteet

II-lajin suprajohteille voidaan määrittää kaksi kriittisen magneettivuontiheyden arvoa  $B_{c1}$  ja  $B_{c2}$  [7; 22; 24]. Kun ulkoinen magneettivuontiheys on alle alemman arvon  $B_{c1}$ , II-lajin suprajohde käyttäytyy samalla tavalla kuin I-lajin suprajohde. Tällöin se on täysin suprajohtavassa tilassa ja Meissner-ilmio havaitaan täydellisenä. Ero II-lajin suprajohteissa havaitaan silloin, kun magneettivuontiheys nousee kriittistä arvoa  $B_{c1}$  suuremmaksi. Tällöin II-lajin suprajohde siirtyy Shubnikow-sekatilaan [22 (s. 354); 24 (s. 696)]. Sekatilassa ulkoinen magneettikenttä pääsee osittain tunkeutumaan suprajohdemateriaaliin vuoputkia pitkin. Vuoputkissa magneettivuo kulkee vuokvantteina

$$\phi = \frac{h}{2e}, \quad (4.5)$$

jossa  $h$  on Planckin vakio ja  $e$  on elektronin ominaisvaraus [22 (s. 354)]. Vuoputkien kohdalta materiaali siirtyy normaalitilaan, mutta muu osa materiaalista säilyy suprajohtavana. Kyseiset vuoputket pyrkivät kiinnittymään materiaalissa oleviin pinning-keskuksiin, joita ovat materiaalin epäpuhtaudet ja erilaiset kidehilan virheet. Käytännön suprajohteissa pinning-keskuksia lisätään materiaaliin tarkoituksella, jolloin vuoputket kiinnittyvät niihin ja suprajohtavasta tilasta saadaan stabiilimpi. Kun ulkoinen magneettivuontiheys nousee kohti ylempää kriittistä arvoa  $B_{c2}$ , vuoputket täyttävät suuremman ja suuremman osan materiaalista. Lopulta arvon  $B_{c2}$  ylittyessä materiaali siirtyy täysin

normaalitilaan. Kuvassa 4.4 on havainnollistettu I- ja II-lajin suprajohteiden magnetoituminen ulkoisen magneettivuontiheyden funktiona. Kuvassa  $B_c$  on I-lajin suprajohteen kriittinen magneettivuontiheys ja arvot  $B_{c1}$  ja  $B_{c2}$  ovat II-lajin suprajohteen kriittiset magneettivuontiheydet.



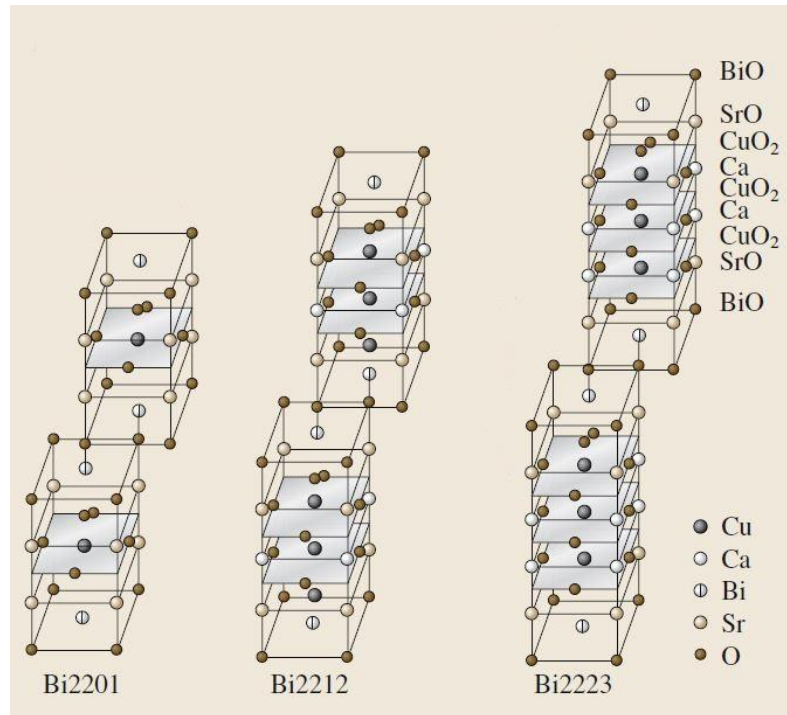
**Kuva 4.4** I- ja II-lajin suprajohteiden magnetoituminen ulkoisen magneettivuontiheyden funktiona.

Verrattaessa I-lajin suprajohteisiin, myös II-lajin suprajohteet ovat täysin suprajohtavassa tilassa (eli hylkivät täysin ulkoista magneettikenttää) vain erittäin pienillä magneettivuontiheyden arvoilla. Tyypillisesti alempi kriittinen arvo  $B_{c1}$  on I-lajin suprajohteiden kriittisen arvon tavoin alle 0,1 Teslaa. Sen sijaan ylempi arvo  $B_{c2}$  on käytännön suprajohtemateriaaleissa jopa kymmeniä Tesloja [24 (s. 705)]. Tämä mahdollistaa II-lajin suprajohteiden hyödyntämisen sekatilassa siten, että suprajohtava tila säilyy osassa materiaalia erittäin voimakkaissa magneettikentissä. Tämän ansiosta II-lajin suprajohteita voidaan hyödyntää erilaisissa käytännön sovelluksissa, joissa suprajohtemateriaalin täytyy kestää voimakkaita magneettikenttiä ilman normaalitilaan siirtymistä.

### 4.1.3 Jaottelu LTS- ja HTS-materiaaleihin

Suprajohteet jaotellaan LTS- ja HTS-materiaaleihin kriittisen lämpötilan mukaan. Tarkkaa lämpötilarajaa jaottelulle ei ole, mutta yleensä rajana pidetään noin 30 Kelviniä. Korkeamman kriittisen lämpötilan lisäksi HTS-materiaaleilla on myös muita eroja verrattuna perinteisiin LTS-materiaaleihin. Kaikki HTS-materiaalit ovat II-tyyppin suprajoht-

teita ja lisäksi ne ovat anisotrooppisia [24 (s. 716)]. Tämä tarkoittaa sitä, että erisuuntaiset magneettikentän komponentit vaikuttavat HTS-materiaaleihin eri tavoin. Anisotrooppisuus johtuu HTS-materiaalien rakenteesta. Koska HTS-materiaalit ovat tyypillisesti useasta alkuaineesta muodostuneita keraamisia kerrosmaisista rakenteista, niiden molekyyli­rakenteet ovat huomattavasti monimutkaisempia kuin perinteisillä LTS-johteilla. Kuvassa 4.5 on esitetty muutamien Bi-pohjaisten HTS-suprajohdemateriaalin rakenteita.



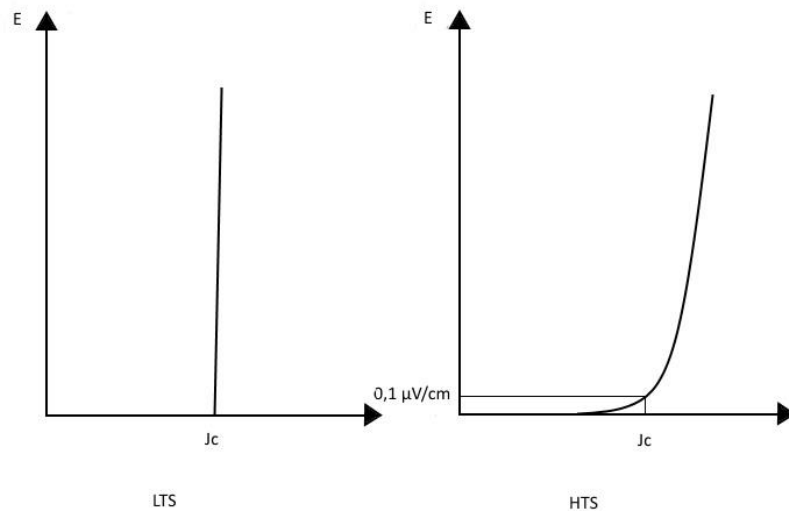
**Kuva 4.5** Bi-pohjaisten keraamisten suprajohteiden rakenteita [24 (s. 715)].

HTS-materiaaleilla ei voida määrittää tarkkaa kriittisen virrantiheyden  $J_C$  arvoa, koska niillä transiatio normaalitilan ja suprajohtavan tilan välillä virrantiheyden funktiona on loiva. LTS-materiaaleilla taas kyseinen transiatio on erittäin jyrkkä, joten niillä kriittinen virrantiheys on helppo määrittää yksikäsitteisesti. Transition jyrkkyyttä voidaan kuvata kokeellisesti määritetyllä potenssilaila [19; 52]. Yksinkertaisessa muodossa potenssilaki voidaan lausua

$$E = E_C \left( \frac{J}{J_C} \right)^n, \quad (4.6)$$

jossa  $E_C$  on sähkökenttäkriteerin arvo, jonka arvoksi valitaan yleensä 0,1  $\mu\text{V}/\text{cm}$  tai 1  $\mu\text{V}/\text{cm}$ . Kriittinen virrantiheys  $J_C$  on mitattu kyseisellä sähkökenttäkriteerin arvolla. Esimerkiksi jos sähkökenttäkriteeriksi valitaan 1  $\mu\text{V}/\text{cm}$ , kriittiseksi virrantiheydeksi

valitaan se virrantiheys, jolla suprajohdemateriaalissa mitataan  $1 \mu\text{V}$  jännite senttimetrin pituudella johdetta. Potenssilaisissa esiintyvä  $n$ -arvo taas riippuu käytetystä suprajohdemateriaalista. LTS-materiaaleilla  $n$ -arvo on korkea (noin 50–100). Tällöin virrantiheyden ollessa kriittistä virrantiheyttä pienempi, potenssilain mukaan sähkökentän arvo on käytännössä 0. HTS-johteilla  $n$ -arvo voi olla alle 20. Tällöin potenssilain mukaan johteessa voidaan havaita nollasta poikkeava sähkökentän arvo, vaikka virrantiheys olisi alle määritellyn kriittisen virrantiheyden arvon. Tämä aiheuttaa resistiivistä Joulelämpöä ( $Q = \mathbf{E} \cdot \mathbf{J}$ ), minkä takia HTS-johteista niin sanottujen persistoitujen magneettien valmistaminen on vaikeaa. Persistoidussa magneetissa virta kiertää häviöttömästi oikosuljetuissa suprajohdekäämeissä ilman, että virran arvo heikkenee ajan kuluessa.



**Kuva 4.6** LTS- ja HTS-materiaalien suprajohdavat transiitit virrantiheyden funktiona.

Kuvassa 4.6 on havainnollistettu LTS- ja HTS materiaalien eroa kriittisen virrantiheyden näkökulmasta. Kuvasta nähdään, että HTS-materiaalissa voidaan havaita nollasta poikkeava sähkökentän arvo vielä kriittistä virrantiheyttä pienemmillä virrantiheyksillä.

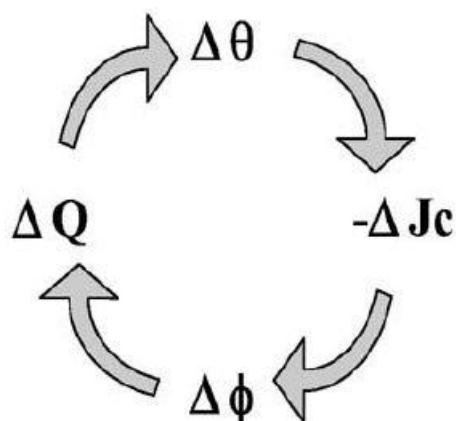
#### 4.1.4 Käytännön suprajohdeilta vaadittavat ominaisuudet

Vaikka suprajohdavia materiaaleja on tuhansia, kaupallisilla markkinoilla on vain kuusi erilaista suprajohdemateriaalia, jotka esitellään kappaleessa 4.2 [45 (s. 627)]. Tämä johtuu siitä, että käytännön suprajohdeilta vaadittavat ominaisuudet ovat korkeat. Monissa suprajohdesovelluksissa johteista valmistetaan magneetteja, joilla tuotetaan suuruusluokaltaan usean Teslan magneettivuontiheyksiä. Tästä johtuen käytännön suprajohdeilta vaaditaan korkeita kriittisen magneettivuontiheyden  $B_{c2}$  ja kriittisen virrantiheyden  $J_c$

arvoja. Korkea kriittisen lämpötilan arvo  $T_c$  ei ole kaikissa sovelluksissa ehdoton edellytys, sillä nestemäisellä heliumilla pystytään jäädyttämään suprajohteita lähelle absoluuttista nolapistettä. LTS-johteiden ja nestemäisen heliumin käyttö laajassa mittakaavassa on kuitenkin ongelmallista erittäin korkeiden jäädytyskustannusten takia [88]. Tästä syystä suprajohteita hyödyntävissä energiatekniikan sovelluksissa on keskitytty lähinnä HTS-johteiden hyödyntämispotentiaaliin. Tällöin jäädytykseen voidaan käyttää nestemäisen heliumin sijasta muita kryogeenisiä nesteitä tai mekaanisia kryojäähdytimiä.

Kriittisten parametrien lisäksi suprajohtemateriaalien käyttökelpoisuuteen vaikuttaa se, miten hyvin materiaalista pystytään valmistamaan stabiilia johdinta ja pitkiä johdinpituuksia (useita kilometrejä) [18 (s. 419)]. Kun suprajohte kuljettaa virtaa alhaisissa lämpötiloissa, pienikin lämmön generoituminen voi nostaa materiaalin lämpötilaa selvästi, koska kryogeenisissä lämpötiloissa materiaalien lämpökapasiteetit ovat tyypillisesti erittäin alhaisia [65 (s. 4)]. Lämmön generoituminen voi aiheuttaa lämpötilan nousun paikallisesti yli suprajohteen kriittisen lämpötilan. Tästä seuraa lisää lämmön generoitumista, koska normaalitilaisessa alueessa syntyy resistiivisyyden vaikutuksesta Joule-lämpöä. Jos generoitunutta lämpöä ei saada johdettua pois, aiheutuu kierre, joka aiheuttaa suprajohtemateriaalin siirtymisen normaalitilaan ja suprajohtemagneetin tapauksessa *quenchiin* (koko suprajohtemagneetin siirtymiseen normaalitilaan). Suprajohteiden käytön aikaista lämmön generoitumista voi syntyä sekä magneettisten voimavaikutusten takia että mekaanisten rasitusten aiheuttamana. Lisäksi lämpöä voi siirtyä suprajohteeseen ulkopuolisista lähteistä johtamalla jäädytysjärjestelmän ja eristysten kautta. Moniin lämmön generoitumismekanismeihin pystytään vaikuttamaan suprajohteen valmistusmekanismeilla ja johdingeometrialla.

Kun suprajohtemateriaalista valmistetaan johde, tehdään materiaalista tyypillisesti erittäin ohuita säikeitä (halkaisijaltaan 10–100  $\mu\text{m}$ ) [65 (s. 5)]. Johde valmistetaan useista ohuista säikeistä vuohyppyjen (*flux jumping*) ehkäisemiksi. Vuohyppy ovat yksi oleellisimmista lämmön generoitumismekanismeista suprajohteissa, ja niitä syntyy silloin, kun suprajohtemateriaalin lämpötila nousee hieman käytön aikana [65; 85]. Lämpötilan nousu aiheuttaa kriittisen virrantiheyden pienenemisen, mikä aiheuttaa suprajohteen pinnalla vaikuttavien supravirtojen pienenemisen. Koska supravirrat estävät ulkoisen magneettikentän tunkeutumista johteeseen, niiden pieneneminen aiheuttaa vuoputkien liikettä II-lajin suprajohteen sisällä, mikä puolestaan aiheuttaa lämmön generoitumista ja lämpötilan nousua. Pahimmillaan vuohyppy johtaa hallitsemattomaan kierteeseen, joka johtaa suprajohtavan tilan menettämiseen. Valmistamalla johde ohuista filamentteista, saadaan vuoputkien liike vähäiseksi ja vuohyppyjä ehkäistyä. Kuvassa 4.7 on havainnollistettu vuohypyn aiheuttamaa kierrettä.



*Kuva 4.7 Vuohyppy*

Koska ohuet suprajohdefilamentit ovat hauraita, ne upotetaan tyypillisesti matriisimetalliin, joka on hyvin sähköä ja lämpöä johtavaa materiaalia, esimerkiksi puhdistettua kuparia [65 (s. 5)]. Mekaanisen tuennan lisäksi matriisimetallin tehtävänä on siirtää suprajohteessa generoituvaa lämpöä pois. Lisäksi suprajohteen siirtyessä normaalitilaan, sen resistiivisyys nousee matriisimetallin resistiivisyyttä korkeammaksi, jolloin suurin osa virrasta kulkee matriisimetallin kautta. Tämä ehkäisee hauraan suprajohdemateriaalin tuhoutumista, mutta käytännön magneettisovelluksissa matriisimetallin käyttö ei yksin riitä suojaamaan suprajohdetta normaalitilaan siirtymisen yhteydessä. Tietyissä erikoisovelluksissa suprajohteita voidaan käyttää myös ilman matriisimetallia (bulkkisuprajohteet).

Jos suprajohteita käytetään vaihtovirtasovelluksissa, täytyy myös tästä aiheutuvat häviöt ottaa huomioon. Suprajohteet kuljettavat häviöttömästi vain tasavirtaa ja AC-käytössä syntyy erityyppisiä häviöitä [59 (s. 15)]. Oleellisin näistä häviötyypeistä on hystereesihäviöt. Jos suprajohteeseen syötetään vaihtovirtaa, synnyttää se muuttuvan magneettikentän. Jokaisella vaihtovirran jaksolla kyseinen muuttuva magneettikenttä aiheuttaa II-lajin suprajohteessa vuoputkien liikettä suprajohteen sisällä. Vuoputkien liike ja irtoaminen pinning-keskuksista vaatii energiaa, mikä aiheuttaa lämmön generoitumista. Hystereesihäviöitä voidaan vähentää suprajohteen dimensioita pienentämällä. Tästä syystä AC-sovelluksiin suunnitelluissa suprajohteissa filamenttien halkaisija on pieni ja filamentteja voi olla useita tuhansia.

Lisäksi AC-käyttö aiheuttaa pyörrevirtahäviöitä ja kytkentähäviöitä [59 (s. 17)]. Molemmat häviötyypeistä liittyvät matriisimetalliin. Pyörrevirtahäviöt johtuvat matriisimetalliin indusoituvista pyörrevirroista, jotka aiheuttavat lämmön generoitumista. Kyseisiä häviöitä voidaan pienentää oikeanlaisella johdingeometrian valinnalla. Kytkentähäviöt taas johtuvat siitä, että muuttuvan magneettikentän vaikutuksesta vierekkäiset filamentit voivat kytkeytyä toisiinsa matriisimetallin kautta. Tällöin useista filamentteista saatu



hyöty häviää ja hystereesihäviöt kasvavat. Kytkeäviä häviöitä ehkäistään kierteistämällä filamentteja akselinsa ympäri.

## 4.2 Materiaalikarttoitus

Tässä kappaleessa käydään läpi kaupallisesti saatavilla olevat suprajohtemateriaalit ja lyhyesti niiden valmistusmenetelmiä. Osa valmistusmenetelmistä on erittäin monimutkaisia, eikä niitä ole tässä yhteydessä tarkoituksenmukaista käydä syvällisesti läpi. Jokaisen materiaalin yhteydessä on kuitenkin esitetty valmistusmenetelmien pääpiirteet, jolloin erilaisten suprajohtemateriaalien rakenteesta saa paremman kuvan. Kappaleessa 4.2.1 esitellään kaksi LTS-johdetta ja kappaleessa 4.2.2 korkeamman kriittisen lämpötilan kaupalliset johteet.

### 4.2.1 Niobititaani ja niobitina

Kaupallisilla markkinoilla olevista suprajohteista kaksi on perinteisiä LTS-materiaaleja, joista valmistetaan poikkipinnaltaan pyöreitä komposiittijohteita, tai profiilijohteita. Nämä ovat *niobititaani* NbTi ja *niobitina* Nb<sub>3</sub>Sn.

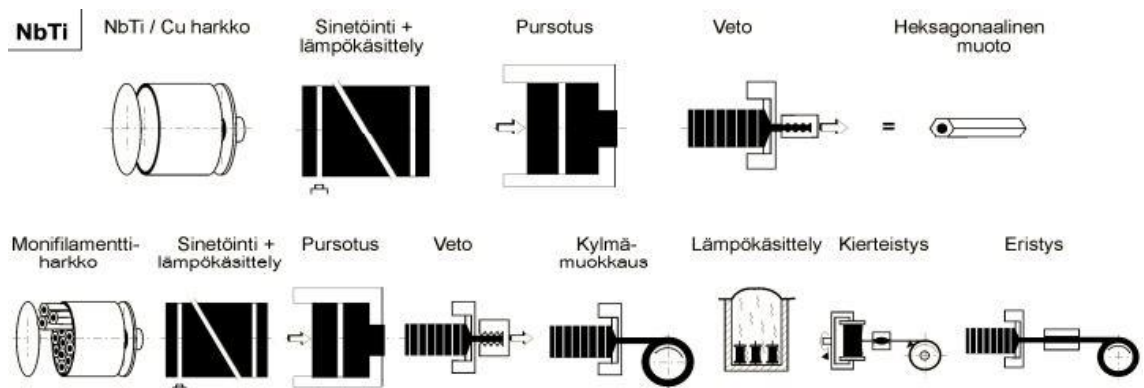
#### Niobititaani

Kaupallisista suprajohteista niobititaani on edelleen ylivoimaisesti käytetyin suprajohte [18 (s. 603)]. Sen tekninen kehitys on alkanut 1960-luvun alussa ja nykyäänkin yli 90 % suprajohtemagneeteista valmistetaan niobititaanista [45 (s. 660)]. Niobititaanin hyödyt perustuvat erinomaisiin suoritusarvoihin, mekaaniseen kestävyys ja materiaalin halpaan hintaan. Niobititaanista pystytään valmistamaan satojen kilometrien johdinpituuksia stabiilia ja rakenteeltaan yksinkertaista johdinta, jonka kriittinen virrantiheys on hyvä vielä suhteellisen korkeissa magneettikentissä (2–8 Teslaa). Korkealaatuisia niobititaanijohtimia on saatavilla useilta valmistajilta, esimerkiksi suomalaiselta Luvatalta [51].

