

POHJOLAN VOIMA OY, HUOLTOVARMUUSKESKUS JA WÄRTSILÄ OY AB

**VARAVOIMALAITOSTEN TARPEEN,  
KUSTANNUSTEN JA POTENTIAALISTEN  
SIJOITUSPAIKKOJEN SELVITYS**

HELSINKI

Kesäkuu 2004

## VARAVOIMALAITOSTEN TARPEEN, KUSTANNUSTEN JA POTENTIAALISTEN SIIJOITUSPAIKKOJEN SELVITYS

### ESIPUHE

Varavoimalaitosten selvitys on tehty niiden keskustelujen ja kokousten pohjalta, joita on käyty Huoltovarmuuskeskuksen, Pohjolan Voiman, Gasumin ja Wärtsilän edustajien kesken syksyn 2003 ja kevään 2004 aikana. Wärtsilä ja Pohjolan Voima ovat teettäneet erillisen selvityksen Elektrowatt-Ekonolla koskien Kristiinaa varavoimalaitospaikkana. Oheisessa selvityksessä esitetyt mielipiteet esittävät kuitenkin lähinnä Wärtsilän edustajien esittämiä ratkaisumallejaan uhkaavan tehopulan ratkaisemiseksi.

Selvitystyössä mukana olevilla henkilöillä on kuitenkin yleinen huoli siitä, että Suomessa saattaa toistua ns. ”Kalifornian kriisin” tapainen sähkökapasiteetin vajaus, jolloin sähköä jouduttiin säännöstelemään. Koska Suomessa tehopula sattuisi todennäköisimmin huippupakkasella, niin tilanne on huolestuttavampi kuin Kaliforniassa, jossa tehopula sattui keskikesällä.

Tehopulan torjumiseksi tulee ryhtyä pikaisiin toimiin, joilla varmistetaan, että

1. yhteiskunnan kriittiset toiminnon voivat toimia vaikka verkosta ei saada sähköä.
2. sähkönkuluttajat ja verkkoyhtiöt saavat hyvissä ajoin tietoa, milloin sähköä tullaan säännöstelemään, että ne ehtivät varautua sähkökatkoksiin.
3. tehontarpeen suunnittelu tehdään vähintään kaksi vuotta ennen tarveajankohtaa (talven 2006/2007 ennusteet tehdään viimeistään vuonna 2004).
4. sähköntuotantokoneistoa ryhdytään rakentamaan valtion toimesta tai annetaan rakentamiselle velvoitteet, jos tehosta arvioidaan syntyvän pulaa

Työn aikana on pidetty kokouksia ja keskusteltu seuraavien henkilöiden kanssa: Pentti Arhippainen ja Risto Vesala Pohjolan Voima Oy:stä, Matti Jauhiainen ja Risto Leukkonen Huoltovarmuuskeskuksesta, Christer Paltschik Gasum Oy:tä sekä Wärtsilä Oy:stä Anders Ahnger, Harry Lindroos ja Asko Vuorinen, joka on koonnut ja tehnyt yhteenvedot.

Helsingissä 14.6.2004

## VARAVOIMASELVITYKSEN YHTEENVETO

Sähkönkulutuksen huipputeho kasvaa noin 300 MW vuodessa, mutta voimalaitoksien rakentaminen on ollut hyvin vähäistä vuoden 1998 jälkeen. Suomea uhkaa jo seuraavina talvina ”Kalifornian kriisin” tapainen sähköpula. Tämä voidaan ratkaista edullisimmin varavoimalaitoksia rakentamalla.

Suomen sähköntuotantokapasiteetin ennustetaan olevan talvella 2005/2006 noin 13.680 MW ilman järjestelmäreservejä. Tämän lisäksi Suomeen voidaan tuoda noin 1500 MW, jolloin kokonaiskapasiteetti on noin 15.200 MW. Kulutushuipun maksimin ennustetaan olevan talvella 2005/2006 noin 14.800 MW, jolloin varakapasiteettia on noin 400 MW.

Varmuusreservejä tulisi olla vähintään 1000 MW (7 % huipputehosta), jotta voimalaitosten epäkäytettävyys voidaan korvata varateholla. Varavoimalaitosten vaje on talvella 2005/2006 vähintään 600 MW.