Perinteisenä LTS-johteena niobititaanin kriittinen lämpötila on alhainen, noin 9,5 K [32]. Ylempi kriittinen magneettivuontiheys  $B_{c2}$  lämpötilassa  $T = 0$  K on noin 14 T. Tyypillisessä käyttölämpötilassa  $T = 4,2$  K, niobititaanidipoleilla voidaan saavuttaa 7 Teslan magneettivuontiheys. Kriittinen virrantiheys tyypillisellä niobititaanijohtimella, kun  $B < 5$  T, on yli 2000 A/mm<sup>2</sup> [18; 32].

Niobititaanijohtimia valmistetaan suoraviivaisesti niin sanotulla vetämistekniikalla. Ensimmäisessä vaiheessa paksu niobititaanikappale asetetaan kupariharkon sisään ja suoritetaan lämpökäsittely ja vetäminen pitkäksi monofilamenttijohtimeksi [18 (s. 616)]. Ennen vetoprosessia kappaleen halkaisija voi olla 100–250 mm, mikä suosii suurien yksikköpituuksien valmistamista [58 (s. 13)]. Ensimmäisen vetoprosessin jälkeen useita

samalla tavalla käsiteltyjä johtimia upotetaan uuden kupariharkon sisään. Johtimet on tyypillisesti muokattu heksagonaaliseen muotoon, jolloin niiden väliin jää mahdollisimman vähän tyhjää tilaa. Tämän jälkeen useita monofilamenttijohtimia sisältävä kupariharkko suljetaan, lämpökäsitellään ja vedetään uudelleen pitkäksi johtimeksi. Lämpökäsittelyllä johtimeen saadaan muodostumaan pinning-keskuksia, joiden avulla suprajohteen suoritusarvot saadaan tavoitellulle tasolle. Lopuksi filamentit kierteistetään kytkentähäviöiden minimoimiseksi ja johdin eristetään. Kuvassa 4.8 on vielä esitetty niobititaanin valmistuksen vaiheet.



*Kuva 4.8 Niobititaanin valmistus vetämällä [58].*

Tyypilliset filamenttien halkaisijat ovat suuruusluokkaa  $10\ \mu\text{m}$ , mutta vaihtovirtasovelluksiin tarkoitetuissa johteissa filamenttien halkaisija voi olla suuruusluokkaa  $0,1\ \mu\text{m}$  [58 (s. 13)]. Tällöin johdin voi sisältää useita tuhansia ohuita filamentteja vaihtovirtahäviöiden pienentämiseksi. Kuvassa 4.9 on esitetty niobititaanijohdinten erilaisia poikkileikkauksia. Esimerkiksi vasemman puoleisessa DC-käyttöön tarkoitettussa johtimessa on vähän filamentteja, joiden halkaisija on suhteellisen suuri. Oikeanpuoleisessa AC-käyttöön tarkoitettussa johteessa on suuri määrä erittäin ohuita filamentteja ja matriisimetallin osuus poikkipinta-alasta on pienempi.



*Kuva 4.9 Niobititaani-johdinten erilaisia poikkileikkauksia [58].*

Niobititaanin suuri markkinaosuus johtuu sen käytöstä MRI-laitteissa (*magnetic resonance imaging*) [8]. Kyseisissä magneettikuvauslaitteissa käytetään niobititaanista

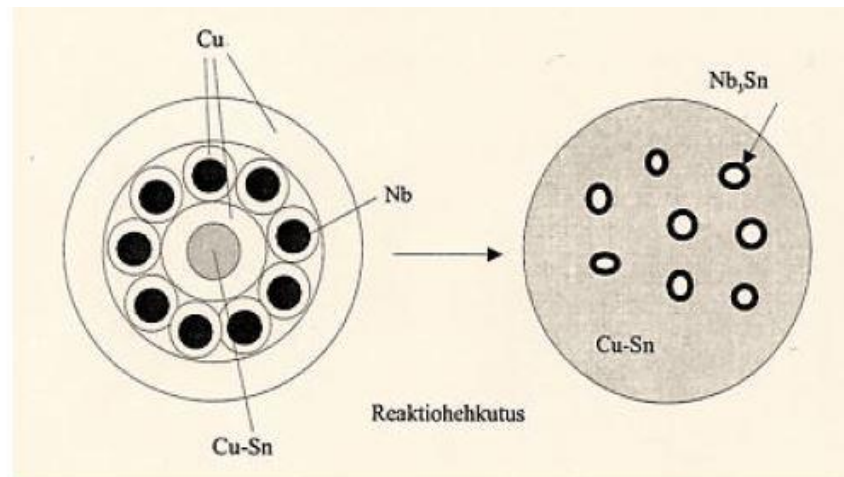
valmistettuja solenoidimagneetteja. Niiden avulla saadaan aikaan voimakas magneettikenttä, joka mahdollistaa tarkkojen kuvien ottamisen ihmisen kudoksista. Suurin osa nykyisistä käytössä olevista MRI-laitteista tuottavat 1,5 Teslan magneettivuontiheyden, mutta myös 3 Teslan MRI-laitteet ovat nykyään yleisiä [13]. Esimerkiksi vuonna 2008 asennetuista MRI-laitteista noin 30 % oli nimellisarvoltaan 3 Teslaa. Tätä suuremmat MRI-laitteet ovat lähinnä tutkimus- ja testikäytössä.

Magneettikuvauslaitteet ovat ainoa suprajohteita hyödyntävä sovellus, jolla on vakiintunut asema laajoilla kaupallisilla markkinoilla. MRI-laitteita on tuhansissa sairaaloissa ympäri maailmaa ja vuosittain asennetaan yli 2500 uutta MRI-laitetta [13]. Conectusin (*Consortium of European Companies Determined to Use Superconductivity*) mukaan vuonna 2012 MRI-markkinoiden arvo oli noin 4 miljardia euroa koko suprajohdemarkkinoiden arvon ollessa noin 5,2 miljardia euroa [12].

### Niobitina

Niobitinan kriittinen lämpötila on noin 18 K ja ylempi kriittinen magneettivuontiheys  $B_{c2}$  on noin 23–24 T nesteheliumin lämpötilassa 4,2 K [32]. Tyypillisillä niobitinajohdimilla saavutetaan yli 2000 A/mm<sup>2</sup> virrantiheyksiä vielä yli 10 Teslan magneettivuontiheyksillä. Suoritusarvot ovat selvästi niobitinaanin vastaavia korkeammat, mutta ongelmana käytännön sovelluksissa on niobitinan kalliimpi hinta ja se, että niobitina on vaikeampi valmistaa magneetteja.

Niobitinan valmistukseen on useita menetelmiä, joista on vakiintunut kaksi. Ne ovat pronssitiemenetelmä (*bronze route process*) ja sisäisen tinan menetelmä ( $IT = internal tin$ ) [45 (s.665)] [18 s. 645)]. Esitellään lyhyesti niobitinan valmistus pronssitiemenetelmän avulla. Menetelmässä niobipuikkoja asetetaan aluksi pronssimatriisiin. Koska pronssi muodostuu kuparista ja tinasta, saadaan niobitinan valmistukseen tarvittava tina pronssimatriisista, eikä erillistä tinaa tarvita. Kyseinen aihio vedetään pitkäksi ja ohueksi filamentiksi useiden välihehkutusten avulla. Välihehkutuksia vaaditaan pronssin muokkauslujittumisen takia. Tämän jälkeen haluttu määrä (johtimen filamenttien määrä) samanlaisia vedettyjä aihioita pakataan yhteen stabiloivan kuparin ja tantaali- tai niobidiffuusioesteen kanssa. Diffuusioesteen tehtävänä on estää pronssin tinan diffusioituminen kupariin, mikä heikentäisi kuparin sähköisiä ja termisiä ominaisuuksia. Lopuksi johdin vedetään samalla tavalla välihehkutuksia käyttäen lopullisen johteen pituiseksi. Lopuksi filamentit kierteistetään ja johde eristetään. Lopullinen reaktiohehkutus, jolla johteeseen syntyy niobitina-faasi, tehdään vasta tämän jälkeen. Kuvassa 4.10 on esitetty niobitinafaasin muodostuminen valmiiseen johteeseen.



**Kuva 4.10** Niobitinafaasin muodostuminen reaktioehkituksen avulla [58].

Reaktioehkituksen lämpötila vaikuttaa niobitinajohtimen lopullisiin ominaisuuksiin. Esimerkiksi jos halutaan korkeampi virrantiheys korkeilla magneettikentän arvoilla, reaktioehkutus tehdään yli 700 °C:n lämpötilassa. Jos taas johdetta käytetään AC-sovelluksissa, reaktioehkutus tehdään alhaisemmassa noin 600 °C:n lämpötilassa, jolloin johteen AC-häviöitä saadaan pienemmiksi.

Valmiin niobitinafaasin sisältävä johde on erittäin haurasta eikä kestä juurikaan vääntöä [32]. Tämän takia niobitinamagneeteilla käytetään pääasiassa *wind-and-react* menetelmää. Tällöin niobitinajohtimesta, jolle ei vielä ole suoritettu reaktioehkutusta Nb<sub>3</sub>Sn –faasin aikaansaamiseksi, valmistetaan ensin magneetti. Vasta tämän jälkeen valmiille magneetille tehdään reaktioehkutus, jossa johteesta muodostuu valmista niobitinajohdetta kuvan 4.10 mukaisesti. Niobitinamagneettien käyttöä esimerkiksi MRI-laitteissa on tutkittu, mutta niitä käytetään lähinnä erittäin korkeita magneettivuontiheyksiä vaativissa tutkimussovelluksissa, joihin niobititaanimagneettien suoritusarvot eivät riitä, esimerkiksi rakenteilla olevassa ITER-fuusiovoimalassa [44]. Myös niobitinajohtimia on saatavilla muun muassa Luvatalta [51].

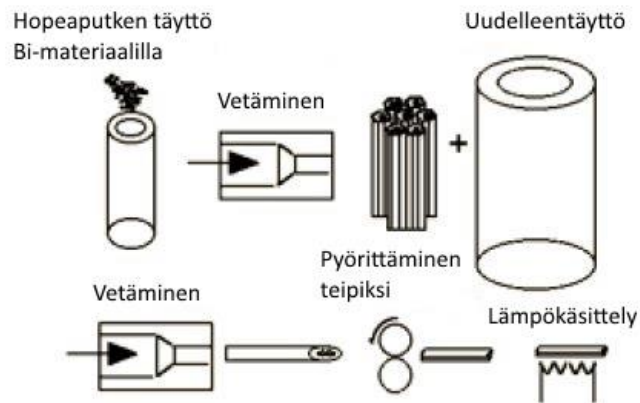
#### 4.2.2 HTS-materiaalit ja MgB<sub>2</sub>

Kaupallisia HTS-materiaaleja on kolme kappaletta [87]. Näistä kaksi ovat vismuttipohjaisia materiaaleja, eli Bi<sub>2</sub>Sr<sub>2</sub>CaCu<sub>2</sub>O<sub>8-x</sub> (lyhenne *Bi-2212* tai *BSCCO-2212*) ja (Bi, Pb)<sub>2</sub>Sr<sub>2</sub>Ca<sub>2</sub>Cu<sub>3</sub>O<sub>10-x</sub> (lyhenne *Bi-2223* tai *BSCCO-2223*) [45 (s. 627)]. Kolmas on yttriumpohjainen YBa<sub>2</sub>Cu<sub>3</sub>O<sub>7-x</sub> (lyhenne *YBCO*) tai vastaava rakenne, jossa yttriumin tilalla on jotain toista harvinaista maametallia. Lisäksi kaupallisiin suprajohdeisiin kuuluu *magnesiumdiboridi* MgB<sub>2</sub>, joka ei varsinaisesti kuulu LTS- tai HTS-johdeisiin, vaan sijoittuu ominaisuuksiltaan niiden väliin.

### Bi-2212 ja Bi-2223

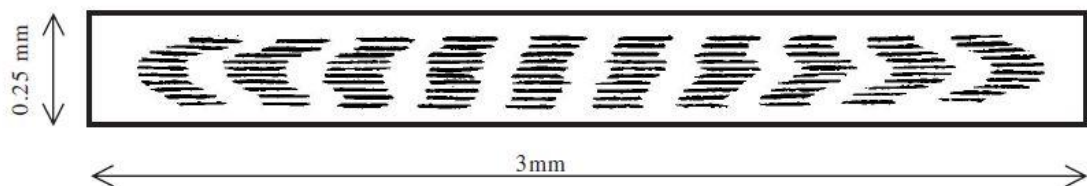
Vismuttipohjaisia Bi-2212 ja Bi-2223 suprajohteita kutsutaan ensimmäisen sukupolven HTS-johteiksi (1G-HTS). Bi-2212 materiaalista voidaan valmistaa joko pyöreäpoikkipintaista johdetta tai ohutta teippimäistä johdetta. Bi-2223 materiaalia on saatavilla vain teippimäisessä muodossa [45 (s. 672)]. Molemmat kyseisistä materiaaleista ovat suprajohtavia vielä 77 Kelvinissä eli nestetyypen lämpötilassa. Bi-2212 johteen kriittinen lämpötila on noin 85 K ja Bi-2223 johteella 110 K. Koska Bi-2212:n kriittinen lämpötila on vain 8 Kelviniä nestetyypen kiehumispistettä korkeampi, sen suoritusarvot kyseisessä lämpötilassa ovat heikot. Bi-2212-johteita käytetäänkin pääasiassa alhaisen lämpötilan ja korkean magneettikentän sovelluksissa lämpötiloissa 4,2–20 K, jolloin sen sähkömagneettiset ominaisuudet ovat erinomaiset [42 (s. 11)]. Lämpötilassa 4,2 K Bi-2212 teipeillä on saavutettu yli 7000 A/mm virrantiheyksiä vielä 10 Teslan magneettivuontiheyksillä (teipin pitkittäissuuntainen magneettivuontiheys). Sen sijaan Bi-2223 johteilla päästään kohtalaisiin suoritusarvoihin vielä nestetyypen lämpötilassa, mistä johtuen niitä voidaan käyttää korkeamman lämpötilan sovelluksissa, esimerkiksi nestetypellä jäähdytetyissä tehonsiirtokaapeleissa.

Bi-johteita valmistetaan tyypillisesti OPIT-menetelmällä (*oxide-powder-in-tube*). Matriisimetallina Bi-johteissa käytetään hopeaa, koska esimerkiksi kupari reagoisi itse suprajohtemateriaalin kanssa heikentäen sen suoritusarvoja. Bi-suprajohtemateriaali on aluksi pulverimaisessa muodossa. Bi-pulverin prosessointiin on olemassa useita tekniikoita, joihin ei tässä yhteydessä perehdytä tarkemmin [18 (s. 424)]. Johtimen valmistus alkaa pulverin kaatamisesta hopeamatriisiputken sisään. Putki vedetään ja muokataan johtimeksi. Seuraavaksi useita samanlaisia johtimia pakataan uuden hopeamatriisin sisään ja vedetään monifilamenttiseksi komposiittijohteeksi. Tässä vaiheessa johde valsataan teipiksi (tai Bi-2212 tapauksessa mahdollisesti jätetään pyöreäpoikkipintaiseksi johtimeksi), jonka tyypilliset dimensiot ovat suuruusluokkaa 0,2 mm \* 4 mm. Tämän jälkeen suoritetaan lämpökäsittely 830–850 Celsiusasteessa ja noin 5–7 % happea sisältävässä ilmaseoksessa. Kuvassa 4.11 on vielä esitetty OPIT-menetelmän periaate.



**Kuva 4.11** Bi-johteiden valmistus OPIT-menetelmällä [58].

Bi-2212 muodostaa suprajohtavan faasin yhdellä lämpökäsittelyllä. Bi-2223ssa ensimmäisen lämpökäsittelyn jälkeen vaaditaan teippirakenteen uudelleenmuokkausta ja toinen lämpökäsittely keraamisen rakenteen lujittamiseksi. Kuvassa 4.12 on esimerkki Bi-teipin poikkileikkauksesta, jossa näkyy useita ohuita suprajohtofilamenteja hopeamatriisimetallin sisällä.



**Kuva 4.12** Bi-teipin poikkileikkaus [18].

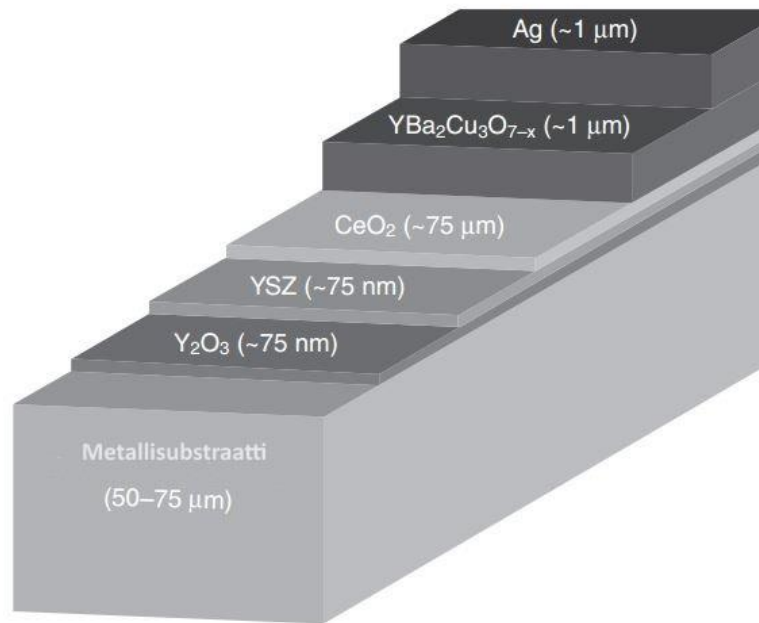
Useat suprajohtevalmistajat ovat siirtyneet toisen sukupolven YBCO-johteisiin, mutta massatuotettuja Bi-pohjaisia HTS-johteita valmistavat nykyään ainakin Sumitomo Electric Industries (SEI) [75] ja Innova Superconductor Technology (InnoST) [39]. Esimerkiksi SEIn kauppanimellä DI-BSCCO myytäviä Bi-2223-teippejä on saatavilla maksimissaan 500–1500 metrin yksikköpituuksina johdintyypistä riippuen. Teippien leveydet ovat välillä 2,8–4,5 mm ja paksuudet noin 0,20–0,35 teippityypistä riippuen. Kriittiseksi virroiksi omakentässä ja lämpötilassa 77 K on ilmoitettu 170–200 A. Saatavilla on myös AC-käyttöön tarkoitettua teippiä, jossa kriittiseksi virraksi on samoissa olosuhteissa ilmoitettu 60–70 A.

## YBCO

YBCO-johteita kutsutaan toisen sukupolven HTS-johteiksi (2G-HTS). YBCOn kriittinen lämpötila on noin 93 K. Bi-johteista poiketen sen magneettikenttäominaisuudet ovat erinomaisia vielä nestetyypen lämpötilassa 77 K. YBCO-johteita on Bi-johteiden tavoin

saatavilla teippimäisessä muodossa, mutta niiden rakenne ja valmistustekniikka eroaa selvästi ensimmäisen sukupolven HTS-teipeistä [42 (s. 18); 45 (s. 691)]. YBCO-johtimet ovat niin sanottuja ohutkalvojohtimia. Itse suprajohdemateriaali joudutaan kasvattamaan molekyyllitasolla metallisubstraatin päälle. Suprajohdekerroksen paksuus on vain 1 µm suuruusluokkaa koko teipin paksuuden ollessa noin 0,1 mm. Pohjana teipeissä on paksuudeltaan noin 50 µm metallisubstraatti, jonka päällä on suprajohdemateriaalin lisäksi useita kerroksia eri materiaaleja. YBCO-johtimia voidaan valmistaa useilla tavoilla, mutta kaksi vakiintuneinta ovat IBAD-menetelmä (*ion beam assisted deposition*) ja MOD/RABiTS-menetelmä (*metal organic deposition/rolling assisted biaxially textured substrate*).

Esitellään lyhyesti YBCO-teipin valmistuksen peruseriaatteet MOD/RABiTS-menetelmällä. Valmistus aloitetaan työstämällä metallisubstraatti vahvasta ei-magneettisesta materiaalista (nykyään käytetään usein volframilla vahvistettua nikkeä), joka valssataan teippimäiseen muotoon [42 (s. 20); 45 (s. 693)]. Tämän jälkeen substraattimateriaali uudelleenkitetytään halutun koostumuksen aikaansaamiseksi. Seuraavaksi substraatin pinnalle kerrostetaan tyhjiökäsittelyn avulla eri materiaaleista koostuva alle 0,5 µm paksuinen puskurikerros (*buffer layer*), jolla on useita tehtäviä. Se estää substraattimateriaalin diffuusion suprajohdekerrokseen, hapen diffuusion suprajohdekerroksesta substraattiin ja se luo YBCO-materiaalin kasvattamiselle yhteensopivan pohjan. Seuraavaksi puskurikerroksen sisältävä substraatti upotetaan nestemäiseen muun muassa fluoria sisältävään seokseen, jossa on YBCO-materiaalin kasvattamiseen tarvittavat aineet (*YBCO-precursor*). Nestemäinen seos kuivataan puskurikerroksen päälle. Useista vaiheista koostuvan käsittelyketjun ja lopuksi hapen kanssa reagoinnin jälkeen kuivatettu seos muodostaa suprajohtavan YBCO-kerroksen. Viimeisessä työvaiheessa YBCO-kerroksen päälle kerrostetaan vielä ohut stabiloiva hopeakerros (paksuus noin 1 µm). Lopuksi valmiit YBCO-teipit tyypillisesti vielä laminoidaan molemmin puolin esimerkiksi kuparilla. Kuvassa 4.13 on esitetty kyseisellä MOD/RABiTS-menetelmällä valmistetun YBCO-teipin rakenne. IBAD-menetelmällä valmistetussa teipissä kerrosten rakenne ja materiaalit eroavat kuvassa esitetystä, mutta teipin dimensiot ja suprajohtavan YBCO-kerroksen paksuus ovat vastaavaa suuruusluokkaa.



**Kuva 4.13** YBCO-teipin rakenne (AMSC) [42 (s. 19)].

YBCO-johtimia on saatavilla useilta valmistajilta, kuten American Superconductorilta (AMSC), etelä-korealaiselta SuNAMilta sekä japanilaisilta SuperPowerilta ja Fujikuralta [16; 87]. American Superconductorin YBCO-johteet on valmistettu MOD/RABiTS-menetelmällä ja muiden mainittujen valmistajien johteet IBAD-menetelmällä.

AMSC:n Amperium kauppanimellä myytävistä johteista on saatavilla messingillä, kuparilla ja ruostumattomalla teräksellä laminoituja versioita [6]. Tuotekuvausten mukaan messingillä laminoitujen johteiden tarkoituksena on erityisesti kaapelikäyttöön ja tehonsiirtosovelluksiin. Kuparilla laminoitujen johteiden tarkoituksena on suuritehoisiin käämityksiä hyödyntäviin sovelluksiin, kuten tahtikoneisiin ja magneettisovelluksiin. Teräksellä laminoitujen johteiden tarkoituksena on virranrajoitussovelluksiin. Esimerkiksi kuparilla laminoituja johteita on saatavilla sekä 4,8 mm että 12 mm levyisinä teippeinä, joiden paksuus on noin 0,2 mm. Pienemmille teipeille kriittiseksi virroiksi omakentässä ja 77 K:n lämpötilassa on ilmoitettu 80–100 A teippityypistä riippuen. Leveämpää 12 mm teippiä on saatavilla versiona, jossa kriittinen virta samoissa olosuhteissa on 350 A. Kyseiselle teipille on myös ilmoitettu kriittiseksi virraksi yli 700 A käyttölämpötilassa 30 K.

SuperPowerin YBCO-johteita on saatavilla 2–12 mm levyisinä molemmiin puoliin kuparilla stabiloituina teippeinä, joiden paksuudet ovat 0,1 mm [76]. Standardilevyiselle 4 mm teipille on omakentässä ja 77 K:n lämpötilassa ilmoitettu kriittiseksi virraksi 100 A ja samanleveyisillä premium-teipeillä maksimissaan 150 A. Vastaavasti 12 mm johteelle kriittiseksi virraksi on ilmoitettu 300 A samoissa olosuhteissa. Tyypillisiksi yksikköpituuksiksi on ilmoitettu 100–300 m. Teipeille on myös saatavilla mittaustieto kriittisen virran arvoista eri käyttölämpötiloissa ja eri ulkoisen magneettivuontiheyden arvoilla.



Tarkempaa mittaustietoa ja vertailua eri valmistajien YBCO-johteiden suoritusarvoista on saatavilla lähteestä [16]. Esimerkiksi omakentässä käyttölämpötilassa 20 K kaikkien valmistajien teipeillä kriittinen virrantiheys on 1000 A suuruusluokkaa. Ulkoisen magneettivuontiheyden ollessa 5 T, teippien kriittiset virrat ovat noin 100–300 A lämpötilassa 20 K ja 1–4 A lämpötilassa 77 K.

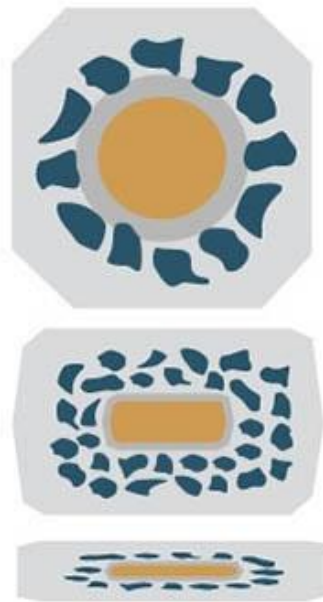
## MgB<sub>2</sub>

Magnesiumdiboridi on nykyisistä kaupallisista suprajohdemateriaaleista vaikeimmin luokiteltavissa, koska sen kriittinen lämpötila ja ominaisuudet sijoittuvat LTS- ja HTS-jaottelun väliin. Se on myös kaupallisista suprajohdemateriaaleista uusin. Vaikka materiaali on tunnettu 1950-luvulta lähtien, sen suprajohdeominaisuudet huomattiin vasta vuonna 2001 [42 (s. 23); 45 (s. 702)]. Magnesiumdiboridin kriittinen lämpötila on 39 K, mistä johtuen sitä voidaan kutsua myös MTS-materiaaliksi (*medium temperature superconductor*). Sen tyypillinen käyttölämpötila on 20–30 K, jolloin jäähdytysvaihtoehdot ovat nestemäinen vety, nestemäinen neon tai mekaaninen kryojäähdytin. Mekaanisten kryojäähdyttimien kehitys on nostanut kyseisen jäähdytystavan potentiaalisimmaksi vaihtoehdoksi MgB<sub>2</sub>-jäähdytykselle. Esimerkiksi MgB<sub>2</sub>-johteista valmistettuja mekaanisesti jäähdytettyjä MRI- magneetteja on tutkittu viime vuosina [93].

MgB<sub>2</sub>:n vahvuudet perustuvat materiaalin yksinkertaisuuteen ja halpaan hintaan. Molemmat sen rakennusaineista, magnesium ja boori, ovat suhteellisen yleisiä ja helposti saatavilla olevia materiaaleja. Toisaalta, koska MgB<sub>2</sub> on kova ja hauras materiaali, jota on vaikea muokata plastisesti, joudutaan valmistukseen käyttämään vastaavanlaista PIT-menettelmää kuin Bi-johteiden tapauksessa [45 (s. 704)]. Materiaali on siis alussa pulverimaisessa muodossa. MgB<sub>2</sub>-johteita on saatavilla erilaisilla johdingeometrioilla, kuten perinteisinä pyöreinä komposiittijohtimina tai HTS-johteiden tavoin teippirakenteina. MgB<sub>2</sub>:n tapauksessa käytetään kahta eri PIT-menettelmää: *ex-situ* ja *in-situ* [45; 60; 89]. Menetelmät eroavat lähtötilanteen pulveriseoksen koostumuksessa. *Ex-situ*-menetelmässä käytetään valmista MgB<sub>2</sub>-materiaalia, joka on aluksi pulverimaisessa muodossa. *In-situ*-menetelmässä taas lähtötilanteessa Mg- ja B-pulverit ovat erillään ja ne saadaan reagoimaan magnesiumdiboridiksi lämpökäsittelyllä johteen valmistuksen aikana. Molemmissa menetelmissä on hyvät ja huonot puolensa. *Ex-situ*-menetelmä on yksinkertaisempi ja sen avulla on helpompi valmistaa pitkiä johdinpituuksia homogeenista johdinta, koska valmis MgB<sub>2</sub>-pulveri mahdollistaa tiheän mikrorakenteen. Materiaalin douppaaminen on kuitenkin *ex-situ*-menetelmällä hankalaa. Tyypillisesti MgB<sub>2</sub>:n douppaamisessa osa booriatomeista korvataan hiiliatomeilla, mikä nostaa ylempää kriittisen magneettivuontiheyden arvoa  $B_{C2}$  ja parantaa kriittisen virrantiheyden arvoja korkeilla magneettivuontiheyksillä. *In-situ*-menetelmässä Mg- ja B-pulverien reagoiminen valmiiksi MgB<sub>2</sub>-materiaaliksi tapahtuu noin 600–700 Celsiusasteen lämpötilassa ja douppaaminen hiilellä voidaan tehdä prosessin aikana. *Ex-situ*-menetelmässä

hiilellä douppaamiseen joudutaan käyttämään huomattavasti korkeampia lämpötiloja. Myös molempia menetelmiä yhdistäviä prosesseja on tutkittu [60]. Tällöin lähtötilanteessa osa pulverista on valmista Mg-materiaalia ja osa on erillään Mg- ja B-pulvereina. Pyrkimyksenä on yhdistää ex-situ- ja in-situ-menetelmien hyvät puolet, mutta menetelmät vaativat vielä lisätutkimusta.

Matriisimetallina  $MgB_2$ :lla käytetään tyypillisesti nikkeliä tai monelia (nikkelin ja kuparin seosta, jossa on pieniä määriä muita aineita) [45 (s. 704)]. Suprajohdemateriaalin ja matriisimetallin välissä käytetään reaktioestettä, joka ehkäisee  $MgB_2$ :n reagoimisen matriisimetallin kanssa. Reaktioesteenä voidaan käyttää esimerkiksi rautaa, mutta parempia reaktioesteitä ovat niobi ja tantaali. Lisäksi monifilamenttijohteita valmistettaessa lisätään johteeseen stabilointia varten myös erittäin puhdasta OFHC-kuparia (*oxygen-free high thermal conductivity copper*), joka on tyypillisesti johteen keskellä. Alla kuvassa 4.13 on esitetty erilaisia  $MgB_2$ -johteiden poikkileikkauksia.



**Kuva 4.13**  $MgB_2$ -johteiden poikkileikkauksia. Tummansiniset osat ovat  $MgB_2$ -filamentteja, vaaleansininen osa matriisimetallia ja keskellä stabiloiva kupari, jonka ympärillä reaktioestettä [73].

Kaupallisia  $MgB_2$ -johteita valmistavat pääasiassa yhdysvaltalainen Hypertech ja italialainen Columbus [46; 87]. Molempien valmistajien johteita on saatavilla useilla johdingeometrioilla käyttötarkoituksen mukaan. Esimerkiksi Columbusin tehonsiirtokaapeleihin tarkoitetut johteet vastaavat poikkileikkaukseltaan kuvan 4.13 ylintä tapausta ja magneettisovelluksiin tarkoitetut  $MgB_2$ -johtimet ovat rakenteeltaan ohuita teippejä [11]. Saatavilla on 12  $MgB_2$ -filamenttia sisältäviä dimensioiltaan 3,65 mm \* 0,67 mm teippejä, joiden rakenne vastaa kuvan 4.13 alinta poikkileikkausta. Matriisimetallina on nikkeli. Kyseisen teipin kriittiseksi virraksi lämpötilassa 20 K ja magneettivuontiheydellä 1 T

on ilmoitettu noin 400 A. Saatavilla on myös paksumpaa 2,5 mm \* 1,5 mm teippiä, jossa matriisimetallina käytetään monelia. Kyseisellä teipillä kriittinen virta edellä mainituissa olosuhteissa on 450 A.

### 4.3 Tekninen ja taloudellinen vertailu

Taulukkoon 4.1 on kerätty kappaleessa 4.2 esiteltyjen kaupallisten supraohdemateriaalien kriittisiä lämpötiloja, tyypillisiä käyttölämpötiloja ja ylemmän kriittisen magneettivuontiheyden arvoja vertailua varten. Kriittiset magneettivuontiheydet ovat suuntaa antavia *short sample*-arvoja, eli ne pätevät lyhyillä johdinpituuksilla. Käytännön soveluksissa johteet eivät kestä yhtä korkeita magneettivuontiheyksiä. Anisotrooppisille Bi-2223 ja YBCO-johteille  $B_{c2}$ -arvot ovat johteen suuntaisen magneettivuonkomponentin arvoja. Kohtisuoran komponentin arvot ovat alhaisempia.

**Taulukko 4.1** Kaupallisten supraohdemateriaalien kriittiset lämpötilat ja kriittisten magneettivuontiheyksien arvoja [16; 45; 81].

Materiaali	$T_c$ (K)	Tyypillinen käyttölämpötila T (K)	$B_{c2}$ (T) T = 4,2	$B_{c2}$ (T) T = 20	$B_{c2}$ (T) T = 77 K
NbTi	9,5	4,2	~13		
Nb <sub>3</sub> Sn	18	4,2	~25		
Bi-2212	85	4,2–20		7–8	
Bi-2223	110	20–77		> 20	0,5–2
YBCO	93	20–77		> 30	6–8
MgB <sub>2</sub>	39	20–25		12–13	

Lisäksi taulukkoon 4.2 on kerätty esitettyjen materiaalien virrantiheysarvojen ja yksiköpituuksien suuruusluokasta ja tieto mahdollisesta anisotrooppisuudesta. Virrantiheysarvot ovat  $J_e$ -arvoja (*engineering current density*), eli valmiille suprajohteelle ilmoitettuja arvoja, joissa matriisimetallin osuus on huomioitu.

**Taulukko 4.2** Kaupallisten suprajohdemateriaalien virrantiheysarvojen ja yksikköpituuksien suuruusluokkia ja tietoa anisotropiasta [45; 54; 58; 82].

Materiaali	Anisotropia	Yksikköpituus (km)	$J_e(\text{A/mm}^2)$	$J_e(\text{A/mm}^2)$	$J_e(\text{A/mm}^2)$
			T = 4,2 B = 5	T = 20 B = 2	T = 77 K B = 0
NbTi	Ei	> 100	~1000		
Nb <sub>3</sub> Sn	Ei	5-10	> 1000		
Bi-2212	Heikko	1-2	> 1000	> 1000	~10
Bi-2223	Vahva	1-2	> 1000	> 1000	~100
YBCO	Vahva	< 1	> 1000	> 1000	~100
MgB <sub>2</sub>	Heikko	1-4	< 1000	~100	

Suprajohteiden hinnat voidaan esittää muodossa €/kAm. Merkintä kertoo kuinka paljon maksaa metri suprajohdetta, jolla voidaan kuljettaa yhden kiloampeerin virta. Hinta ilmoitetaan tietyssä toimintapisteessä, koska johteiden kriittinen virta ja maksimaalinen virrankuljetuskyky riippuvat toimintaolosuhteista. LTS-johteilla hinta ilmoitetaan yleensä nesteheliumin lämpötilassa 4,2 K ja HTS-johteilla joko nestetyypen lämpötilassa 77 K tai vaihtoehtoisesti 20–30 K lämpötilassa. Suprajohteiden suuntaa antavia hintoja vuosilta 2012–2015 on kerätty taulukkoon 4.3.

**Taulukko 4.3** Kaupallisten suprajohteiden hinta-arvioita vuosilta 2012-2015. [82; 87].

Materiaali	€/kAm	€/kAm	€/kAm
	T = 4,2 K	T = 20 K B = 1-2 T	T = 77 K B = 0 T
NbTi	1–2 (B < 5 T)	-	-
Nb <sub>3</sub> Sn	10–15 (B > 10 T)	-	-
Bi-2212		15–45	-
Bi-2223		15–45	100–135
YBCO		70–135	250–450
MgB <sub>2</sub>		4–18	-

Kuten taulukosta nähdään, HTS-materiaalit ovat erittäin kalliita perinteisiin LTS-johteisiin verrattuna. LTS-johteista NbTi edustaa kypsää teknologiaa ja sen hinta on selvästi alhaisin. Kalliimman niobitinan ominaisuuksia ja valmistusmenetelmiä voidaan mahdollisesti vielä optimoida, jolloin hintaa olisi mahdollista laskea. Suurin hinnankehitys tulee kuitenkin keskittymään HTS-materiaaleihin.

Vaikka HTS- materiaalien hintoja on saatu laskettua valmistustekniikoita kehittämällä ja johteiden massatuotannolla, hinnat ovat vielä kaukana tavoitehinnoista. Esimerkiksi SEI on asettanut Bi-johteidensa tavoitehinnaksi alle 50 \$/kAm (alle 40 €/kAm) (77 K, 0 T) [87]. Myös pitkän tähtäimen hinnankehitysmallit ennustavat HTS-johteiden hinnoiksi alle 50 \$/kAm (alle 40 €/kAm) nestetyypen lämpötilassa [45 (s. 701)]. Vaikka Bi-pohjaiset HTS-johteet ovat vielä nykyään YBCO-ohutkalvoteppejä halvempia, pidetään YBCOn hinnan laskua tavoitetasolle potentiaalisempana. Tämä johtuu osaltaan Bi-johteissa ongelmallisesta hopean käytöstä. Matriisimetallin takia suuri osa Bi-johteiden poikkipinta-alasta on hopeaa, jonka hinta on 2000-luvulla ollut kasvussa. Vuoden 2016 alussa hinta on ollut noin 400 €/kg ja korkeimmillaan noin 1000 €/kg vuosien 2011–2013 aikana [69]. Vaikka hinta on ollut laskussa viimeiset viisi vuotta, on se vielä korkea verrattuna 2000-luvun alkupuolen hintoihin (alle 150 €/kg). Koska YBCO-johteissa käytetään vain pieniä määriä stabiloivaa hopeaa, ei hopean hinnalla ole niiden valmistuskustannuksiin merkittävää vaikutusta. Toinen syy YBCO-johteiden potentiaalisemmalle hinnanlaskulle perustuu useiden valmistajien kiinnostukseen toisen sukupolven

ohutkalvojohtimia kohtaan. Kilpailutilanne ja erilaisten valmistusmenetelmien kehittyminen ja niihin liittyvä jatkuva tutkimus viittaavat siihen, että tulevaisuudessa YBCO-johteet ovat suoritusarvoiltaan parempia ja hinnaltaan halvempia. Toisaalta YBCOn hinnanlasku on ollut odotettua hitaampaa ja tavoitellut hinnat suuren mittakaavan sovelusten kannalta ovat kertaluokkaa nykyhintoja alhaisempia.

Uusin kaupallinen suprajohde  $MgB_2$  on HTS-johteita halvempi, mutta senkään hintaa ei ole vielä saatu halutulle tasolle. Vaikka materiaalikustannukset ovat lähtökohtaisesti halvat, valmiiseen magnesiumdiboridi-johteeseen liittyvät valmistuskulut, matriisimetalli, reaktioeste ja stabiloiva kupari nostavat hintaa. Nykyisissä  $MgB_2$ -johteissa noin 20 % poikkipinta-alasta on itse suprajohdemateriaalia. Osuutta pyritään tulevaisuudessa kasvattamaan, mikä nostaisi valmiiden johteiden kriittistä virtaa ja pienentäisi muiden materiaalien osuutta hinnasta.

#### 4.4 Keskeiset haasteet generaattorisovelluksissa

Lähtökohtaisesti suprajohteita hyödyntävä generaattori on tahtikone. Koska tahtikoneissa on sekä kenttä- että työkäämitykset, voidaan suprajohteita hyödyntää joko molemmissa tai vain toisissa niistä [62; 87]. Erilaisia konsepteja esitellään tarkemmin kappaleessa 5, mutta mainitaan lyhyesti peruslähtökohdat, mitä suprajohteilta vaaditaan generaattorikäytössä ja mitä haasteita niiden käyttöön liittyy.

Riippuen siitä valmistetaanko generaattorin kenttä- vai työkäämitykset suprajohdemateriaalista, täytyy ottaa huomioon eri näkökohtia. Kenttäkäämitykset sijaitsevat lähtökohtaisesti roottorissa, jolloin niihin syötetään tasavirtaa ja muuttuva magneettikenttä saadaan aikaan roottoria pyörittämällä. Tämä on suprajohdekäytön kannalta hyvä lähtökohhta, koska AC-häviöitä ei tällöin tarvitse huomioida. Suprajohdemateriaalin ylempi kriittinen kentänvoimakkuus ja kriittinen virrantiheys on kuitenkin oltava halutussa käyttölämpötilassa tarpeeksi korkeita, koska käämityksiä käytetään suhteellisen voimakkaan magneettikentän aikaansaamiseen. Jäähdytyksen kannalta suurin ongelma liittyy pyörivään roottorirakenteeseen. Koska suprajohdekäämitykset pyörivät roottorin mukana, täytyy myös jäähdytysrakenne valmistaa pyöriväksi, jolloin sen mitoitus ja suunnittelu vaikeutuu huomattavasti.

Jos suprajohteita käytetään staattoripuolen työkäämeissä, mahdollistaa paikallaan pysyvä rakenne yksinkertaisemman jäähdytyksen. Staattorikäämeissä kulkeva vaihtovirta aiheuttaa kuitenkin suprajohteissa AC-häviöitä, jotka täytyy huomioida jäähdytyksen mitoituksessa. Toisaalta täystehoisella suuntaajalla varustetussa tuulivoimalakäytössä työkäämitysten virran taajuus on yleensä selvästi verkon taajuutta alhaisempi. Jos työkäämityksissä kulkevan vaihtovirran taajuus on esimerkiksi 1-2 Hz, on se AC-häviöiden kannalta parempi tilanne kuin verkon taajuutta vastaava 50 Hz tai 60 Hz virta.