### Rakentamishjelma

Varavoimalaitokset sijoitetaan hajautetusti tärkeimpien kaupunkien, lentokenttien, rautateiden sekä voimalaitosten yhteyteen turvaamaan kohteiden sähkönsaanti verkkohäiriöiden aikana ja varmistamaan voimalaitosten käynnistyminen ja käyminen saarikäytössä ilman kantaverkosta saatavaa sähköä. Tärkeimmät voimalat on identifioitu seuraavasti:

#### Kaupunkien ja liikenteen infrastruktuuri (300 MW)

Helsinki: Hanasaari 30 MW ja Vuosaari 30 MW (Metroliikenne),  
Espoo: Suomenoja 20 MW, Vantaa: Martinlaakso 20 MW,  
Tampere: Naistenlahti 20 MW, Turku/Naantali: Naantali 20 MW  
Oulu 20 MW, Lahti: Kymijärvi 20 MW,  
Jyväskylä: Rauhanlahti 10 MW, Kuopio 10 MW  
Lentokentät: Helsinki-Vantaa lentokenttä 20 MW  
Junaliikenne: Helsinki-Tampere 80 MW

#### Lauhdutusvoimalaitosten tonteille (300 MW)

Hiilivoimalat: Vaasa 50 MW, Kristiina 50 MW, Meri-Pori 50 MW, Inkoo 50 MW.  
Ydinvoimalat: Loviisa 50 MW, Olkiluoto 50 MW

Varavoimalaitosten investointi kustannukset ovat noin 240 – 300 miljoonaa euroa. Vuosikustannus noin 20-25 Meuroa (0,25-0,30 eur/MWh), joka vastaa noin 0,8-1 % sähkön markkinahinnasta.

### Lainsäädäntö

Sähkömarkkinalakia muutetaan siten, että Valtiolle annetaan valtuudet rakentaa 1000 MW varmuusreservejä (ei hitaita reservejä) ja rahat kerätään huoltovarmuusmaksuina. Varavoiman rakentamisen kannustamista varten luodaan avustusjärjestelmä, jonka houkuttelee myös yksityisiä yrityksiä rakentamaan varavoimalaitoksia. Tämän järjestelmän käyttöönotto ei vaikuta normaalin sähkökappaan, koska varavoiman muuttavat kustannukset ovat yli 60 euroa megawattitunnilta.

## 1 TAUSTA

Suomen sähköhuolto on tullut vaikeaan tilanteeseen, koska sähkön tarve kasvaa ja voimalaitoskapasiteettia ei ole rakennettu samassa tahdissa kulutuksen kasvun kanssa. Viimeisen kymmenen vuoden aikana sähkön kulutuksen huipputeho kasvanut 3600 MW, kun voimalaitoskapasiteetti on kasvanut vain noin 2050 MW. Kapasiteetin olisi pitänyt kasvaa 1,15 - 1,20 kertaa huippukulutuksen verran, jotta toimitusvarmuus olisi säilynyt samana. Tämän vuoksi sähköntuotannon toimitusvarmuus on selvästi huonontunut.

Selvityksen tarkoituksen oli tutkia Suomen varavoiman tarvetta ja varavoimalaitosten kustannuksia ja sijoituspaikkoja. Selvityksen yhteydessä on tehty myös alustavat suunnitelmat Kristiinan 50 MW huippu- ja varavoimalasta. Kristiinan varavoimalaitos on 50 MW dieselvoimalaitos, joka muodostuu kolmesta 17 MW:n dieselvoimayksiköstä. Samalla on selvitetty dieselkäyttöisten varavoimalaitosten teknisiä ominaisuuksia ja kustannuksia sekä tutkittu, millä edellytyksillä huippu- ja varavoimalaitosten rakentaminen tulisi kannattavaksi.

Selvityksessä on myös yritetty löytää vastuksia seuraaviin kysymyksiin: Minne tulevaisuuden varavoimalaitokset olisi järkevintä sijoittaa? Miksi markkinavoimat eivät toimi? Miten varavoimalaitosten rakentaminen saataisiin käynnistymään? Tulisiko mennä takaisin vanhaan ja hyväksi koettuun Styv-84 järjestelmään vai pitäisikö valtiovaltaa pyytää apuun?

Järjestelmäreservien osalta on tukeuduttu Nordelin vaatimukseen /1/. Selvityksessä käsitellään myös muiden sähkökaupan vapauttaneiden maiden vaatimuksia, koska ne poikkeavat oleellisesti Pohjoismaista. Esimerkiksi Englannissa /2/ yhteiskäyttövaatimukset ovat selvästi tiukempia kuin Pohjoismaissa. USA:ssa on Kaliforniassa ja Uudessa Englannissa /3/ myös saatu kokemuksia sekä markkinoiden vapauttamisesta että osittain sen aiheuttamista sähkökatkoksista ja niiden takia tehdyistä yhteiskäyttöjärjestelmän muutoksista. Selvityksessä tarkastellaan myös kapasiteettikysymystä manner Euroopan sähköjärjestelmän laskentaperusteisiin verrattuna /4/.

Lopuksi ehdotetaan toimenpiteitä, joiden avulla tulevaisuuden sähköhuoltoa uhkaaviin kriiseihin varaudutaan etukäteen ja tehdään ehdotus varavoiman minimarginaaleista, joiden alittamisen jälkeen valtiovaltan pitäisi puuttua tilanteeseen.

## 2 RESERVIEN TARVE

### 2.1 Reservien luokittelu

Sähköntuotanto tarvitsee joka hetki reservejä sen varalle, kun koneistot vikaantuvat ja kulutus vaihtelee. Lisäksi parin vuoden tähtäyksellä tapahtuva kapasiteetin tarpeen ennustevirheiden takia tarvitaan varatehoa. Tässä reservit jaetaan kolmeen ryhmään:

- järjestelmäreservit (operating reserves)
- varmuusreservit (contingency reserves)
- paikalliset reservit

Järjestelmäreserveistä vastaa järjestelmävastaava eli Fingrid. Varmuusreservit ovat Suomessa pelkästään markkinaosapuolten vastuulla. Ruotsissa valtiolla on hallussaan merkittävä osa (2000 MW) varmuusreservejä. Paikalliset reservit ovat yleensä kiinteistöjen omistajien vastuulla.

### 2.2 Järjestelmäreservit (operating reserves)

#### 2.2.1 Järjestelmäreservien luokittelu

Järjestelmäreservit on tarkoitettu kompensoimaan yhden tai kahden suurimman voimalaitoksen äkillinen poisputoaminen verkosta siten, että verkon tila saadaan vakioitua noin 15 – 30 minuutin sisällä häiriön alkamisesta.

Järjestelmäreservejä ovat taajuudensäätöreservit, hetkelliset häiriöreservit, nopeat reservit ja korvaavat reservit. Näitä koskevat velvoitteet löytyvän Nordelin yhteiskäytösopimuksista /1/.

#### 2.2.2 Automaattiset taajuudensäätöreservit ja hetkelliset häiriöreservit

Taajuudensäätöreservit toimivat automaattisesti, kun taajuus vaihtelee välillä 49,9 – 50,1 Hz. Niitä tulee Suomessa olla yhteensä 135 MW /1/.

Hetkelliset reservit käynnistyvät automaattisesti 5-30 sekunnissa, kun taajuus laskee alle 49,9 Hz ja ne ovat täysin toiminnassa, kun taajuus on 49,5 Hz. Hetkellisiä reservejä Suomessa tulee olla yhteensä 205 MW /1/.

#### 2.2.3 Säätövoimamarkkinat (Nordel: RK-market)

Kun valtakunnan verkossa syntyy tehovajaus, taajuus laskee. Tällöin järjestelmävastaava hankkii säätösähkömarkkinoilta (RK-market) lisää tehoa 10 - 15 minuutin kuluessa pyynnöstä. Jokainen voi jättää markkinoille ylös- tai alassäätötarjouksen, josta järjestelmävastaava valitsee edullisimman.



Jos suurin varavoimala on esimerkiksi 150 MW tehoinen, tulee nopeaa varavoimatehoa olla vähintään  $845+40+150$  MW eli 1035 MW edestä. Tällöin saavutetaan 845 MW varavoimatehon käynnistymiselle sama luotettavuustaso kuin pelkästään 20 MW yksiköillä. Nopean varavoimaa tarvitaan  $1035/845$  MW = 1,22 suurimman yksikön verran eli 75 MW enemmän kuin samankokoisia 20 MW:n voimalaitoksia rakentamalla tarvittaisiin.