## 4.5 Materiaalivalinta tuulivoimageraattoriin

Generaattorisuunnittelun lähtökohdaksi valitaan jokin kappaleessa 4.3 esitellyistä kuu-desta kaupallisesta suprajohdemateriaalista. Yhtä oikeaa valintaa ei ole, ja eri suprajohdemateriaaleilla toteutettuja konsepteja on tutkittu. Tehdään kuitenkin perusteltu materiaalivalinta, jota käytetään kappaleen 5 suunnitteluosuudessa.

Käytännössä perinteiset LTS-johteet niobititaani ja niobitina voidaan rajata valintaprosessin ulkopuolelle, koska niitä käytettäessä jouduttaisiin käyttämään jäähdytyksessä nesteheliumia. Toisaalta myös LTS-johteita hyödyntäviä tuulivoimageraattorikonsepteja on tutkittu viime vuosina [38; 81]. Kiinnostus perustuu LTS-johteiden halpaan hintaan ja pitkään kokemukseen niiden käytöstä verrattuna HTS-johteisiin, joiden kehittämisessä on vielä paljon työtä. Aiheesta julkaistut artikkelit viittaavat kuitenkin vahvasti siihen, että LTS-johteiden kanssa tarvittavien jäähdytysjärjestelmien käyttö vaatisi vielä paljon lisäkehitystä generaattorikäytön näkökulmasta.

Vaihtoehtoisiksi jää HTS-materiaalit ja  $MgB_2$ . Vismuttipohjaisista johteista kysymykseen tulisi lähinnä Bi-2223, koska sen ominaisuudet korkeissa käyttölämpötiloissa ovat Bi-2212:ta paremmat. Ongelmaksi vismuttipohjaisilla johteilla nousee alhainen virran- kuljetuskyky ulkoisessa magneettikentässä. Esimerkiksi nestetyyppellä jäähdytettävissä tehonsiirtokaapeleissa tämä ei ole ongelma, koska johteisiin ei kohdistu ulkoista magneettikenttää. Tällöin YBCO-johteita halvempi Bi-2223 johde on kilpailukykyinen vaihtoehto. Sen sijaan generaattorisovelluksissa suprajohteiden on pystyttävä kuljettamaan korkeita virtoja suhteellisen voimakkaissa magneettikentissä.

Kyseisistä syistä johtuen toisen sukupolven YBCO-johteet ovat potentiaalisempi vaihtoehto generaattorin materiaalivalinnaksi. Niiden sähkömagneettiset ominaisuudet ovat Bi-johteita paremmat ja useat HTS-johteita valmistavat yritykset keskittyvät YBCO-johteisiin. Toisaalta YBCO-johteet ovat vielä nykyään erittäin kalliita ja tavoitehintoihin pääseminen on osoittautunut hitaaksi.

Teknistaloudellisesta näkökulmasta  $MgB_2$  nousee mielenkiintoisimmaksi vaihtoehtoksi. Sen hinta on HTS-materiaaleja alhaisempi ja sähkömagneettiset ominaisuudet ovat lähtökohtaisesti tarpeeksi hyvät. Vaikka käyttölämpötila on HTS-johteita alhaisempi, nykyään saatavilla olevilla kryojäähdyttimillä 20–25 Kelvinin käyttölämpötilat ovat saatavissa. Materiaalivalintaa tukee myös se, että YBCO- tai Bi-johteiden tapauksessa generaattorisovelluksessa käyttölämpötila olisi lähtökohtaisesti nestetyypen lämpötilaa alhaisempi, esimerkiksi 30 K. Tähän verrattuna  $MgB_2$ :n käyttölämpötila 20–25 K on vain vähän alhaisempi, mutta materiaalin hinta on moninkertaisesti halvempi. Valitaan siis  $MgB_2$  käytettäväksi suprajohdemateriaaliksi työssä suunniteltavalle generaattorille.

## 5. SUPRAJOHTAVAN TUULIVOIMAGENERAATTORIN SUUNNITTELU

Tässä luvussa esitetään pienimuotoinen ja suuntaa antava suunnittelu suprajohteita hyödyntävästä tuulivoimageraattorista. Kappaleessa 5.1 esitellään ensin erilaiset suprajohteita hyödyntävät generaattorikonseptit, kappaleessa 5.2 esitellään muutamia aiheeseen liittyviä suunnitteluhankkeita viime vuosilta ja kappaleesta 5.3 eteenpäin keskitytään suunnitteluosuuteen.

### 5.1 Erilaiset konseptit

Suprajohtavaa tahtigeneraattoria suunnitellessa on erilaisia vaihtoehtoja suprajohteiden käytölle [62; 87]. Koska tahtikoneissa on erikseen kenttä- ja työkäämitykset, voidaan suprajohteita hyödyntää joko molemmissa käämityksissä tai vain toisissa niistä, kuten jo luvun 4 lopussa mainittiin. Yksinkertaisempi vaihtoehto on hyödyntää suprajohteita vain roottorin kenttäkäämityksissä. Tällöin staattorin työkäämitykset ovat konventionaalisia kuparikäämityksiä. Toinen vaihtoehto on hyödyntää suprajohteita sekä roottorin kenttäkäämeissä että staattorin työkäämeissä. Esitellään lyhyesti erilaisten konseptien pääpiirteet.

#### 5.1.1 Suprajohteiden hyödyntäminen kenttäkäämityksissä

Suprajohteiden käyttö roottoripuolen kenttäkäämityksissä tarkoittaa sitä, että pyörivä magnetointikäämitys tuotetaan suprajohdekäämeillä ja staattorin työkäämitys valmistetaan konventionaalisesti kuparijohteista. Monet viime vuosina aiheesta tehdyt tutkimukset ja suunnitteluhankkeet käyttävät kyseistä konseptia [48; 82; 84]. Kallista suprajohdemateriaalia käytetään tällöin vain osassa generaattoria ja suunnittelu yksinkertaistuu. Kenttäkäämeihin syötettävä tasavirta on myös etu, koska suprajohteiden AC-häviöitä ei tarvitse huomioida. Suurimmaksi haasteeksi muodostuu pyörivä rakenne, koska jäähdytysjärjestelmän on ylläpidettävä suprajohteiden alhaista käyttölämpötilaa käämien pyöriessä.

Vaihtoehtona voidaan käyttää ratkaisua, jossa kenttäkäämitykset asennetaan staattoriin ja työkäämitykset pyörivään roottoriin [62]. Kyseinen ratkaisu aiheuttaa kuitenkin omat ongelmansa muun muassa pyörivien työkäämien tuennassa. Haasteena on myös se, että tuotettu teho on otettava pyörivistä työkäämeistä liukurenkaiden avulla. Suurilla virroil-



la liukurenkaiden käyttö on ongelmallista, mistä johtuen kyseinen konsepti soveltuu paremmin pienitehoisille generaattoreille.

Edellä esitetyistä vaihtoehdoista lähes kaikki suprajohdeita hyödyntävät tuulivoimageraattorikonseptit käyttävät perinteistä pyörivää kenttäkäämitystä. Vaikka pyörivä jäähdytysjärjestelmä on ongelmallinen, sitä pidetään pienempänä haasteena verrattuna pyörivistä työkäämityksistä aiheutuviin ongelmiin. Lisäksi tutkimuksen keskittyessä pyörivään jäähdytysjärjestelmään, voidaan sen olettaa kehittyvän tulevina vuosina.

Riippumatta käytettävästä suprajohdemateriaalista, kenttäkäämitysten navat muodostetaan tyypillisesti racetrack-tyyppisistä käämirakenteista [4; 41; 48]. Generaattorin napapari-luku määrää magnetointikäämien määrän ja käämien asettelu vastaa avonapaista tahtigeneraattoria tai radiaalivuokestomagneettigeneraattoria, eli suprajohdekäämit asennetaan roottorin pinnalle. Kuvassa 5.1 on esitetty racetrack-käämien rakenne ja periaatekuva miten käämit asennetaan roottorin pinnalle.

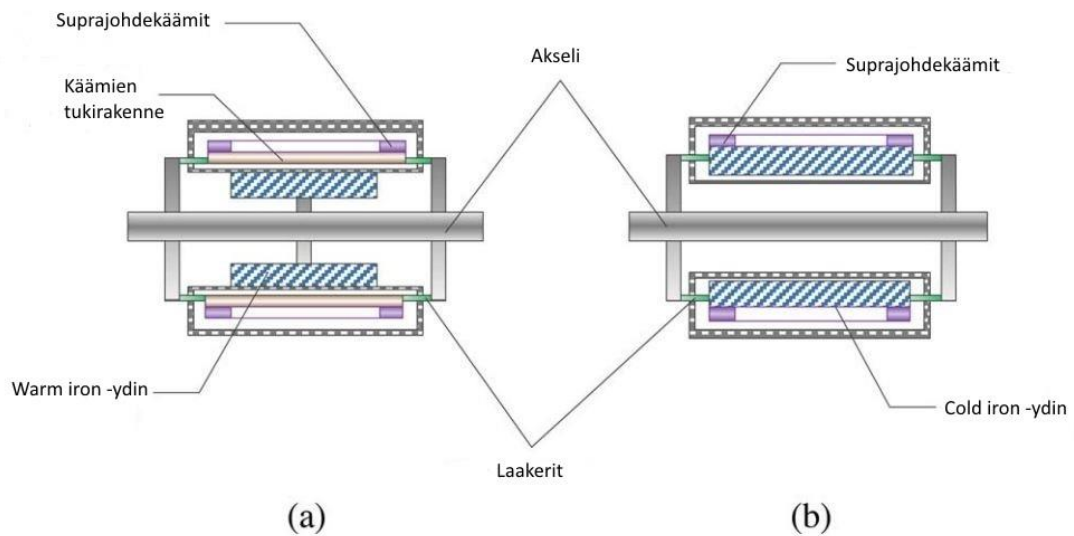


**Kuva 5.1** Suprajohdegeneraattorin kenttäkäämeissä käytettävien racetrack-käämien asettelu [3].

Myös roottorisydämen suunnittelu on tärkeä tekijä suprajohdavia kenttäkäämejä hyödynnettäessä. Vaihtoehdot ovat perinteinen rautasydäminen roottori tai ilmasydäminen roottori [62]. Perinteisissä generaattoreissa roottorit ovat rautaytimisiä, eli roottorin ydin valmistetaan ferromagneettisesta materiaalista (esimerkiksi laminoitu teräs). Tällöin ferromagneettisen materiaalin ominaisuudet vahvistavat tuotettua magneettikenttää. Suprajohdeita käytettäessä myös ilmasydäminen roottorirakenne on mahdollinen. Koska suprajohdeilla pystytään tuottamaan erittäin voimakkaita magneettikenttiä, ei rautasydäntä välttämättä tarvita magneettikentän vahvistamiseen. Etuna saadaan kevyempi rakenne, kun painavista rautasydämistä päästään eroon. Toisaalta ilmasydämistä roottoria käytettäessä suprajohdemateriaaliin kohdistuvat vaatimukset ovat korkeammat, koska magneettikenttää vahvistavaa ferromagneettista materiaalia ei ole ja magneettivuo kokee suuremman reluktanssin. Lisäksi ilmasydämistä roottoria käytettäessä suprajohdekäämien tukirakenteet saattavat vaativat tarkempaa suunnittelua.

Toisaalta myös rautasydämien käyttöön suprajohdeiden kanssa liittyy ongelmia. Mainitun suuremman massan lisäksi rautasydämiin mahdollisesti indusoituvat pyörrevirrat on

huomioitava. Lisäksi suprajohdekäämien jäähtyäkseen on rautasydämiä käytettäessä kiinnitettävä huomiota. Yksinkertaisempi ratkaisu on käyttää niin sanottua *cold-iron* –konseptia, jolloin sekä rautasydämet että suprajohdekäämit sijoitetaan kryostaattirakenteen sisään ja jäähdytetään haluttuun käyttölämpötilaan. Tällöin rautaydin muun muassa toimii mekaanisena tukena suprajohdekäämityksille. Ongelmana on pitkä jäähdytysaika ja suuri jäähdytystehon tarve. Lisäksi kryogeenisessä lämpötilassa yhteensopiva rautaydinmateriaali on kallista. Kuvassa 5.2 on oikealla esitetty *cold iron* –tyyppinen rakenne.



**Kuva 5.2** *warm iron*- ja *cold iron*-konseptien rakennekuvat [62].

Jos rautaydin sijoitetaan kryostaatin ulkopuolelle on kysessä *warm iron* –konsepti. Tällöin suprajohdekäämitysten jäädyttäminen on nopeampaa ja tarvittavan jäähdytystehon määrä on pienempi. Ongelmana tässä ratkaisussa on suprajohdekäämien tuenta. Koska käämejä ei voida suoraan kiinnittää roottorisydämeen, tarvitaan suprajohdekäämeille erillinen tuentajärjestelmä. Kuvassa 5.2 on vasemmalla esitetty *warm iron* –tyyppinen rakenne.

### 5.1.2 Suprajohteiden hyödyntäminen työkäämityksissä

Jos generaattorista suunnitellaan täysin suprajohteita hyödyntävä, kenttäkäämitysten lisäksi myös staattoripuolen työkäämitykset valmistetaan suprajohteista. Myös tätä konseptia hyödyntäviä generaattoreita on suunniteltu ja tutkittu viime vuosina [41; 62; 77]. Suurin etu täysin suprajohtavassa generaattorissa on mahdollisuus saavuttaa maksimaalinen tehotiheys sekä massaa että tilavuutta kohti. Kirjallisuudessa esitettyjen arvioiden ja mitoitusten mukaan täysin suprajohtavalla konseptilla generaattorin massa on mahdollista saada noin puoleen verrattuna pelkkiin suprajohtaviin kenttäkäämityksiin. Konkreettista vertailua tästä on esitetty kappaleessa 5.2. Kun generaattorilla tuotettu

teho kuljetetaan suprajohtavilla työkämeillä, voidaan kuparikäämitykset korvata huomattavasti pienemmillä suprajohdekäämityksillä ja Joulelämpöhäviöistä päästään pääosin eroon. Lisätuna ilmapäli on mahdollista saada pienemmäksi, koska sekä roottori, että staattori voidaan sijoittaa saman kryostaattirakenteen sisään. Pelkkiä suprajohtavia kenttäkäämityksiä käytettäessä ilmapäliä on yleensä suurennettava roottorin ympärillä olevan kryostaattirakenteen takia.

Vaikka täysin suprajohtavassa generaattorissa on useita etuja, suurimpana haasteena on luvussa 4 esitetyt suprajohteiden AC-häviöt. Generaattorisovelluksessa AC-häviöiden rooli korostuu, koska työkämit altistuvat muuttuvalle ulkoiselle magneettikentälle, mikä aiheuttaa suurempia AC-häviöitä. Ongelmista johtuen monet suprajohdesuunnitteluhankeet keskittyvät pelkkiin suprajohtaviin työkäämityksiin, jolloin suprajohteiden AC-ominaisuuksia ei tarvitse huomioida ja suunnittelu yksinkertaistuu.

## 5.2 Aiheeseen liittyvät hankkeet

Useat tahot ovat viime vuosina tutkineet suprajohteita hyödyntävien tuulivoimageraattorien mahdollisuuksia. Yhtään suuren kokoluokan prototyypigeneraattoria ei kuitenkaan ole vielä valmistettu. Tutkimus on keskittynyt erilaisten generaattorikonseptien suunnitteluun ja mallinnukseen. Lisäksi pienen teholuokan prototyypirakenteita ja generaattoreihin suunniteltuja suprajohdekäämityksiä on rakennettu. Esitellään lyhyesti muutamia aiheeseen liittyviä hankkeita viime vuosilta. Taulukkoon 5.1 on kerätty vertailua varten viiden erilaisen generaattorin tietoja vuosilta 2013–2015. Kaikki esitetyt generaattorit ovat hitaasti pyöriviä suoravetoiseen tuulivoimalakäyttöön tarkoitettuja generaattoreita. Taulukossa täysin suprajohtavia generaattoreita on merkattu FSC (fully superconducting) ja suprajohtavilla kenttäkäämeillä varustettuja generaattoreita PSC (partially superconducting).

**Taulukko 5.1** Suprajohteita hyödyntäviä tuulivoimageneraattorisuunnitelmia vuosilta 2013-2015 [41; 77; 81].

Konsepti	Nimellis-teho (MW)	Pyörimisnopeus (rpm)	Materiaali	Massa (kg)	Ulkohalkaisija (mm)	Pituus (mm)
FSC [41]	10	10	MgB <sub>2</sub>	52 000	5000	1000
FSC [77]	10	10	YBCO+ CO+ MgB <sub>2</sub>	64 000	4000	1540
PSC [77]	10	10	YBCO	134 000	8200	1210
PSC [81]	12	9	Bi-2223	150 000	7170	1120
PSC [81]	12	9	NbTi	120 000	7200	825

Taulukossa 5.1 yllä on Swarn S. Kalsin suunnittelema generaattori, jonka tarkempia tietoja löytyy vuonna 2014 julkaistusta artikkelista [41]. Kyseisessä täysin suprajohtavassa generaattorissa sekä kenttä- että työkäämityksissä hyödynnetään Hypertechin valmistamia MgB<sub>2</sub>-johteita käyttölämpötilassa 15 K (roottori) ja 20 K (staattori).

Toinen ja kolmas taulukossa 5.1 esitetyistä generaattoreista ovat Y. Teraon, M. Sekinon ja H. Ohsakin suunnittelema. Tarkempia teknisiä tietoja löytyy vuonna 2013 julkaistusta artikkelista [77]. Suunnittelussa on verrattu erilaisten generaattorikonseptien massoja ja dimensiota. Täysin suprajohtavassa generaattorissa on käytetty kenttäkäämityksissä YBCO-johteita ja työkäämityksissä MgB<sub>2</sub>-johteita. Kyseisen generaattorin käyttölämpötila on 22 K molempien käämitysten osalta. Osittain suprajohtavassa konseptissa kenttäkäämitykset ovat YBCO-johteita käyttölämpötilassa 33 K ja työkäämit perinteisiä kuparijohteita.

Neljäs ja viides taulukossa 5.1 esitetyistä generaattoreista ovat Jin Wang et al. suunnittelema. Tarkempia tietoja löytyy vuonna 2015 julkaisusta artikkelista, jossa on suunniteltu sekä LTS- että HTS-johteita hyödyntävät 12 MW generaattorit [81]. LTS-suunnittelussa kenttäkäämeinä käytetään NbTi-johteita ja HTS-suunnittelussa Bi-2223-johteita. Käyttölämpötilat ovat 4,2 K (LTS) ja 20 K (HTS).

Esitettyjen suunnitelmien lisäksi useita muitakin vastaavia suunnitteluhankkeita on tehty. Taulukon 5.1 suunnitelmista saa kuitenkin suuntaa antavan kuvan suprajohteita hyödyntävien tuulivoimageneraattorien massasta ja dimensioista. Kuten suunnitelmista

huomataan, täysin suprajohtavalla konseptilla generaattorin massa on mahdollista saada noin puoleen verrattuna osittain suprajohtavaan konseptiin ja myös tilavuus selvästi pienemmäksi. Toisaalta pelkillä suprajohtavilla kenttäkäämityksilläkin suoravetoisen generaattorin massa on selvästi pienempi verrattuna vastaavan tehon ja pyörimisnopeuden kestopagneettigeneraattoriin, jollainen voi painaa yli 300 000 kg [62]. Lähteessä [77] suunniteltuja suprajohtogeneraattoreita on verrattu vastaavaan 10 MW ja 10 rpm kestopagneettigeneraattoriin, jonka massa on 232 000 kg ja ulkohalkaisija 13,1 m. Taulukossa esitetyllä YBCO-kenttäkäämeillä ja konventionaalisilla kuparisilla työkäämityksillä varustetun ratkaisun massa ja ulkohalkaisija ovat noin 40 % pienempiä kyseiseen kestopagneettigeneraattoriin verrattuna. Vastaavasti täysin suprajohtavalla YBCO+ MgB<sub>2</sub> generaattorilla massa ja ulkohalkaisija ovat noin 60 % pienempiä. Pelkillä suprajohtavilla kenttäkäämeillä varustetuista ratkaisusta pienin massa ja tilavuus on saavutettu NbTi-johteilla. Vaadittava 4,2 K käyttölämpötila on kuitenkin erittäin ongelmallinen verrattuna muiden suunnitelmien 20–30 K lämpötiloihin.