Nopeiden reservien tarpeeksi saadaan 1,14 – 1,22 kertaa järjestelmän suurimman yksikön teho. Styv-84 järjestelmässä kertoimen arvoksi oli määritelty 1,18. Osa nopeista reserveistä voi muodostua myös poiskykettävistä kuormista, joiden luotettavuustaso on yleensä suurempi kuin käynnistettävien yksiköiden.

### 2.2.5 Korvaavat reservit (US: Replacement reserves)

Nopeiden reservien avulla voidaan täyttää n-1 kriteeri eli yhden Olkiluodon yksikön putoaminen. Korvaavat reservit on tarkoitettu USA:ssa (Nepool) /3/ vapauttamaan nopeat reservit uuden häiriön varalle viimeistään 30 minuutin kuluttua häiriön alkamisesta.

Korvaavia reservejä ei ole Fingridin hallinnassa lainkaan ja näiden kohdalla puhutaan Suomessa ns. ”hitaista reserveistä”, jotka eivät tähän tarkoitukseen yleensä sovellu. Pohjoismaiden hitaat reservit ovat yleensä höyryvoimalaitoksia. Mikään höyryvoimalaitos ei pysty käynnistymään 30 minuutissa. Höyryvoimalaitosten käynnistyminen kylmästä tilasta kestää yleensä useita tunteja.

Yhdysvalloissa yleensä korvaavia reservejä varataan 50 % toiseksi suurimman yksikön tehosta. Siellä katsotaan, että puuttuva 50 % voidaan esimerkiksi tuoda muista osavaltiosta. Tällä kriteerillä korvaavia reservejä tulisi olla 50 % Olkiluodon voimalan tehosta lisättyinä varateholla eli noin 480 MW. Järjestelmän voidaan katsoa tällöin täyttävän n-1,5 kriteerin, jolloin nopeaa varatehoa on yleensä 150 % suurimman yksikön tehosta.

Ratkaisevaa toisen häiriön kestämisen kannalta on myös se, kuinka nopeasti toinen häiriö seuraa ensimmäistä. Koko Etelä-Ruotsin ensimmäisen häiriön (Oskarshamn 3:n poisputoaminen) jälkeen sattui noin viiden minuutin kuluttua toinen häiriö (maasulku). Jos järjestelmään olisi saatu verkkoon viidessä minuutissa 1000 MW nopeaa varavoimaa, niin toinen häiriö ei olisi todennäköisesti aiheuttanut koko Etelä-Ruotsin ja Tanskan itäosan pimenemistä. Etelä-Ruotsissa on kuitenkin vain noin 15 min. käynnistyviä kaasuturpiineita, joten niistä kaikki eivät ennättäneet edes synkronoitua ennen toisen häiriön tuloa.

## 2.2.6 Järjestelmäreservien yhteenveto

Järjestelmäreservien kokonaistarve Suomessa voidaan eritellä seuraavasti:

- taajuudensäätöreservit	135 MW
- hetkelliset häiriöreservit	205 MW
- nopeat häiriöreservit	960 MW
- korvaavat reservit	480 MW
-----	
Yhteensä	1780 MW

Järjestelmäreservejä tulisi olla yhteensä 1780 MW eli noin 12 % talven 2005/2006 huipputehosta (14.800 MW) laskettuna. Mikäli korvaavat reservit tehdään toisten toimesta, tulisi järjestelmävastaavan hallinnassa olla vähintään 1300 MW reservitehoa eli noin 9 % huipputehosta laskettuna. Tämä on minimitasona, jossa järjestelmä estää vielä häiriöitä. Sitä ei pitäisi alittaa normaalioloissa.

Jos varatehon määrä alittaa 12 %, niin yhdestä häiriöstä selvitään, mutta ei kahdesta häiriöstä, jos ne tapahtuvat peräkkäin. Nykyoloissa tällaista n-1,5 kriteeriä voidaan pitää minimivaatimustasona. Järjestelmävastaavan hallussa tulee olla noin 12 % reservitehoa kulutuksen ennustetusta huipputehosta laskettuna.

Lisäksi toinen häiriö ei saa tapahtua ennen, kun sen aiheuttama tehovajaus on korjattu nopeilla reserveillä. Nopeiden reservien nopeus ratkaisee n-1,5 kriteerin toimivuuden käytännössä. Tämän vuoksi Englannissa on siirrytty nopeiden reservien mitoituksessa 4 minuutin täystehovaatimukseen. Myös korvaavien reservien nopeudella on merkitystä vastaavalla tavalla.



## 2.3 Varmuusreservit (UK: Contingency reserves)

### 2.3.1 Varmuusreservien tarkoitus

Varmuusreservit ovat Suomessa markkinaosapuolten hallinnassa olevaa tehoa ja niiden tarkoituksena on varautua voimalaitosten seisokkeihin ja sähkön kulutushuipun aikaisen tehon vaihteluihin.

Niiden avulla ei kuitenkaan yleensä varauduta dynaamisten häiriöiden aiheuttamien tehovajauksien korjaamiseen, koska niitä varten on käytettävissä edellisessä kohdassa selostettuja järjestelmäreservejä. Toisaalta järjestelmäreservejä ei voi käyttää varmuusreservinä, koska tällöin järjestelmän dynaamisten häiriöiden sietokyky huonontuisi.

### 2.3.2 Sähkökulutuksen tehohuippuihin varautuminen

Suomen kulutuksen huipputehon keskimääräinen kasvu on ollut lähes lineaarista, mutta siinä on näkyvissä huippupakkasista aiheutuva vuosittainen vaihtelu. Huipputehon tarpeen mitoitus on tässä valittu kansainvälisen käytännön mukaisesti siten, että 90 %:n varmuudella ennustettu kulutushuippu ei voi ylittyä (1/10 lämpötila).

Todennäköinen huipputeho on laskettu pienimmän neliösumman menetelmällä vuosien 1985 - 2003 trendiarvosta (Taulukko 2). Ero todennäköisen tehon ja maksimi huipputehon (1/10) välillä on 1,29 kertaa keskihajonta (402 MW), josta saadaan huippupakkasia varten varattava reserviteho eli 520 MW.

Taulukko 2. Kulutuksen huipputehon ennuste vuosille 2005 – 2010

	Toteutunut MW	Trendi MW	Maksimi MW	Minimi MW
1995/1996	11 220	11 657	12 176	11 138
1996/1997	11 320	11 920	12 438	11 401
1997/1998	12 190	12 182	12 701	11 663
1998/1999	13 080	12 445	12 963	11 926
1999/2000	12 400	12 707	13 226	12 188
2000/2001	13 310	12 970	13 488	12 451
2001/2002	13 550	13 232	13 751	12 713
2002/2003	14 040	13 495	14 013	12 976
2003/2004	13 400	13 757	14 276	13 238
2004/2005		14 020	14 538	13 501
2005/2006		14 282	14 801	13 763
2006/2007		14 545	15 063	14 026
2007/2008		14 807	15 326	14 288
2008/2009		15 070	15 588	14 551
2009/2010		15 332	15 851	14 813



Jos varaudutaan erikseen siihen, että suurin yksikkö eli Olkiluodon 1 tai 2 yksikkö seisoo vikojen takia, varatehoa tarvitaan tätä varten vastaavasti 960 MW eli 6,5 % huipputehosta. Tämän lisäksi tulee varautua siihen, että todennäköisesti 3 % (1-0,97) muusta tehosta on yhtä aikaa poissa verkosta. Tällöin saadaan varavoiman kokonaistarpeeksi  $960+400 \text{ MW} = 1360 \text{ MW}$ . Tämä vastaa noin 9 % varatehoa kulutuksen huipputehosta (14.800 MW) laskettuna.

#### 2.3.4 Valtiovalta varmuusreservien omistajana

Suomessa valtiovalta ei ole varautunut hankkimaan varmuusreservejä. Sen sijaan Ruotsin valtion hallinnassa on noin 2000 MW varmuusreservejä, jotka on varattu tämän tapaiseen tarkoitukseen. Näistä reserveistä on kuitenkin tarkoitus luopua vuoteen 2008 mennessä, jos silloin reservisähkölle saadaan luotua yhteispohjoismainen ratkaisu. Tällaista ratkaisua ei kuitenkaan ole vielä esitetty.

Suomessa KTM tekemässä sähkömarkkinalain muutosesityksessä vuonna 2003 oli myös tarkoitus hankkia noin 1000 MW ”hitaita reservejä” valtion hallintaan, mutta esitys vedettiin pois, ennen lain lopullista hyväksymistä keväällä 2003.