Vaikka erilaisia suunnitelmia ja mitoituksia 10+ MW teholuokan suprajohtavista tuuli-voimageneraattoreista on tehty, yhtään konkreettista esimerkkiä täysmittaisesta prototyypistä ei ole. Lähimmät esimerkit löytyvät muista suuritehoisista suprajohteita hyödyntävistä tahtikoneista. Perinteiseen voimalaitostehontuotantoon tarkoitettuja suprajohtavia generaattoriprototyyppejä on rakennettu. Esimeriksi 1990-luvun lopulla SuperGM valmisti ja testasi 70 MW NbTi-generaattoria, joka toimi yhtäjaksoisesti verkkoon kytkettynä 1500 tuntia [87]. LTS-johteiden vaatima jäähdytys todettiin kuitenkin taloudellisesti kestävämmäksi ja kehitys lopetettiin. HTS-johteista valmistettuja suuren teholuokan generaattoreita ei ole, mutta useita moottorikäyttöön tarkoitettuja tahtikoneita on rakennettu. Suurin HTS-johteita hyödyntävä tahtikone on vuonna 2007 AMSC:n valmistama 36,5 MW laivamoottori Yhdysvaltain laivaston käyttöön. Moottorin pyörimisnopeus on 120 rpm ja massa 75 000 kg [26]. Kappaleessa esitelyihin suoravetoisiin tuuli-voimageneraattoreihin verrattuna parempi MW/kg-suhde johtuu suuremmasta nimellispyörimisnopeudesta, jolloin ei tarvita yhtä suurta vääntömomenttia. Kyseistä moottoria varten valmistettavan laivan rakentamisesta on luovuttu, mutta moottorille on suoritettu täysmittaiset testaukset. Se läpäisi kaikki testit ja moottorin toiminta todettiin halutunlaiseksi. Kyseessä on konkreettinen esimerkki toimivasta yli 10 MW suuruusluokan HTS-tahtikoneesta.

Kuten aiemmin mainittiin, joitain pienen mittakaavan prototyypigeneraattoreita tuuli-voimakäyttöön on rakennettu ja testattu. Esitellään lyhyesti yhden prototyypigeneraattorin tietoja. Vuonna 2016 julkaistussa artikkelissa Ye Yang et al. esittelevät YBCO-kenttäkäämejä hyödyntävän prototyypigeneraattorin rakennetta ja testituloksia [90]. Staattorin ulkohalkaisija on 1020 mm, sisähalkaisija 840 mm ja pituus 200 mm. Staattorissa on kupariset työkäämitykset ja generaattorin pyörimisnopeudeksi on ilmoitettu 10–30 rpm. Kyseessä on pienen mittakaavan versio suoravetoisesta osittain suprajohtavasta

tuulivoimageraattorista, jonka avulla on pyritty demonstroimaan suuren mittakaavan tuulivoimageraattorin toimintaa. Kenttäkäämit on jäädytetty käyttölämpötilaan 30 K mekaanisilla Gifford-McMahon-kryojäädyttimillä. G-M-tyyppisen kryojäädyttimen toimintaan palataan kappaleessa 5.4. Kuvassa 5.3 on esitetty kyseisen generaattorin testijärjestelmä.



**Kuva 5.3** Artikkelissa [90] esitelty prototyypigeneraattorin testijärjestelmä.

Artikkelissa esitetään erilaisia mittaustuloksia testigeneraattorille. Tarkastelun kohteena ovat olleet ilmvälivuontiheys ja eri vaiheiden sähkömotoriset voimat sekä pyörimisnopeuden että virran funktiona. Generaattorin nimellisvirraksi on mitoitettu 156 A, mutta testeissä generaattoria on ajettu maksimissaan 100 A virralla. Saatuja mittaustuloksia on verrattu FEM-analyysin (*finite element method*) mallinnustuloksiin. Tarkat mittaustulokset ovat saatavilla artikkelista, mutta esimerkiksi ilmvälivuontiheydeksi 100 A virralla on mitattu 0,375 T ja FEM-analyysillä mallinnettu 0,35 T. Myös muiden mittaustulosten on todettu olevan johdonmukaisia FEM-analyysin tulosten kanssa, mikä viittaa prototyypigeneraattorin haluttuun toimintaan ja käytetyn FEM-analyysin tarkkuuteen. Artikkelissa todetaan, että prototyypigeneraattorin ja käytetyn FEM-analyysin pohjalta on tarkoitus suunnitella suuren teholuokan tuulivoimageraattori.

### 5.3 Teholuokan ja mitoitussuureiden kiinnittäminen

Vertailukohtana teholuokan ja muiden suureiden valinnassa käytetään ABB:lta saatuja tietoja tuulivoimakäyttöön suunnitellusta suuritehoisesta kestopagneettitahtigeneraattorista. Kyseisen vertailugeneraattorin tekniset tiedot on esitetty taulukossa 5.2.

*Taulukko 5.2 Suunnittelun pohjana käytettävän kestopagneettigeneraattorin tekniset tiedot.*

<b>Generaattorin tyyppi</b>	<b>Kestomagneettitahtigeneraattori (ABB)</b>
Nimellisteho	8,6 MW
Nimellisjännite	3,3 kV
Nimellistaajuus	58,33 Hz
Nimellisvirta	1620 A
Tehokerroin	0,93 (ind.)
Nimellismomentti	-236 kNM
Nimellispyörimisnopeus	350 rpm
Napojen lukumäärä	20 kpl
Massa	~30 000 kg
Staattorin ulkohalkaisija	2300 mm
Ilmaväliahkaisija	1940 mm
Pituus	1000 mm
Ilmavälivuontiheys max.	~0,7 T

Kyseessä on keskinopea generaattori, joten suoravetoinen käyttö ei ole mahdollista, vaan tuulivoimalan roottorin ja generaattorin väliin tarvitaan 1-tasoinen vaihteisto. Käytännön toteutuksessa suoravetoinen generaattori olisi suprajohteiden käytön kannalta optimaalisempi ratkaisu, kuten esimerkiksi luvussa 5.2 esiteltyissä suunnitteluhankkeista. Tällöin mahdollisesta massan ja tilavuuden pienenemisestä saadaan eniten etua. Pidetään kuitenkin mitoitusta varten generaattorin pyörimisnopeus samana kuin vertailugeneraattorissa, jolloin mahdollisia dimensioiden muutoksia voidaan vertailla.

Suunnittelun lähtökohtana vertailugeneraattorin kestopagneettien tilalle vaihdetaan  $MgB_2$ -suprajohteita hyödyntävät kenttäkäämitykset. Suunnittelu on pelkistetty ja vain suuntaa antava. Tarkoituksena on lähinnä esitellä suunnittelussa huomioitavia asioita. Tarkka suunnittelu vaatisi numeerista mallintamista, jota ei tässä työssä hyödynnetä. Generaattorin staattorissa pidetään konventionaaliset kupariset työkäämitykset eli kyseessä on osittain suprajohtava konsepti. Mitoituksessa lähdetään liikkeelle ilmavälivuontiheyden nostamisesta ja kiinnitetään tavoitearvoksi 1,4 T, joka on kaksinkertainen vertailugeneraattoriin verrattuna. Vertailugeneraattorin roottori on valmistettu ei-

magneettisesta materiaalista. Pyritään suunnittelussa pitämään roottori ilmasydämisenä, jolloin ylimääräistä massaa ei tule lisää.

### 5.3.1 Staattorin työkäämitysten mitoitus

Lasketaan ensin ilmavälivuon kasvattamisen vaikutus staattoripuolen työkäämeihin. Staattorissa sijaitsevaan yhteen johdinhaaraan indusoituva sähkömotorinen voima voidaan laskea merkitsemällä yhteen johdinhaaraan indusoitunutta smv:tä

$$smv = Blv, \quad (5.1)$$

jossa  $B$  on ilmavälissä vallitsevan magneettivuontiheyden huippuarvo,  $l$  on staattorin aktiivinen pituus ja  $v$  on magneetikentän kehänopeus ilmavälissä, eli  $v = 2\pi nr/60$  [48], jossa  $n$  nimellispyörimisnopeus ja  $r$  on staattorin sisäsäde. Kyseessä on magneetikentässä liikkuvaan johtimeen indusoituva smv. Käytetään staattorin aktiivisena pituutena  $l = 0,800$  mm jolloin ilmavälivuontiheyden maksimiarvolla 1,4 T saadaan  $smv = 40,03$  V. Generaattorin nimellisjännite on 3,3 kV, jolloin vaihejännitteen tehollisarvo on 1,905 kV ja sen huippuarvo on 2,694 kV. Huippuarvon avulla vaihetta kohti tarvittavien käämikierrosten määräksi saadaan noin 34. Käämikierrosten määrä voidaan laskea myös generaattorin lähdejännitteen huippuarvon avulla, eli

$$\hat{\varepsilon} = NBA\omega, \quad (5.2)$$

jossa  $\hat{\varepsilon}$  on vaihejännitteen huippuarvo,  $N$  on vaihetta kohti tarvittavien käämikierrosten lukumäärä,  $A$  on yhden johdinsilmukan pinta-ala ja  $\omega$  on generaattorin kulmataajuus. Myös tätä kautta saadaan vaihetta kohti käämikierrosten lukumääräksi  $N = 33,6 \approx 34$ .

Koska generaattorin nimellisteho pidetään samana kuin vertailugeneraattorissa, on myös nimellisvirta sama 1 620 A. Tarvittava staattorikäämien poikkipinta-ala voidaan laskea kaavalla

$$S_{cu} = \frac{I_n}{J_{cu}}, \quad (5.3)$$

jossa  $I_n$  on staattorin nimellisvirta ja  $J_{cu}$  on mitoittavan kuparijohteen virrantiheys [67]. Valitaan virrantiheyden arvoksi  $3$  A/mm<sup>2</sup> muiden vastaavantehoisten generaattorisuunnitelmien pohjalta [49; 63; 67]. Kaavan 5.3 avulla johteiden poikkipinta-alaksi saadaan 540 mm<sup>2</sup>. Vastaavantehoisissa generaattoreissa staattorikäämityksissä käytettävät johtimet ovat tyyppillisesti poikkipinta-alaltaan nelikulmioita. Neliönmuotoista poikkipinta-alaa käytettäessä johtimen mitat olisivat siis noin 23,2 mm \* 23,2 mm. Yhtä käämikierrosta kohden kyseistä johdetta tarvitaan noin 5,5 m (staattorikäämin mittoina noin 1,940 m ja 0,800 m). Yhteensä tarvittavan 540 mm<sup>2</sup> poikkipinta-alaisen kuparijohteen



pituus on siis noin  $34 * 5,5 \text{ m} = 187 \text{ m}$  vaihetta kohti. Koska jokaisen käämikierroksen halkaisijana on käytetty ilmavälihalkaisijaa  $1,940 \text{ m}$ , on käämitysten todellinen pituus suurempi ja se riippuu myös siitä miten käämitykset jaetaan staattorin uriin. Arvioidaan saatu pituus vaihetta kohti noin  $200 \text{ metriin}$ , jolloin koko staattorikäämityksissä kuparijohteen pituudeksi voidaan arvioida noin  $600 \text{ metriä}$ .

Työkäämien kuparijohteissa syntyvät Joule-häviöt vaihetta voidaan nyt laskea

$$P_{\text{cu-häviöt}} = I_n^2 * R_{\text{vaihe}} = I_n^2 * \frac{\rho_{\text{cu}} l_{\text{vaihe}}}{A_{\text{johde}}}, \quad (5.4)$$

jossa  $\rho_{\text{cu}}$  on kuparin resistiivisyys,  $l_{\text{vaihe}}$  on yhden vaiheen johtimen kokonaispituus ja  $A_{\text{johde}}$  on käytetyn kuparijohteen poikki-pinta-ala. Käyttämällä kuparin resistiivisyyden arvoa lämpötilassa  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , ( $\rho_{\text{cu}} = 1,68 * 10^{-8}$ ) saadaan edellä esitetyillä arvoilla yhden vaiheen häviöiksi noin  $16\,300 \text{ W}$  ja koko staattorin Joulelämpöhäviöksi noin  $49\,000 \text{ W}$ .

Vertailugeneraattorin staattorin urituksesta ja staattorissa käytetyn johteen määrästä ei ole tietoa. Ilmavälivuontiheyden nosto  $0,7 \text{ Tesla}$ sta  $1,4 \text{ tesla}$ an tarkoittaa kuitenkin sitä, että tarvittavien käämikierrosten määrä pienenee noin puoleen, jos oletuksena myös vertailugeneraattorissa staattorin virrantiheytenä on käytetty arvoa  $3 \text{ A/mm}^2$ . Staattorin uritukselle on useita vaihtoehtoja, joita voisi tarkemmassa suunnittelussa tutkia. Tässä yhteydessä suunnittelun ollessa vain suuntaa antava käämitysten jakamista staattorin uriin ei tarkastella.

### 5.3.2 Roottorin suprajohtavien kenttäkäämien suunnittelu

Koska lähtökohtana nimellispyörimisnopeus pidetään samana kuin vertailugeneraattorissa, myös roottorin napaparien määrä on tällöin  $20 \text{ kpl}$ . Kun kestopagneetit korvataan suprajohtavilla  $\text{MgB}_2$ -kenttäkäämityksillä, tarvitaan jokaista napaa kohti oma käämirakenne. Kuten luvussa 5.1 mainittiin, useissa suprajohtegeneraattorien suunnittelua käsittelevissä artikkeleissa racetrack-tyyppiset kenttäkäämitykset on todettu parhaaksi ratkaisuksi kenttäkäämityksiin. Haluttuun generaattoriin tarvitaan siis  $20$  kappaletta racetrack-tyyppisiä käämejä, jotka koostuvat päällekkäisistä *double pancake*-rakenteista. Magnetointikäämien tarkka mallinnus vaatisi numeerista laskentaa. Tässä yhteydessä käytetään arvioita perustuen aiheesta tehtyihin mitoitustuloksiin. Arviot perustuvat pääasiassa SUPRAPOWER  $10 \text{ MW}$  tuulivoimageneraattorihankkeeseen suunniteltuihin käämityksiin [63; 64] Kyseessä on EU:n tukema hanke, jossa pyritään suunnittelemaan ja rakentamaan  $10 \text{ MW}$  tuulivoimageneraattori, jossa on suprajohtava  $\text{MgB}_2$ -magnetointi ja kupariset työkäämitykset.

Käytettävistä suprajohdekäämeistä on rakennettu prototyyppisiä, joiden suoritusarvoista löytyy julkaistua tietoa. Käytetään vastaavia käämejä suunnittelussa. SUPRAPOWER-käämeissä käytetyn suprajohdeteipin arvot on esitetty taulukossa 5.3.

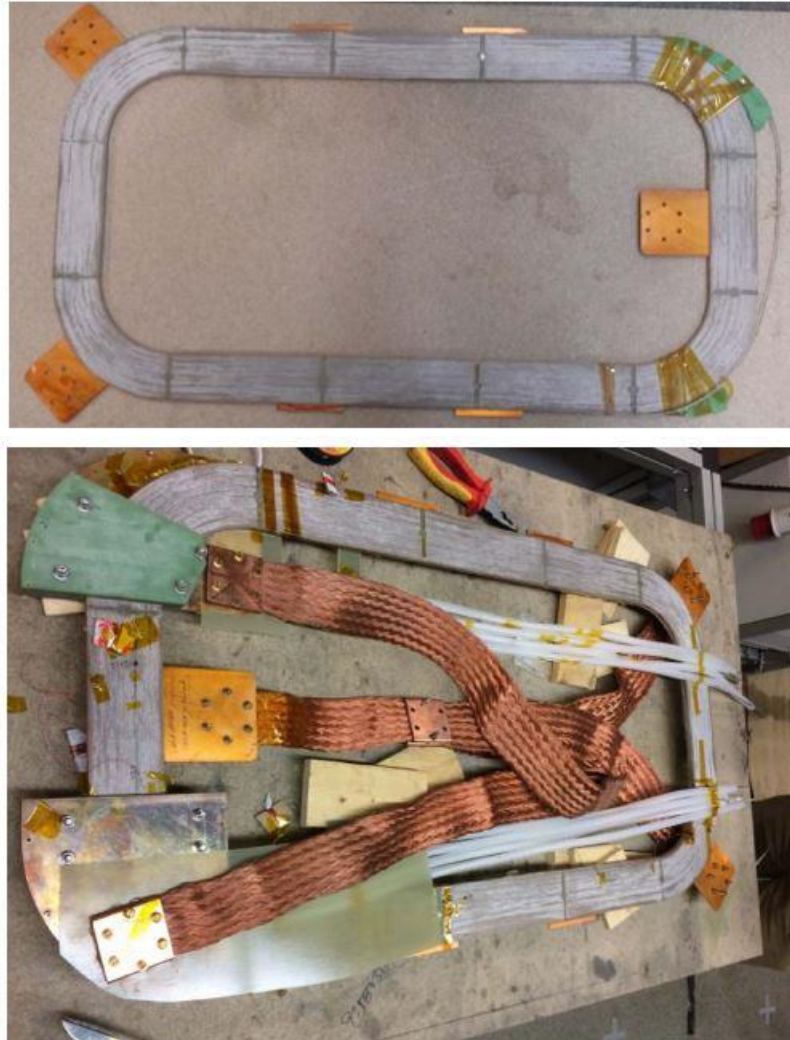
**Taulukko 5.3** Käytettävän  $MgB_2$  johteen tiedot [64]

<b>MgB<sub>2</sub>-johde</b>	<b>Sandwich-tyyppinen teippi</b>
Matriisimetalli	Nikkeli
Suprajohdefilamentteja	19 kpl
Suprajohteen osuus	24,1 %
Stabiloiva materiaali	0,2 mm kupariliuska (RRR 150)
Eristys	Dacron 62,5 μm
Johteen mitat	3 x 0,7 mm
Johteen mitat eristyksen kanssa	3,125 x 0,825
$I_c @ \mu_0 H = 1,8 \text{ T}, 20 \text{ K}$	113 A
$dI_c/dB @ \mu_0 H = 1,8 \text{ T}, 20 \text{ K}$	100 A/T
$J_{ce} (\text{A/mm}^2) @ \mu_0 H = 1,8 \text{ T}, 20 \text{ K}$	58,18 A/mm <sup>2</sup>
Taivutushalkaisija	150 mm

Taulukossa esitetty puhdistetun kuparin RRR-arvo tarkoittaa *residual resistivity ratio*-arvoa, jolla kuvataan kuparin resistiivisyyttä huoneenlämpötilassa sen resistiivisyyteen lähellä absoluuttista nollapistettä. Mitä suurempi arvo, sitä puhtaammasta kuparista on kyse. Ilmoitettu virrantiheys  $J_{ce}$  on koko suprajohdeteipin virrantiheys eli myös matriisimetallin ja eristyksen osuus poikkipinta-alasta on huomioitu. Kyseessä on ex-situ-menetelmällä valmistettu teippi, jossa stabiloiva kupari on juotettu teipin toiselle ulkopinnalle.

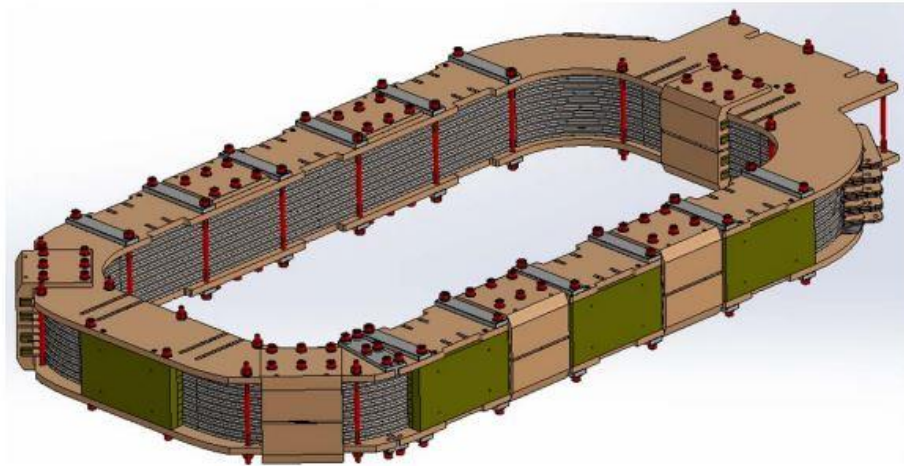
Käämien perusrakennusosat eli *double pancake* –rakenteet koostuvat kahdesta identtisestä kerroksesta racetrack-muotoon käämittyjä edellä esiteltyjä suprajohdeteippejä. Kerrosten välissä on 2 mm emaloitu kuparikerros, joka toimii mekaanisena tukena ja on tärkeässä roolissa käämien jäähtytyksessä. Sen avulla saadaan aikaan homogeeninen jäähtytysjakauma jokaiselle käämikierrokselle. Kuparikerros on kytketty ulkoisiin kupariosiin, joihin jäähtytysjärjestelmä kiinnittyy. Kuvassa 5.4 on esitetty SC4-nimellä

SUPRAPOWER-hankkeessa valmistettu ja testattu double pancake-käämitys. Kuvassa nähdään kupariosat, jotka kiinnittyvät käämityksen välissä olevaan kuparikerrokseen.



*Kuva 5.4 SUPRAPOWER-hankkeessa valmistettu double pancake-käämitys [63].*

Esitetty double pancake-rakenne koostuu 145stä käämikierroksesta (72,5 per puoli), sen paksuus on 8,40 mm, sisä-/ulkosäde 100 mm/165 mm, pitkän sivun suoran osuuden pituus 622 mm ja suoran sivun päätyosien pituus 185 mm. Käämin poikkileikkauksen pinta-alaksi on ilmoitettu  $65,4 \times 8,40 \text{ mm}^2$ . Yhteen tällaiseen double pancake-rakenteeseen tarvitaan 356 metriä suprajohdeteippiä. Valmis SUPRAPOWER-generaattorin roottorin napana käytettävä käämi valmistetaan yhdeksästä identtisestä double pancake-käämityksestä. Kuvassa 5.5 on esitetty kyseisen käämin mallikuva. Jokaisen double pancake-käämityksen välissä on 0,2 mm eristyskerros ja käämi on ympäröity tukirakenteella. Valmiin käämin paksuus on noin 93,6 mm ja tarvittavan suprajohdeteipin kokonaispituus noin 3200 m.