Tietysti monia vaivasi myös käsite ”hitait reservit”, joka on hieman harhaanjohtava. Sellaista ei ole käytössä muulla maailmassa eikä hitaista reserveistä ole paljon apua häiriöiden torjunnassa. Näille reserveille olisi syytä käyttää jatkossa kansainvälistä nimitystä varmuusreservit (contingency reserves).

Varmuusreservithän voivat olla nopeita käynnistymään. Paras tilanne on silloin, kun varmuusreservit käynnistyvät yhtä nopeasti kuin nopeat reservit. Tällöin niitä voidaan käyttää nopeiden reservien tarpeeseen, joka lisääntyy huomattavasti vuonna 2009, kun 1600 MW:n tehoinen Olkiluoto 3 käynnistyy.

#### 2.4 Paikalliset varavoimat

Yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen ylläpitämiseen ilman verkosta saatavaa varaudutaan paikallisten varavoimaitosten avulla. Tällaisia elintärkeitä kohteita ovat mm. sairaalat, lentokentät, tärkeimmät julkiset rakennukset ja teollisuuslaitokset, eläinten kasvatukseen keskittyneet maatilat sekä kunnallistekniset lämpö- ja vesilaitokset sekä it-keskukset ja linkkiasemat. Ilman sähköä nämä toiminnot pysähtyvät kaikkialla.

Suomessakin on tehty selvityksiä paikallisista diesel-aggregaateista. Epäselvää on esimerkiksi se, kuinka kauan kaupunkien lämpö- ja vesihuolto toimii, jos sähköt katkeavat valtakunnan verkosta, vai toimiiko se ollenkaan ilman verkosta saatavaa sähköä. Erityinen ongelma kaukolämpövaltaisessa Suomessa on siinä, että lämpövoimalaitokset ja lämpökeskukset eivät voi käynnistyä ilman valtakunnan verkosta saatavaa sähköä. Kerrostaloissa ei ole enää myöskään varalämmönlähteitä. Myös pientalojen öljylämmityksen kiertovesipumput pysähtyvät.

Ruotsin kunnallistekniseen huoltoon varten tehdyistä paikallisista varavoimalaitoksista löytyy internetin kautta kattava luettelo osoitteesta: [www.krisberedskapsmyndigheten.se](http://www.krisberedskapsmyndigheten.se). Ruotsissa näitä paikallisia varavoimalaitoksia on yhteensä noin 1350 MVA eli 0,15 kVA/capita. Ne on sijoitettu esimerkiksi kunnallisteknisen huollon kriisiaikaiseen varmistukseen.

Joskus aiemmin on myös Suomessa tehty selvitys siitä, voidaanko paikallisia diesel-aggregaatteja käyttää sähkön tuotantoon huipun aikana. Tämä on vaikeaa, koska useimmat niistä eivät pysty synkronoitumaan valtakunnan verkon taajuuteen. Kalifornian kriisin aikana kaikki käytettävissä olevat aggregaatit otettiin käyttöön.

Suomessa valtio on luonut selkeän avustusjärjestelmän eläinten hoitoon keskittyneet maatilojen aggregaattien investointien avustamiseksi. Sen mukaan avustusprosentti on 25 % ja pienin avustus 500 euroa (alv= 0). Ruotsissa avustetaan kaikkia kriisivalmiuden kannalta tärkeitä varavoimalaitoksia. Niiden avustusprosentti on jopa 50 %. (<http://www.krisberedskapsmyndigheten.se>).

## 2.5 Reservivoimalaitosten kokonaistarve

Kun järjestelmäreservit (1320 - 1780 MW) ja varmuusreservit (950 - 1360 MW) lasketaan yhteen, saadaan reservien kokonaistarpeeksi 2270 - 3140 MW, joka on noin 15 – 21 % sähkönkulutuksen huipputehosta. Tämän lisäksi tarvitaan vielä paikallisia reservejä ruotsalaisten arvioiden mukaan noin 0,15 kVA/capita eli 750 MVA eli 600 MW.

Suomessa oli järjestelmäreservejä vuoden 2004 alussa yhteensä 1080 MW voimalaitostehossa mitattuna. Sen lisäksi Fingridillä on poiskytkettäviä kuormia julkaisematon määrä. Sen sijaan korvaavia (30 min) reservejä ei ole lainkaan. Näin järjestelmäreservejä tulisi pikaisesti rakentaa lisää, jotta järjestelmä täyttäisi n – 1,5 kriteerin. Tämä kannattaisi toteuttaa siten, että vanhoja nopeita reservejä siirretään korvaaviksi reserveiksi ja uusia nopeita reservilaitoksia rakennetaan lisää. Samalla järjestelmän nopeutta ja luettavuutta voitaisiin oleellisesti parantaa.