**Kuva 5.5** SUPRAPOWER-hankkeessa käytettävän valmiin napakäämin mallikuva [64].

Esiteltyä käämirakennetta käytetään suunnittelussa korvaamaan vertailugeneraattorin kestopaneetit. Käämin pitkän sivun suoran osuuden pituus on double pancake-rakenteelle ilmoitettu 622 mm ja pädystä päätyyn pituus ~800 mm. Käämi on sopivan kokoinen vertailugeneraattoriin, jonka pituus on 1000 mm ja aktiivisena pituutena n. 800 mm. Vertailugeneraattorin ilmväliahkaisu on 1940 mm, eli roottorin kehän pituus on noin 6100 mm. Käämien leveys on 330 mm, joten 20 napakäämiä ei sellaisenaan mahdu roottorin kehälle. Koska käämien leveys on kyseiseen roottoriin lähes sopiva 10 napaparille, tehdään oletus, että käämien leveys olisi mahdollista pienentää 300 mm:iin ilman suoritusarvojen selvää muuttumista. Tällöin käämit saataisiin mahtumaan roottorin pinnalle niin, että vierekkäisten käämitysten väliin jäisi 50 mm tilaa. Jos käämitysten leveyden pienentäminen ei onnistuisi, täytyisi joko roottorin halkaisijaa suurentaa tai käyttää esimerkiksi 8-9 napaparia, jolloin nimellispyörimisnopeus muuttuisi. Käämien sijoittelu on vastaava kuin kappaleessa 5.1.1 esitetystä kuvasta 5.1.

Tarkastellaan seuraavaksi käämeillä tuotettavaa magneettikenttää. Ilmvälivuontiheyden huippuarvo pyritään siis nostamaan 1,4 Teslaan vertailugeneraattorin 0,7 Teslasta. SUPRAPOWER-hankkeessa käämit on suunniteltu toimimaan lämpötilassa 20 K kuormitusvirralla 95 A, jolloin suurin magneettivuontiheys käämissä on 1,37 T [64]. Kyseisessä hankkeessa suunniteltavan generaattorin ilmvälivuontiheydeksi on suunniteltu 1,5 T ja käämit on suunniteltu käytettäväksi ferromagneettisesta materiaalista valmistettujen napakenkien kanssa, jolloin kyseinen 1,5 T ilmvälivuontiheys edellä mainituissa käyttöolosuhteissa voidaan saavuttaa. Tässä suunnittelun tavoitteena oli pitää roottori ilmasydämisenä, jolloin kyseisillä käämityksillä toimintapisteessä 20 K ja virralla 95 A ei voida saavuttaa 1,4 Teslan ilmvälivuontiheyttä.

Tarkastellaan ongelman mahdolliseksi ratkaisemiseksi erästä toista lähes vastaavaa  $MgB_2$ -kenttäkäämitystä, joka on suunniteltu toiseen 10 MW -luokan INNWIND-nimiseen generaattorihankkeeseen. Myös INNWIND-hanke on EU:n tukema ja artikke-

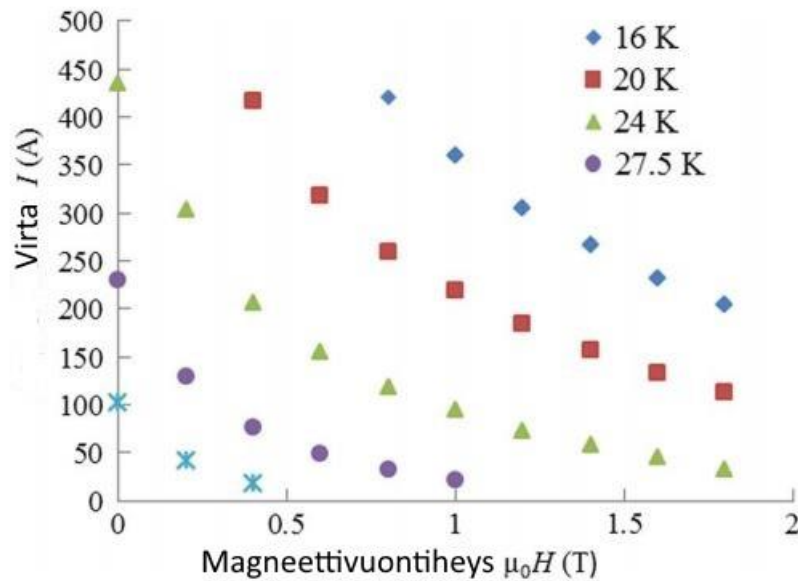
lissa [2] A. B. Abrahamsen et al. mallintavat hanketta varten suunniteltuja  $MgB_2$ -kenttääkäämityksiä. Kyseisessä hankkeessa roottori on ilmasydäminen ja haluttu ilmavälivuontiheys 10 MW 32-napaisessa generaattorissa on 1,5 T. Käytetyt  $MgB_2$ -käämit ovat tässäkin hankkeessa useasta double pancake-kerroksesta koostuvia ja suprajohdemateriaalina käytetään Columbusin  $MgB_2$ -teippejä. Käämien tarkemmat tiedot ovat saatavilla mainitusta artikkelista. Koska roottorissa ei kyseisessä mallinnuksessa ole ferromagneettista materiaalia, on käämissä vaikuttava magneettivuontiheys huomattavasti ilmavälivuontiheyttä korkeampi. Halutun 1,5 Teslan ilmavälivuontiheyden aikaansaamiseksi käämien suurimmaksi vuontiheydeksi on mallinuksilla saatu 3,0 Teslaa. Suurin vuontiheys sijaitsee käämin päädyn sisäkaarteessa. Lisäksi suoran osan sisähalkaisijalla suurimmaksi vuontiheydeksi on saatu 2,9 T. Myös toisen sukupolven YBCO-johteita hyödyntävistä tuulivoimageneraattorisuunnitelmista löytyy vastaavia mallinnustuloksia, joissa on käytetty ei-magneettisesta materiaalista valmistettua roottoria [25; 67]. Myös niissä magneettien suurimmat magneettivuontiheydet ovat 2-3-kertaisia ilmavälivuontiheyteen verrattuna.

Työssä tehtävän suunnittelun kannalta voidaan esitettyjen julkaisujen pohjalta olettaa, että maksimivuontiheys käämissä olisi noin 2,8 Teslaa ilmavälivuontiheyden ollessa 1,4 Teslaa. Ongelmaksi nousee  $MgB_2$ -teippien suoritusarvot. Käämin toimintapiste 20 K ja 2,8 T on nykyisille saatavilla oleville  $MgB_2$ -teipeillä liian korkea, minkä myös A. B. Abrahamsen et al. toteavat edellä mainitussa artikkelissa. Vaihtoehtoisia ratkaisuja työssä suunniteltavan generaattorin kannalta on kolme, jos ilmavälivuontiheys halutaan pitää 1,4 Teslassa:

- 1) Suprajohdemateriaali vaihdetaan esimerkiksi YBCO:on, mikä mahdollistaisi huomattavasti suuremmat ilmavälivuontiheydet lämpötiloissa 20–30 K
- 2) Luovutaan suunnittelussa ilmasydämisestä roottorista ja käytetään roottorissa ferromagneettista materiaalia jolloin ilmavälivuon arvoa voitaisiin nostaa.
- 3) Lasketaan tavoiteltua käyttölämpötilaa 20 Kelvinistä

Vaihtoehdon 1 huonona puolena on YBCO (tai Bi-2223)-teipin korkea hinta, kuten kappaleessa 4 mainittiin. Hinnanlasku on myös ollut odotettua hitaampaa ja johtimien yksikköpituudet ovat  $MgB_2$ :ta lyhyempiä, mikä tarkoittaisi useampia resistiivisiä liitoksia käämityksiin. Vaihtoehto 2 on nykyisillä  $MgB_2$ -teipeillä todennäköisesti paras ratkaisu, koska rautasydämisessä roottorin avulla suprajohdemateriaaliin kohdistuvat tekniset rajoitteet ovat kevyemmät. Tämä kuitenkin nostaa generaattorin massaa, mikä ei ole suprajohdeiden käytön kannalta haluttua. Tarkastellaan mitä vaihtoehto 3, eli mahdollinen käyttölämpötilan laskeminen tarkoittaisi.

Lämpötilan laskeminen selvästi alle 20 K on ongelmallista jäädytyksen kannalta ja lämpötilan laskemin liian alhaiseksi ei ole perusteltua. Alle 10 K lämpötiloissa mekaanisten kryojäädytinten jäädytystehot ovat erittäin alhaisia ja tällöin oltaisiin jo lähellä LTS-johteiden käyttölämpötilaa. Kysymykseen tulisi lähinnä ~15 K käyttölämpötila. Tarkastellaan käytettävien SUPRAPOWER-käämien  $MgB_2$ -teippien suoritusarvoja. Niistä on artikkelissa [64] esitetty kriittisiä virtoja magneettivuontiheyden funktiona 1,8 Teslaan asti lämpötiloissa 16 K, 20 K, 24 K ja 27,5 K. Kyseinen kuvaaja on esitetty kuvassa 5.5



**Kuva 5.5** SUPRAPOWER-käämeissä käytetyn  $MgB_2$ -teipin suoritusarvoja eri lämpötiloissa [64].

Toimintapisteessä 20 K ja 1,8 T kriittinen virta on taulukossa 5.3 esitetty 113 A. Kyseisessä 20 K lämpötilassa käämin kuormitusvirraksi on siis saatu 95 A ja suurimmaksi vuontiheydeksi käämissä 1,37 T. Sen sijaan toimintapisteessä 16 K ja 1,8 T kyseisten suprajohdeteippien kriittinen virta on noin kaksinkertainen 20 K lämpötilaan verrattuna, eli noin 225 A. Käämin toiminta-arvoiksi kuitenkin vaadittaisiin kaksinkertaiset arvot alkuperäiseen tilanteeseen nähden, eli ~190 A, kun maksimivuontiheys käämissä olisi ~2,8 T. Tämä ei selvästikään olisi mahdollista kyseisillä teipeillä edes lämpötilassa 16 K, koska teipeiltä vaadittava virrantiheys olisi oltava noin 225 A vielä 2,8 Teslan magneettivuontiheydellä.

Edellä esitettyjen tietojen ja kuvan 5.5 I(B)-kuvaajan pohjalta tarvittavaksi käyttölämpötilaksi voidaan karkeasti arvioida noin 10–12 K, jolloin käämin kuormitus 190 A virralle maksimivuontiheyden ollessa 2,8 T olisi mahdollista. Myös mainituissa INNWIND-hankkeeseen suunniteltujen käämitysten yhteydessä on arvioitu lähes vastaavien käämien vaadittavaksi käyttölämpötilaksi 10–15 K, kun käämin maksimivuontiheydeksi halu-

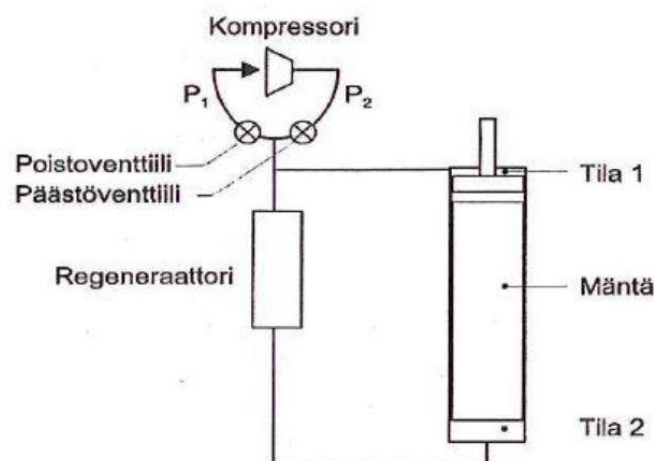
taan 3 T [2]. Jos otetaan huomioon  $\text{MgB}_2$ -teippien suoritusarvojen todennäköinen paraneminen tulevaisuudessa, voidaan mahdolliseksi käyttölämpötilaksi esittää noin 15 K, mikä olisi vielä selvästi LTS-johteiden käyttölämpötiloja korkeampi. Lämpötilan laskun lisäksi käämeihin voisi myös lisätä useampia double pancake-kerroksia, jolloin sama magneettivuontiheys saataisiin aikaan pienemmillä virroilla.

## 5.4 Kryogeeninen suunnittelu ja jäähdytyksen infrastruktuuri

Käytetään siis toimintalämpötilana 15 K ja esitellään periaatetasolla tarvittavan jäähdytysjärjestelmän rakenne. Lisäksi mainitaan lyhyesti periaatteet, joilla käämien quench-tilanteisiin voidaan varautua. Jäähdytykseen käytetään mekaanisia G-M -tyyppisiä kryojäähdyttimiä, joiden toiminta esitellään seuraavaksi.

### 5.4.1 G-M-kryojäähdyttimen toimintaperiaate

Gifford-MacMahon-kryojäähdyttimet edustavat vakiintunutta ja luotettavaa teknologiaa, joiden käytöstä on paljon kokemusta erilaisista matalan lämpötilan sovelluksista. Työkaasuna käytetään tyypillisesti heliumia painevälillä 10–30 bar [17 (s. 195)]. G-M-jäähdytin koostuu huoneenlämpötilassa olevasta kompressorista, joka voi olla vesi- tai ilmajäähdytteinen. Kompressorin matalapainepuolen virtauskanava on kytketty päästöventtiiliin ja korkeapainepuoli poistoverntiiliin. Jäähdyttimen kylmää sisältää regeneratiivisen lämmönvaihtimen (regeneraattori) ja suljetun tilan, jossa männän avulla säädelään työkaasun virtausta. Kuvassa 5.6 on esitetty G-M-jäähdyttimen periaatekuva. Kuvassa regeneraattori ja männän sisältävä sylinteri ovat erillään, mutta tyypillisesti ne yhdistetään samaan tilaan.



*Kuva 5.6 G-M-kryojäähdyttimen periaatekuva [57].*

Regeneratiivisessa lämmönvaihtimessa kylmä ja lämmin virtaus kulkevat jaksottaisesti vuorotellen saman virtauskanavan läpi. Regeneraattori on huokoisesta materiaalista valmistettu matriisi (esimerkiksi pienet metallipartikkelit), jonka läpi virtaukset kulkevat. Matriisimateriaalin tärkeimpiä ominaisuuksia ovat korkea ominaislämpökapasiteetti, erittäin pieni virtausvastus ja hyvä lämpökontakti kaasun ja matriisimateriaalin välillä [17 (s. 189)]. Regeneraattorin hyötysuhde määrää suurelta osin jäädyttimen jäädytystehon [78]. Tärkein tekijä on edellä mainittu matriisimetallin ominaislämpökapasiteetti. Alle 80 K lämpötiloissa matriisimateriaalin käytetään tyypillisimmin lyijyä sen halvan hinnan ja suhteellisen hyvän ominaislämpökapasiteetin takia. Erittäin alhaisissa lämpötiloissa lyijyn ja muiden perinteisten materiaalin ominaislämpökapasiteetit kuitenkin laskevat liian alhaisiksi. Alle 10 K lämpötiloihin suunnitelluissa kryojäädyttimissä matriisimateriaalina käytetään harvinaisia maametalleja, joiden ominaislämpökapasiteetit ovat korkeita vielä kyseisissä lämpötiloissa. Tällaisilla kryojäädyttimillä on mahdollista päästä 1–2 W jäädytystehoon 4 K lämpötilassa, mikä mahdollistaa nesteheliumin lämpötilan saavuttamisen myös mekaanisilla kryojäädyttimillä. Lämpötiloissa 20–40 K tyypillisten G-M-jäädyttimien jäädytystehon suuruusluokka on kymmeniä watteja.

G-M-jäädyttimen toimintasykli voidaan esittää neljässä osassa [17 (s. 195)].

- 1) Kuvan 5.6 merkinnöillä lähtötilanteessa poistoventtiili on suljettu ja mäntä on sylinterin alaosassa. Kun päästöventtiili avataan, työkaasu virtaa järjestelmään kompressorin korkeapainepuolelta täyttäen sylinterin yläosan (tila 1). Seuraavaksi mäntä siirtyy yläasentoon, mikä pakottaa korkeapaineisen kaasun kulkeutumisen regeneraattorin läpi männän alaosaan (tila 2). Regeneraattorin läpi kulkiessaan kaasu luovuttaa lämpöenergiaa matriisimateriaalille ja jäähtyy. Jäähtyessään kaasun paine laskee, mikä aiheuttaa paine-eron takia lisäkaasun virtauksen kompressorilta jäädyttimen kylmäpuolelle.
- 2) Päästöventtiili suljetaan ja poistoventtiili avataan, jolloin kylmää on kytkeytyneenä kompressorin matalapainepuolelle. Männän edelleen ollessa yläasennossa, osa kylmäkaasusta virtaa regeneraattorin läpi kompressorille ja kaasu laajenee. Laajetessaan isotermissesti kaasu absorboi lämpöä jäädytettävältä kohteelta, jolloin jäädytysprosessi tapahtuu.
- 3) Edelleen poistoventtiilin ollessa auki ja päästöventtiilin ollessa suljettuna mäntä siirtyy ala-asentoon ja painaa kaasun regeneraattorin läpi kompressorin matalapainepuolelle. Tässä vaiheessa kaasu vastaanottaa lämpöä regeneraattorilta, jolloin kaasu lämpenee ja lämmönvaihdin jäähtyy.
- 4) Poistoventtiilin suljetaan ja mäntä on sylinterin ala-asennossa. Kun päästöventtiili nyt avataan, alkaa sykli alusta.



G-M-tyyppiset kryojäädyttimet voivat olla myös kaksivaiheisia, jolloin niissä on kaksi regeneratiivisen lämmönvaihtimen ja männän sisältävää systeemiä. Tällöin kylmään ensimmäinen vaihe jäädytetään tiettyyn lämpötilaan, esimerkiksi 70 K, ja toinen vaihe haluttuun alhaisempaan lämpötilaan, esimerkiksi 15 K.

#### 5.4.2 Generaattorin kenttäkäämien jäädytysjärjestelmä

Esitellään mahdollinen jäädytysjärjestelmä käytettyjen kenttäkäämien jäädytykseen. Lähtökohtana käämit sijoitetaan kryostaattirakenteeseen, johon imetään tyhjiö ja jonka sisäosat jäädytetään haluttuun toimintalämpötilaan. Kryostaatti sisältää säteilysuojan, jolla minimoidaan ulkopuolisen lämpösäteilyn vaikutus jäädytettävään kohteeseen. Kryojäädyttimet sijoitetaan roottorin sisäosiin ja ne pyörivät roottorin mukana. Kuten jo aiemmin mainittua, pyörivä jäädytysjärjestelmä on yksi suurimmista haasteista sup- rajohtavien tuulivoimageraattorien kannalta. Tästä syystä esitellynkaltaiset jäädytysjärjestelmät vaativat vielä paljon lisäkehitystä ja testausta ennen täysmittaista käyttöä.

Valitaan käytettäväksi jäädyttimeksi SHI:n (*Sumitomo Heavy Industries*) valmistama RDK-500B-jäädytin [68]. Kyseinen jäädytin on esitetty kuvassa 5.7. Kuvassa näkyvät virtauskanavan päät yhdistetään kompressoriin.

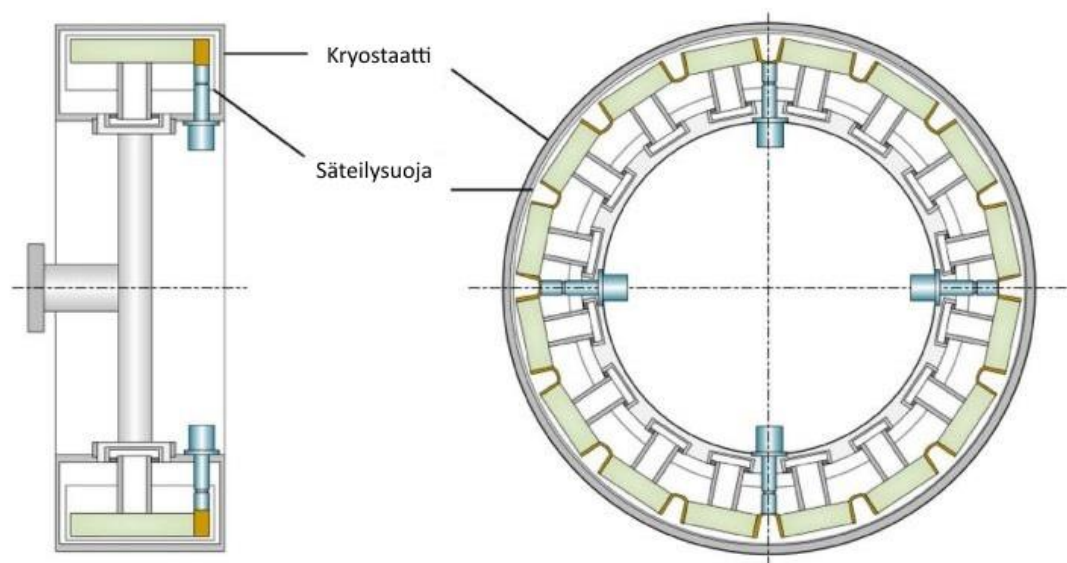


*Kuva 5.7 RDK-500B-jäädytin [68].*

Kyseessä on yksivaiheinen G-M-kryojäädytin, joka on tarkoitettu noin 20 K käyttö- lämpötiloihin. Jäädytystehot on ilmoitettu 50 Hz ja 60 Hz taajuuksille. Käytetään tässä

60 Hz arvoja, koska myös vertailugeneraattorin nimellistaajuus on lähellä sitä. Lämpötilassa 30 K jäädytystehoksi on ilmoitettu 95 W ja lämpötilassa 20 K jäädytysteho on 50 W. Samaa jäädytintä on käytetty suprajohdemagneettien jäädytysjärjestelmien suunnitteluun Ho-Myung Changin ja Seung Ill Leen julkaisemassa artikkelissa [10]. Kyseisestä artikkelista löytyy testidataa käytetyn jäädyttimen jäädytystehosta lämpötilan funktiona välillä 12–35 K. Mittauspisteessä 16 K jäädytystehoksi on mitattu noin 30 W ja mittausten pohjalta voidaan arvioida jäädytystehoksi 15 K lämpötilassa noin 25 W. Kyseisen kylmääpään kanssa suositellun kompressorin kulutukseksi on SHI:n sivuilla ilmoitettu noin 7,5–8 kW. Tämä teho siis tarvitaan huoneenlämpötilassa olevalle kompressorille esitettyjen jäädytystehojen aikaansaamiseksi kylmääpäässä.

Kryojäädyttimet pyörivät roottorin mukana ja ne asetetaan roottorin sisäkehälle. Kuvassa on 5.8 on esitetty yksi konseptikuva aiheesta [10]. Käämitysten päät on yhdistetty toisiinsa kupariosilla, joihin kryojäädyttimet kiinnitetään. Kuvasta poiketen aiheesta on tehty myös modulaarisiin kryostaatteihin perustuvia suunnitelmia esimerkiksi SUPRA-POWER-hankkeen yhteydessä [54; 63]. Tällöin jokaiselle suprajohdekäämillemme on oma kryostaattinsa, jonka muoto vastaa käämin muotoa. Monissa konsepteissa käytetään myös 2-vaiheisia G-M-jäädyttimiä, jolloin tilanne eroaa jonkin verran kuvassa esitetyistä.



**Kuva 5.8** Konseptikuva roottorille sijoitetuista kryojäädyttimistä [10].

Tarvittavien kryojäädyttimien määrää varten tarvittaisiin tieto kokonaislämpökuormasta, joka kryostaatin sisällä oleviin käämityksiin kohdistuu. Lämpökuorma koostuu häviöistä suprajohdekäämeissä (alhaisesta  $n$ -arvosta johtuva Joule-lämpö), johtumisesta virtajohtimia ja tukirakenteita pitkin sekä säteilyn kautta siirtyvästä lämmöstä. Jäädytystarpeen todennäköinen suuruusluokka on 100–400 W eri suprajohdegeneraattorisuunni-

telmien pohjalta [10; 41]. Jäähdytystarve mitoitetaan lasketusta kokonaislämpökuormasta ja valittavasta turvamarginaalista, joka voi olla esimerkiksi 50 % kokonaislämpökuormasta. Käytetyissä  $MgB_2$ -käämeissä syntyvät häviöt ovat noin 1 W per käämi, joten lämpökuorma koostuu pääasiassa johtumalla ja säteilemällä siirtyvästä lämmöstä. Säteilylämpöön voidaan vaikuttaa säteilysuojan ominaisuuksilla ja syöttövirtajohtimien kautta johtuvaa lämpöä pienennetään tyypillisesti valmistamalla johteiden alaosa ensimmäisen sukupolven Bi-HTS-johteista. Koska kryostaatin sisäosat ovat alhaisessa lämpötilassa, voidaan suprajohtavilla Bi-johteilla vähentää lämpökuormaa merkittävästi verrattuna kuparijohteisiin.

Esimerkkinä voidaan esittää tilanne, jossa kokonaisjäähdytystarpeeksi turvarajoineen saataisiin kiinnitettyä 150 W. Tällöin esitetyjä RDK-500B-jäähdyttimiä tarvittaisiin 15 K käyttölämpötilassa 6 kappaletta ja ne asennettaisiin roottorin sisäkehälle symmetrisesti, kuten kuvassa 5.8. Tarvittavat kompressorit voidaan sijoittaa generaattorin ulkopuolelle. Koska jäähdyttimet pyörivät roottorin mukana, tarvitaan heliumkaasun syöttöä varten pyörivä liitin, jonka kautta heliumkaasu syötetään paikallaan pysyvistä kompressoreista pyörivään roottorin jäähdytysjärjestelmään.

### 5.4.3 Varautuminen quenchiin

Esitetyn jäähdytysjärjestelmän lisäksi suprajohdekäämitykset vaativat järjestelmän quench-tilanteilta (käämin suprajohtava tilan äkillinen menetys) suojautumiseen. Esimerkiksi SUPRAPOWER-generaattorin quench-suunnittelusta on saatavilla tietoja, joiden pohjalta voidaan esittää järjestelmän perusidea [63]. Järjestelmä koostuu osajärjestelmistä, joilla ensin havaitaan quench-tilanne ja sen jälkeen suojataan suprajohdekäämit quenchilda.

Havainnointi perustuu käämien yli vaikuttavien jännitteiden mittaamiseen. Käämin yli vaikuttava jännite koostuu resistiivisestä ja induktiivisesta osasta. Suprajohtavassa tilassa käämien resistiivisyys on käytännössä nolla, jolloin resistiivisyyden aiheuttamaa jännitettä ei ole. Jos suprajohtava tila menetetään, käämin resistiivisyys ja sitä kautta käämin yli oleva jännite kasvaa. Havainnointijärjestelmä vertailee kahden käämin yli vaikuttavia jännitteitä, jotka eroavat toisistaan vain quench-tilanteissa (toisessa resistiivistä jännitettä). Lisäksi havainnointijärjestelmä laskee induktiivisen jännitteen arvoa, joka vähennetään käämin yli vaikuttavasta kokonaisjännitteestä resistiivisen osuuden saamiseksi.

Jos resistiivistä jännitettä havaitaan jommalla kummalla menetelmällä, quenchilda suojautumisjärjestelmä alkaa toimia automaattisesti. Suojaus toimii kahdella tapaa. Käämiin syötettävä virta katkaistaan ja samaan aikaan käämin kanssa sarjaan kytketään niin sanottu dumpipivastus, johon käämin virta puretaan mahdollisimman nopeasti. Lisäksi

käämin rinnalle kytketään suojavastus, jonka tehtävä on estää ylijännitteiden synty virtapiiriin katkeamisen yhteydessä.

## 5.5 Konseptin dimensiot

Dimensioita tarkastellessa ilmväliahkaisija ja generaattorin pituus on lähtökohtaisesti pidetty samana kuin vertailugeneraattorissa. Ilmvälin pituus on vertailugeneraattorissa 10 mm, joka on suuruusluokaltaan sopiva myös suprajohtavien kenttäkäämien kanssa käytettäväksi. Tarkassa suunnittelussa tulisi tarkastella ilmvälin nostoa välille 10–20 mm muun muassa kryostaattirakenteen tilantarpeen takia. Monissa 10 MW suprajohtavilla kenttäkäämeillä varustetuissa generaattorisuunnitelmissa ilmvälin pituus on 15–20 mm [41; 48; 77].

Koska vertailugeneraattori on keskinopealla pyörimisnopeudella toimiva konsepti, sen dimensiot ja massa ovat pieniä verrattuna vastaavantehoisiin suoravetoisiin generaattoreihin. Tästä johtuen supraohdekäämitysten vaihtamisella kyseiseen generaattoriin on vaikea saada suurta massan ja dimensioiden pienenemistä, koska kryojäähdyttimet, kryostaattirakenne ja ilmvälin mahdollinen suurentaminen vievät tilaa. Käytännössä mahdollinen pienentäminen kohdistuu staattorin ulkohalkaisijaan ja staattorirakenteen massaan. Koska kuparijohdetta tarvitaan staattorissa arviolta puolet vähemmän kuin vertailugeneraattorissa, voidaan tästä aiheutuva massan pieneneminen arvioida. Staattorikäämityksissä käytetään siis noin 600 metriä  $540 \text{ mm}^2$  -poikkipinta-alaista kuparijohdetta. Kuparin tiheyden ( $8,96 * 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ ) avulla massaksi saadaan noin 2 900 kg. Oletuksena vertailugeneraattorin staattorijohteiden massa on noin kaksinkertainen, eli staattorin massaa saadaan kuparijohteiden osalta alennettua noin 3 tonnia. Lisäksi staattorin raudan määrää voidaan tehokkaamman magnetoinnin ansiosta laskea, mutta tarkkoja arvioita ei tässä yhteydessä pystytä antamaan, koska vertailugeneraattorin staattoriraudan massasta ei ole tarkkaa tietoa.

Roottoripuolella vertailugeneraattorin kestopagneettien massa on noin 800 kg, joka korvataan supraohdekäämityksillä ja tarvittavilla kryojäähdyttimillä sekä kryostaattirakenteella. Tarkasteltujen SUPRAPOWER-käämitysten massaa ei ole ilmoitettu, mutta esimerkiksi kappaleessa 5.2 esitetyistä supraohdegeneraattorihankkeista Swarn S. Kalinin suunnitteleman generaattorin racetrack-tyyppiset  $24 \text{ MgB}_2$ -kenttäkäämiä painavat yhteensä 1083 kg, eli noin 45 kg per käämi [41]. Jos tämän pohjalta käytetään arviona käytettyjen käämitysten massalle noin 50 kg per napakäämi, olisi kenttäkäämien kokonaismassa 1000 kg. Esitellyt RDK-500B kryojäähdyttimet painavat 25 kg kappale eli esitetyn kuuden jäähdyttimen käyttö nostaisi massaa vain 150 kg. Jos jäähdyttimiä tarvittaisiin enemmän, niiden vaikutus generaattorin kokonaismassaan olisi pieni.

Tarvittavat kompressorit voidaan sijoittaa generaattorin ulkopuolelle, joten ne eivät nosta generaattorin massaa. Käytetään myös kryostaattirakenteen massan arvioimisessa mainittua Swarn S. Kalsin suunnittelemaa generaattoria, jossa kryostaattirakenteiden yhteismassamassa on 4010 kg [41]. Kyseessä on kuitenkin ulkohalkaisijaltaan 5000 mm täysin suprajohtava generaattori, jossa sekä roottori- että staattorikämmitykset on suljettu kryostaattien sisään. Tässä tapauksessa tarvittava kryostaattirakenne tarvitaan vain roottoripuolelle ja generaattori on huomattavasti pienempi, joten arvioidaan kryostaatin massaksi alle 1000 kg.

Vertailugeneraattorin kestopagneettien vaihtaminen suprajohdekämeiksi siis mahdollisesti nostaisi roottorirakenteen massaa noin 1000 kg kryostaattirakenteen ja kryojäähdyttimien takia, mutta staattoripuolen vähäisemmän kuparin tarpeen ansiosta staattorin massaa voitaisiin pienentää. Tarkat lukuarvot vaatisivat eri osa-alueiden huomattavasti tarkempaa suunnittelua. Jos arviona luvussa 5 esitettyjen suprajohdegeneraattorihankkeiden pohjalta kokonaismassaa saataisiin pienemmän ainakin 20–30 %, massa pieneneisi 20–25 tonniin, kun vähäisemmän kuparin tarpeen lisäksi staattoriraudan osuutta vähennetään.

Myös ulkohalkaisijan pienentäminen täytyisi tarkastella tarkemman suunnittelun avulla, mutta käytännössä vertailugeneraattorin dimensioilla pienentämisvaraa ei ole paljon. Staattorin pienentyneiden kuparihäviöiden ansiosta etuna saavutettaisiin staattoripuolen vähäisempi jäähdytyksen tarve, mutta toisaalta suprajohdeiden jäähdytysjärjestelmän vaatima tehonkulutus kumoaa tästä saatavaa hyötyä. Esitetylle kuudella kryojäähdyttimellä tarvittava kompressoriteho on noin 50 kW, mikä on vastaavaa suurusluokkaa kuin aiemmin esitetyt staattorin kuparihäviöt. Jos kryojäähdyttimiä tarvittaisiin enemmän, myös tarvittava kompressoriteho nousisi noin 8 kW jäähdytintä kohden.

Kaiken kaikkiaan esitetty vertailugeneraattorin kestopagneettien suora korvaaminen suprajohdekämmityksillä ei ole teknisessä mielessä järkevää, koska saavutetut edut jäävät pieniksi. Ongelmana on keskinopean generaattorin jo ennestään pieni rakenne verrattuna suoravetoisiin generaattoreihin. Pelkästään kryojäähdytysjärjestelmän vaatima tilantarve aiheuttaa sen, että dimensioita on vaikea pienentää. Lisäksi keskinopea generaattori vaatii yksitasoisen vaihteiston, johon ei voida suprajohdeiden käytöllä vaikuttaa. Käytännön suunnittelussa generaattorin muuttaminen suoravetoiseksi olisi edellytyksenä järkevälle suprajohdeiden hyödyntämisellä. Kuten aiemmin esitettyä, suoravetoisessa generaattorissa massa ja dimensiot ovat selvästi suurempia vaadittavan suuren vääntömomentin takia. Suurilla massoilla ja halkaisijoilla suprajohdeilla saatava tehokkaampi magnetointi mahdollistaisi selvempiä eroja massan ja dimensioiden suhteen, kuten kapaleessa 5.2 esitetyissä suunnitteluhankkeissa.

## 5.6 Taloudellinen vertailu

Taloudellisessa mielessä oleelliset hinnat ovat tarvittavan suprajohdemateriaalin ja jäähdytysjärjestelmän hinta verrattuna vertailugeneraattorin kestopagneettimateriaalien hintoihin. Kyseiset komponentit muodostavat suuren osan generaattorin kokonaishinnasta.

Vertailugeneraattorin kestopagneetit painavat siis noin 800 kg ja ne on valmistettu neodyymirautaborista. Luvussa 3 esitetyn neodyymioksidin hinnan perusteella magneettien hintana voidaan käyttää noin 60–70 €/kg. Hinnalla 65 €/kg magneettien kokonaishinta olisi noin 52 000 €. Magneetit korvataan suprajohdekäämityksillä, joiden hinta voidaan arvioida käytetyn suprajohteen hinnan avulla. Artikkelissa [54] täysin vastaavan Columbusin MgB<sub>2</sub>-teipin hinnaksi on esitetty 3–4 €/m. Esitettyssä suunnittelussa tarvittiin 20 kappaletta racetrack-käämejä, joista jokainen vaatii noin 3200 metriä kyseistä MgB<sub>2</sub>-teippiä, eli tarvittavan suprajohteen kokonaispituus on noin 64 000 m. Esitetyllä hinnalla tarvittavan suprajohteen kokonaishinnaksi saadaan 200 000–250 000 €.

RDK-500B-kryojäädyttimen tarkkaa hintaa ei ole saatavilla, mutta 20 K lämpötiloihin tarkoitettujen kryojäädyttimien yleisen hintatason pohjalta hintana voidaan käyttää noin 20 000 € / kpl [41; 58]. Tällöin kuuden kryojäädyttimen hinta olisi 120 000 €.

Kuudella kryojäädyttimellä tarvittavan suprajohdemateriaalin ja kryojäädyttimien yhteishinta olisi siis yli 300 000 €, mikä on kuusinkertainen verrattuna vertailugeneraattorin kestopagneettien hintaan. Jos kryojäädyttimiä tarvittaisiin enemmän, hinta nousisi vielä korkeammaksi. Lisäksi käämitysten valmistus ja käämitysten mahdolliset tukirakenteet nostavat hintaa entisestään. Vaikka suprajohdeiden käytöllä staattorin kuparin ja raudan määrää saadaan vähennettyä, niiden hinta on vain murto-osa tästä. Esimerkiksi staattorin kuparikäämitysten hinta eristyksineen on tässä tapauksessa suuruusluokkaa 10 000–20 000 €.

Taloudellisessakaan mielessä vertailugeneraattorin kestopagneettien korvaaminen suprajohdeilla ei ole järkevää. Tästäkin näkökulmasta suoravetoinen ratkaisu olisi suprajohdeiden kannalta parempi. Tällöin suuremmat massan ja dimensioiden erot kestopagneettigeneraattoriin verrattuna mahdollistaisivat säästöjä muiden komponenttien hinnoissa. Silti suprajohdeita hyödyntävät generaattorit ovat vielä nykyhinnoilla kalliita kestopagneettigeneraattoreihin verrattuna. Vaikka MgB<sub>2</sub>-johteet ovat halpoja HTS-johteisiin verrattuna, täytyisi hinta saada vielä laskettua paremman kilpailukyvyn saavuttamiseksi. Lisäksi suoritusarvojen parantaminen sellaiseksi, että MgB<sub>2</sub>-käämitysten käyttö noin 3 Teslan magneettivuontiheyksillä olisi mahdollista lämpötilassa 20 K, olisi suprajohdegeneraattorisovellusten kannalta toivottavaa. Tällöin jäähdytysjärjestelmän vaatimukset olisivat pienemmät ja kalliita kryojäädyttimiä tarvittaisiin vähemmän. Nykyisillä MgB<sub>2</sub>-johteilla generaattorikäytössä ja 20 K lämpötilassa käytännössä vaaditaan rau-

tasydaminen roottori, mikä taas vähentää suprajohteista saatavaa hyötyä suuremman massan takia. Uusimpana kaupallisena suprajohteena MgB<sub>2</sub>-johteiden hinnat ja suoritusarvot todennäköisesti paranevat lähitulevaisuudessa niihin liittyvän tutkimuksen ansiosta. Se kuinka nopeaa kehitys on, määrää osaltaan MgB<sub>2</sub>-materiaalin käytön suuren teholuokan prototyyppigeneraattoreissa.

## 6. YHTEENVETO

Suprajohteiden käyttöä tuulivoimageraattoreissa on suunniteltu noin 10 MW teholuokan voimaloissa ja aiheesta on tehty useita suunnitteluhankkeita. Nykyään tyypilliset tuulivoimalat ovat nimellisteholtaan 3–4 MW ja suurimmat noin 8 MW, joten suprajohteiden käytöllä pyritään suurempiin yksikkötehoihin. Suurimmat tuulivoimalat ovat merellä sijaitsevia offshore-voimaloita. Vaikka offshore-voimaloiden osuus kaikista tuulivoimaloista on vain 2 % luokkaa, osuuden odotetaan kasvavan selvästi tulevina vuosina. Nykykehityksen perusteella etenkin yksikkötehojen kasvu on siirtymässä offshore-voimaloihin.

Perinteisissä tuulivoimaloissa käytetään halpoja nopeasti pyöriviä (esimerkiksi 1500 rpm) epätahtigeneraattoreita vaihteistoihin yhdistettyinä. Koska roottorin lapojen pyörimisnopeus on vain 10 rpm luokkaa, vaaditaan vaihteistolta suurta muuntosuhdetta, mikä johtaa monitasoiseen rakenteeseen. Tällaiset vaihteistot on todettu tuulivoimakäytössä epäluotettaviksi. Nykyään suurimman teholuokan voimaloissa pääpaino on keskinopeissa ja suoravetoisissa tuulivoimaloissa, jotka vaativat erikoisvalmisteisia tuulivoimakäyttöön mitoitettuja generaattoreita. Keskinopeassa käytössä generaattorin pyörimisnopeus on 100–400 rpm, jolloin vaihteistolta ei vaadita yhtä suurta muuntosuhdetta kuin perinteisissä voimaloissa. Tällöin vaihteisto on luotettavampi kuin epätahtigeneraattorien kanssa vaadittavat monitasoiset vaihteistot. Ainoa tapa päästä täysin eroon vaihteiston käytöstä ja siihen liittyvistä ongelmista on käyttää suoravetoista generaattoria. Tällöin generaattorin pyörimisnopeus on tuulivoimalan lapojen pyörimisnopeutta vastaava.

Tämän työn suunnitteluosuudessa tarkasteltiin karkeasti nimellisteholtaan 8,6 MW 20-napaisen keskinopean kestomagneettitahtigeneraattorin magnetointinapojen vaihtoa suprajohtaviin  $MgB_2$ -käämityksiin. Kaupallisista suprajohtemateriaaleista  $MgB_2$  vaikuttaa kirjoitushetkellä parhaalta teknistaloudelliselta kompromissilta tuulivoimageraattorikäyttöön. Useissa aiheeseen liittyvissä hankkeissa on viime vuosina tarkasteltu myös toisen sukupolven HTS-johteena tunnetun YBCOn hyödyntämistä. YBCOn suoritusarvot ovat  $MgB_2$ :a paremmat ja jäähditys helpompaa. Suurimpina ongelmina ovat YBCOn erittäin korkea hinta ja lyhyet yksikköpituudet, mistä johtuen kiinnostus  $MgB_2$  käyttöön on kasvanut. Kriittinen lämpötila  $MgB_2$ -johteilla on noin 39 K ja työssä jäähditystä on tarkasteltu 15 K käyttölämpötilassa. Jäähditys voidaan toteuttaa mekaanisilla Gifford-MacMahon-tyyppisillä kryojäähdytinillä.



Koska keskinopea generaattori on suunniteltu käytettäväksi yksitasoisen vaihteiston kanssa, siltä ei vaadita yhtä suurta vääntömomenttia kuin suoravetoiselta tuulivoimageraattorilta. Tällöin generaattorin massa ja dimensiot ovat suhteellisen pieniä verrattuna suoravetoisiin ratkaisuihin. Työssä tarkastellun keskinopean vertailugeneraattorin massa on noin 30 tonnia ja ulkohalkaisija 2,3 metriä. Suunnitteluosuudessa on todettu, ettei suprajohteiden käytöllä saavuteta keskinopeassa käytössä selvää etua kestmagneettigeneraattoriin verrattuna. Generaattorin massaa voidaan pienentää karkeasti arvioiden 20–25 tonniin, mutta ulkohalkaisijan pienentäminen merkittävästi on vaikeaa. Tämä johtuu muun muassa suprajohdekäämien jäädyttämiseen tarvittavasta järjestelmästä. Kryojäädyttimet ja tarvittava kryostaattirakenne, jonka sisään suprajohdekäämit suljetaan, vievät tilaa. Lisäksi tarvittavan vaihteiston rakenteeseen ei voida suprajohteiden käytöllä vaikuttaa.

Teknisesti järkevä suprajohteiden hyödyntäminen tuulivoimageraattoreissa käytännössä vaatii suoravetoisen tehonsiirron. Tällöin generaattorin nimellispyörimisnopeus on vain 10 rpm luokkaa, jolloin generaattorin nimellisvääntömomentti on mitoitettava suureksi. Suuri vääntömomentti johtaa suureen rakenteeseen. Kestomagneettitahtigeneraattorin tapauksessa suoravetoisen generaattorin massa 10 MW teholuokassa olisi 200–300 tonnia ja ulkohalkaisija yli 10 metriä. Näin suurilla arvoilla tuulivoimalan konehuoneen ja tornin rakenteisiin kohdistuvat fyysiset rajoitukset ovat kohtuuttoman suuria. Hyödyntämällä suprajohteita generaattorin kenttäkäämityksissä, on vastaavantehoisen generaattorin massa mahdollista saada selvästi alle 200 tonnin ja ulkohalkaisija noin 7-8 metriin. Maksimaalinen tehoiheys voidaan saavuttaa valmistamalla myös generaattorin staattorilla sijaitsevat työkäämitykset suprajohteista. Tämänkaltaisilla täysin suprajohtaville konsepteilla on suunnitteluhankkeiden perusteella mahdollista saavuttaa alle 100 tonnin massa ja noin 5 metrin ulkohalkaisija 10 MW teholuokassa.

Vaikka suprajohteita hyödyntävistä tuulivoimageraattoreista on esitetty useita erilaisia konsepteja ja suunnitteluhankkeita, suuren mittakaavan prototyypigeneraattorin valmistukselle on useita esteitä. Vaikka suprajohdekäämien jäädytyksestä on paljon kokemusta erilaisista sovelluksista, generaattorin kenttäkäämien pyörivä rakenne vaikeuttaa kryogeenistä suunnittelua. Erilaisia pyöriviä jäädytyskonsepteja tuulivoimageraattorikäyttöön on esitetty ja tutkittu, mutta niiden käytöstä ei ole kokemusta suuren mittakaavan hankkeista. Lisäksi täysin suprajohtavassa konseptissa työkäämien vaihtovirta on suprajohteiden käytön kannalta ongelmallista, koska suprajohteet kuljettavat häviöttömästi vain tasavirtaa. Erilaisten AC-häviöiden takia suurin osa suunnitteluhankkeista keskittyy pelkkien suprajohtavien kenttäkäämien käyttöön.

Ongelmana ovat myös kaupallisten suprajohteiden suoritusarvot ja hinnat. Suoravetoisissa voimaloissa napaparien määrä on lähtökohtaisesti suuri ja jokaiseen roottorin napakäämitykseen tarvitaan useita kilometrejä suprajohdetta. Nykyhinnoilla pelkästään

tarvittavan suprajohdemateriaalin ja jäähdytysjärjestelmän hinnat muodostuvat moninkertaisiksi muihin komponentteihin verrattuna. Vaikka myös kestmagneettigeneraattoreissa käytetyt neodyymirautaboori-magneetit ovat kalliita, suprajohteiden hinnat ovat niihin verrattuna korkeita. Esimerkiksi työssä esitetyssä suunnittelussa vertailugeneraattorin kestmagneettien kokonaishinta oli noin 52 000 €. Kun kyseiset magneetit korvattiin 2011ä suprajohtavalla  $MgB_2$ -napakäämityksillä, pelkästään suprajohdemateriaalin ja tarvittavien mekaanisten kryojäähdyttimien hinta nousi yli 300 000 euroon. Vaikka  $MgB_2$ :n hinta on alhainen HTS-johteisiin verrattuna, täytyisi hintaa saada laskettua paremman kilpailukyvyn saavuttamiseksi. Lisäksi  $MgB_2$ -johteiden kriittisten virtojen ja magneettivuontiheyksien nostaminen olisi toivottavaa. Tällöin suprajohdemateriaalia tarvittaisiin vähemmän ja jäähdytysjärjestelmään kohdistuvat vaatimukset olisivat alhaisemmat.

## LÄHTEET

- [1] 4C Offshore, V164-8.0 MW, web page. Available (accessed 15.2.2016): <http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-mhi-vestas-offshore-wind-v164-8.0-mw-tid89.html>.
- [2] A.B. Abrahamsen, et al., Design of an MgB<sub>2</sub> race track coil for a wind generator pole demonstration, 11th European Conference on Applied Superconductivity, Journal of Physics: Conference Series 507 (2014), IOP Publishing, .
- [3] A.B. Abrahamsen, et al., Design Study of 10 kW Superconducting Generator for Wind Turbine Applications, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No. 3, 2009, pp. 1678-1682.
- [4] A.B. Abrahamsen, N. Magnusson, B.B. Jensen, M. Runde, Large superconducting wind turbine generators, Energy Procedia, Vol. 24, 2012, pp. 60-67.
- [5] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, 2nd ed. John Wiley & Sons, 2012, 1120 p.
- [6] American Superconductor, Second generation HTS wire for high-current cable and power-dense coil applications, web page. Available (accessed 1.3.2016): [http://www.amsc.com/solutions-products/hts\\_wire.html](http://www.amsc.com/solutions-products/hts_wire.html).
- [7] K.H. Bennemann, J.B. Ketterson, Superconductivity: Conventional and Unconventional Superconductors, Springer Berlin Heidelberg, 2008, 1223 p.
- [8] J.W. Bray, Superconductors in Applications; Some Practical Aspects, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No. 3, 2009, pp. 2533-2539.
- [9] P. Breeze, Chapter 11: Wind Power, in: Power Generation Technologies, 2nd ed., Elsevier, 2014, pp. 223-242.
- [10] H.-. Chang, S.I. Lee, Conduction-Cooling System for Superconducting Magnets at 20-30 K, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 24, No. 3, 2014, pp. Article# 3800204.
- [11] Columbus Superconductor, Wires for superconducting magnets, web page. Available (accessed 2.3.2016): [http://www.columbussuperconductors.com/read\\_art.asp?id\\_art=25&sec=imm01](http://www.columbussuperconductors.com/read_art.asp?id_art=25&sec=imm01).
- [12] Conectus, Consortium of European Companies Determined to Use Superconductivity, web page. Available (accessed 15.12.2015): <http://www.conectus.org/>.
- [13] T.C. Cosmos, M. Parizh, Advances in Whole-Body MRI Magnets, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, 2011, pp. 2104-2109.

- [14] D.E. Daney, Cryogenics, AccessScience. McGraw-Hill Education, 2014, .
- [15] Danish Wind Industry Association, Danish Wind Industry Association - Statistics, web page. Available (accessed 1.12.2015): <http://www.windpower.org/en/knowledge/statistics.html>.
- [16] G. De Marzi, et al., Characterization of the Critical Current Capabilities of Commercial REBCO Coated Conductors for an HTS Cable-in-Conduit Conductor, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 3, 2015, pp. Article# 6602804.
- [17] de Waele, A. T. A. M., Basic Operation of Cryocoolers and Related Thermal Machines, Journal of Low Temperature Physics, Vol. 164, 2011, pp. 179-236.
- [18] S.X. Dou, G. Duperray, P.F. Herrmann, et al., Processing of wires and tapes, in: Handbook of Superconducting Materials, Taylor & Francis, 2002, pp. 419-714.
- [19] B. Douine, et al., Determination of  $J_c$  and  $n$ -Value of HTS Pellets by Measurements and Simulation of Magnetic Field Penetration, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 4, 2015, pp. Article# 8001008.
- [20] Enercon, E-126 Wind turbine, web page. Available (accessed 27/1): <http://www.enercon.de/en/products/ep-8/e-126/>.
- [21] Energiavirasto, Syöttötäariffin määräytyminen ja markkinahinnat, web page. Available (accessed 25.4.2016): <https://www.energiavirasto.fi/syottotariffin-maaraytyminen-ja-markkina-hinnat>.
- [22] C. Enss, S. Hunklinger, Chapter 10: Superconductivity, in: Low-Temperature Physics, Springer Berlin Heidelberg, 2005, pp. 343-446.
- [23] L.M. Falicov, Superconductivity: a brief introduction to its phenomenology and theories, IEEE Journal of Quantum Electronics, Vol. 25, No. 11, 1989, pp. 2358-2364.
- [24] C. Fischer, G. Fuchs, B. Holzapfel, B. Schüpp-Niewa, H. Warlimont, Superconductors, in: Springer Handbook of Condensed Matter and Materials Data, Springer Berlin Heidelberg, 2005, pp. 695-754.
- [25] S. Fukui, et al., Study of 10 MW-Class Wind Turbine Synchronous Generator With HTS Field Windings, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, 2011, pp. 1151-1154.
- [26] B. Gamble, G. Snitchler, T. MacDonald, Full Power Test of a 36.5 MW HTS Propulsion Motor, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, 2011, pp. 1083-1088.
- [27] R. Gasch, J. Twele, Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation, 2nd ed. Springer Berlin Heidelberg, 2012, 548 p.

- [28] J.L. Godwin, P. Matthews, Prognosis of wind turbine gearbox failures by utilising robust multivariate statistical techniques, IEEE Conference on Prognostic and Health Management (PHM), 24-27 June 2013, IEEE, pp. 1-8.
- [29] Goldwind, Goldwind Global: Technology & Products, web page. Available (accessed 15.2.2016): <http://www.goldwindglobal.com/web/solutions.do?action=products>.
- [30] A. Golev, et al., Rare earths supply chains: Current status, constraints and opportunities, Resources Policy, Vol. 41, No. 1, 2014, pp. 52-59.
- [31] N. Goudarzi, W.D. Zhu, A review on the development of wind turbine generators across the world, International Journal of Dynamics and Control, Vol. 1, No. 2, 2013, pp. 192-202.
- [32] S.A. Gourlay, Challenges and Prospects for the Large-Scale Application of Superconductivity, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 18, No. 3, 2008, pp. 1671-1680.
- [33] D.U. Gubser, Superconductivity: An Emerging Power-Dense Energy-Efficient Technology, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 14, No. 4, 2004, pp. 2037-2046.
- [34] GWEC, Global Wind Report 2014, GWEC, 2015, .
- [35] GWEC, The Evolution of Wind Power - Interactive Map, web page. Available (accessed 1.12.2015): <http://www.gwec.net/global-figures/interactive-map/>.
- [36] A.D. Hansen, G. Michalke, Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines' grid support capability in uninterrupted operation during grid faults, IET Renewable Power Generation, Vol. 3, No. 3, 2009, pp. 333-348.
- [37] E. Hau, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 3rd, translated edition ed. Springer Berlin Heidelberg, 2013, 879 p.
- [38] J. He, et al., Conceptual Design of the Cryogenic System for a 12 MW Superconducting Wind Turbine Generator, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 24, No. 3, 2014, pp. Article# 5201105.
- [39] InnoST, InnoST - Products - HTS Wire, web page. Available (accessed 26.2.2016): <http://www.innost.com/index.php?m=index&a=actionClass&actype=channel&fid=35>.
- [40] J.K. Kaldellis, D.P. Zafirakis, Trends, Prospects, and R&D Directions in Wind Turbine Technology, in: Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences: Comprehensive Renewable Energy, Elsevier, 2012, pp. 671-724.
- [41] S. Kalsi, Superconducting Wind Turbine Generator Employing MgB<sub>2</sub> Windings Both on Rotor and Stator, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 24, No. 1, 2014, pp. Article# 5201907.

- [42] S. Kalsi, HTS Superconductors, in: Applications of High Temperature Superconductors to Electric Power Equipment, Wiley-IEEE Press, 2011, pp. 7-34.
- [43] P.G. Klemens, Phonon, AccessScience. McGraw-Hill Education, 2014, .
- [44] S.P. Kwon, et al., Prototype Nb<sub>3</sub>Sn Superconducting Strand for ITER CS Coil Conductor Produced in Korea Using the Internal-Tin Route, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 3, 2014, pp. Article# 4201106.
- [45] D. Larbalestier, et al, Chapter 11: Wires and Tapes, in: 100 Years of Superconductivity, Taylor & Francis, 2011, pp. 627-712.
- [46] P.M. Leys, et al., Characterisation of Commercial MgB<sub>2</sub> Conductors for Magnet Application in SMES, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. PP, No. 99, 2016, .
- [47] H. Li, Z. Chen, Overview of different wind generator systems and their comparison, IET Renewable Power Generation, Vol. 2, No. 2, 2008, pp. 123-138.
- [48] X. Li, et al., Design of a High Temperature Superconducting Generator for Wind Power Applications, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, 2011, pp. 1155-1158.
- [49] D. Liu, et al., Comparison of 10 MW superconducting generator topologies for direct-drive wind turbines, 2015 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 10-13 May 2015, IEEE, pp. 174-180.
- [50] B. Lu, Y. Li, X. Wu, Z. Yang, A review of recent advances in wind turbine monitoring and fault diagnosis, IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA), 24-26 June 2009, IEEE, pp. 1-7.
- [51] Luvata, Luvata - Suprajohteet, web page. Available (accessed 26.2.2016): <http://www.luvata.com/fi/About-Luvata/Suomi/Tuoteryhmat/Erikoistuotteet/Suprajohteet/>.
- [52] Y. Lvovsky, Index Loss Effect in n-Value Measurements of Commercial Superconductors, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No. 3, 2009, pp. 2313-2316.
- [53] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, John Wiley & Sons Ltd, 2002, 577 p.
- [54] I. Marino, et al., Lightweight MgB<sub>2</sub> superconducting 10 MW wind generator, Superconducting Science and Technology, Vol. 29, No. 2, 2015, .
- [55] S. Mathew, Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Spring Berling Heidelberg, 2006, 246 p.

- [56] R. McKenna, P. Ostman v. d., W. Fichtner, Key challenges and prospects for large wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, 2016, pp. 1212-1221.
- [57] R. Mikkonen, *Kryogeniikka -luentomoniste*, Tampere University of Technology, 2014, s. 79 p.
- [58] R. Mikkonen, *Suprajohtavuus sähköverkossa -luentomoniste*, Tampere University of Technology, 2014, s. 101 p.
- [59] M.P. Oomen, *AC loss in superconductor cing tapes and cables*, University of Twente, 2000, 179 p.
- [60] E.C. Park, et al., Fabrication of C Doped MgB<sub>2</sub> Wire Using a Mixture of *In-situ* and *Ex-situ* Powders, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 19, No. 3, 2009, pp. 2702-2705.
- [61] H.e.a. Polinder, Trends in Wind Power Turbine Generator Systems, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 1, No. 3, 2013, pp. 174-185.
- [62] R. Qu, Y. Liu, J. Wang, Review of Superconducting Generator Topologies for Direct-Drive Wind Turbines, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 23, No. 3, 2013, pp. Article# 5201108.
- [63] S. Sanz, et al., Experimental Study and Simulation of Quench in MgB<sub>2</sub> Coils for Wind Generators, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 26, No. 3, 2016, pp. Article# 5201605.
- [64] G. Sarmiento, et al., Design and Testing of Real-Scale MgB<sub>2</sub> Coils for SUPRAPOWER 10-MW Wind Generators, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 26, No. 3, 2016, pp. Article# 5203006.
- [65] D.P. Sekulic, F.J. Edeskuty, *Superconductors, Cryogenic stabilization*, Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronic Engineering, 1999, pp. 1-16.
- [66] A. Shabani, et al., Comparison of DDPMSG and DFIG concepts for wind turbines, *Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference*, 2014 5th, 5-6 Feb, IEEE, pp. 512-517.
- [67] R. Shafaie, M. Kalantar, Design of a 10-MW-Class Wind Turbine HTS Synchronous Generator With Optimized Field Winding, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 23, No. 4, 2013, pp. Article# 5202307.
- [68] SHI Cryogenics Group, Products: RDK-500B 20K Cryocooler Series, SHI, web page. Available (accessed 18.4.2016):  
<http://www.shicryogenics.com/products/specialty-cryocoolers/rdk-500b/>.

- [69] Silverprice.org, web page. Available (accessed 17.3.2016): <http://silverprice.org/silver-price-history.html>.
- [70] J.D. Sørensen, J.N. Sørensen, Wind Energy Systems - Optimising Design and Construction for Safe and Reliable Operation, Woodhead Publishing, 2011, 585 p.
- [71] C.J. Sprucem, J.K. Turner, Tower vibration Control of Active Stall Wind Turbines, IEEE Transactions on Control System Technology, Vol. 21, No. 4, 2013, pp. 1049-1066.
- [72] Statista, Neodymium oxide price worldwide from 2009 to 2025 (in U.S. dollars per metric ton), Statista, web page. Available (accessed 10.2.2016): <http://www.statista.com/statistics/450152/global-reo-neodymium-oxide-price-forecast/>.
- [73] STI, About Superconducting Wire, web page. Available (accessed 2.3.2016): [http://www.suptech.com/about\\_superconducting\\_wire\\_n.php](http://www.suptech.com/about_superconducting_wire_n.php).
- [74] M. Stiebler, Wind Energy Systems for Electric Power Generation, Springer Berlin Heidelberg, 2008, 193 p.
- [75] Sumitomo Electric, Sumitomo Electric - Superconductor - BSCCO Wire, web page. Available (accessed 26.2.2016): [http://global-sei.com/super/hts\\_e/index.html](http://global-sei.com/super/hts_e/index.html).
- [76] SuperPower, 2G HTS WIRE, web page. Available (accessed 1.3.2016): <http://www.superpower-inc.com/content/2g-hts-wire>.
- [77] Y. Terao, M. Sekino, H. Ohsaki, Comparison of Conventional and Superconducting Generator Concepts for Offshore Wind Turbines, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 23, No. 3, 2013, pp. Article# 5200904.
- [78] L. Trevisani, et al., Performance Improvement of a two-stage GM cryocooler by use of  $\text{Er}(\text{Ni}_{0.075}\text{Co}_{0.925})_2$  magnetic regenerator material, Cryogenics, Vol. 42, No. 10, 2002, pp. 653-657.
- [79] D. van Delft, P. Kes, The discovery of superconductivity, Physics Today, Vol. 63, No. 9, 2010, pp. 38-42.
- [80] A. von Meier, Chapter 4: Generators, in: Electric Power Systems: A Conceptual Introduction, John Wiley & Sons, 2006, pp. 85-126.
- [81] J. Wang, et al., Design of a Superconducting Synchronous Generator With LTS Field Windings for 12 MW Offshore Direct-Drive Wind Turbines, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 63, No. 3, 2016, pp. 1618-1628.
- [82] J. Wang, et al., Comparison Study of Superconducting Wind Generators With HTS and LTS Field Windings, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 3, 2015, pp. Article# 5201806.



- [83] L.e.a. Wang, The development and prospect of offshore wind power technology in the world, World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference, WNWEC, 2009, 24-26 Sept, IEEE, pp. 1-4.
- [84] C. Wen, et al., Design of a MgB<sub>2</sub> Superconducting Synchronous Generator, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 3, 2015, pp. Article# 5203004.
- [85] M.N. Wilson, 100 Years of Superconductivity and 50 Years of Superconducting Magnets, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 22, No. 3, 2012, .
- [86] Windpower Monthly, Ten of the biggest and the best manufacturers, Windpower Monthly, web page. Available (accessed 26.1.2016):  
<http://www.windpowermonthly.com/article/1352888/ten-biggest-best-manufacturers>.
- [87] A.M. Wolsky, HTS From Precommercial to Commercial: A Roadmap to Future Use of HTS by the Power Sector, 2013, .
- [88] Y. Xu, N. Maki, M. Izumi, Operating Temperature Influence on Performance of 10 MW Wind Turbine HTS Generators, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, No. 3, 2015, .
- [89] Y. Yamada, et al., PIT Processed MgB<sub>2</sub> Thin Wires Sheathed With Stainless Steel, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 22, No. 3, 2012, pp. Article# 6200304.
- [90] Y. Yang, et al., Design and Development of a Cryogen-Free Superconducting Prototype Generator With YBCO Field Windings, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 26, No. 4, 2016, pp. Article# 5200205.
- [91] Q. Yingning, S. Juan, F. Yanhui, Wind turbine fault simulation, 2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 9-11 Sept, IET, pp. 1-4.
- [92] A. Zaidi, et al., 5 MW direct drive wind turbine generator design, 2012 XXth International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2-5 Sept, IEEE, pp. 1140-1145.
- [93] D. Zhang, et al., Research on Stability of MgB<sub>2</sub> Superconducting Magnet for MRI, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, 2011, pp. 2100-2103.
- [94] D. Zhou, et al., Comparison of Wind Power Converter Reliability With Low-Speed and Medium-Speed Permanent-Magnet Synchronous Generators, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 62, No. 10, 2015, pp. 6575-6584.
- [95] E.L. Zountouridou, et al., Floating wind parks technology, MedPower 2014, 2-5 Nov, IET, pp. 1-4.