### 3 KAPASITEETTITILANNE 2005/2006

#### 3.1 Kapasiteetin kehittyminen

Suomen sähköjärjestelmän kapasiteettitilanteen kehittyminen ilman järjestelmäreservejä on arvioitu seuraavasti (vuoden 2003/2004 tiedot perustuvat Energiatilastoon 2002):

Voimantuotantomuoto		2003/2004	2004/2005	2005/2006
Vesi- ja tuulivoima	MW	2570	2590	2610
Ydinvoima	MW	2680	2680	2680
Lauhdutusvoima	MW	3200	3200	3200
Kaasaturpiinit	MW	20	20	20
Erillistuotanto	MW	8470	8490	8510
Teollisuuden vp.	MW	2100	2180	2200
Kaukolämpövoima	MW	2930	2950	2970
Yhteistuotanto	MW	5030	5130	5170
Voimalaitoskapasiteetti yhteensä	MW	13.500	13.620	13.680
Tuonti	MW	500-1500	500-1500	500-1500
Kapasiteetti min	MW	14.000	14.120	14.180
Kapasiteetti max	MW	15.000	15.120	15.180

Varsinaisen ongelmana kapasiteetin määrittelyssä on tuontikapasiteetti. Aiemmin katsottiin, että vain se osa kapasiteetista on varmaa, joka on sovittu pitkäaikaisin tuontisopimuksin. Tähän voidaan lukea esim. Pohjolan Voiman tuonti, joka sekin saattaa loppua vuoden 2004 jälkeen.

Osa Venäjän tuontikapasiteetista on myyty suoraan Norjaan, joten sitä ei voida laskea Suomen käytettävissä olevaan kapasiteettiin. Jos tuontia ei ole etukäteen sovittu, voi tuontikapasiteetin haltija maksimoida tulonsa rajoittamalla myyntiä ja nostamalla hintoja.

Ennen markkinoiden vapautumista Venäjän tuonti pyrittiin varmistamaan kolme vuotta ennen edellisen tuontisopimuksen umpeutumista IVO:n ja Lenenergon välisin sopimuksin, jotta korvaavaa kapasiteettia ennätetään rakentaa. Nyt kaikki tuonti on lyhytaikaista.

### 3.2 Huippukulutuksen ja kapasiteetin vertailu

Kun voimalaitoskapasiteetista (ilman järjestelmäreservejä) vähennetään ennustettu kulutuksen huipputeho, saadaan todellinen varmuusreservien määrä:

		2003/2004	2004/2005	2005/2006
Voimalaitosteho	MW	13.500	13.620	13.680
Huipputeho	MW	14.280	14.540	14.800
Reservi	MW	- 780	- 920	-1.120
Tuonti min/max	MW	500/1500	500/1500	500/1500
Reservi min/max	MW	-280/+720	-420/+580	-620/+380

Laskelman mukaan talvella 2005/2006 on varmuusreservejä laskentaperusteista riippuen parhaassakin tapauksessa vain 380 MW eli 2,6 % kulutuksen huipputehosta laskettuna. Varmuusreservejä tulisi kohdan 2.3 mukaisesti olla noin 950 - 1360 MW eli 6 – 9 % kulutuksen huipputehosta laskettuna.

Talvella 2005/2006 on kapasiteetissa vajeista vähintään 570 MW (950 - 380 MW) ja pahimmassa tapauksessa noin 2000 MW (1360 + 620 MW), jos suurin osa Venäjän tuontikapasiteetista on varattu muiden kuin Suomen tarpeisiin.

### 3.3 Vertailu UCTE-maiden kapasiteetilaskelmiin

Keski- ja Etelä-Euroopan maat kuuluvat omaan yhteiskäyttöjärjestelmään eli UCTE:hen. UCTE on yhteiskäyttöjärjestelmään kuuluvat kaikki maat Kreikasta Puolaan ja Portugalista Saksaan asti. UCTE on laatinut ennusteen kapasiteetin tilanteesta kustakin jäsenmaasta vuosille 2004-2010 /4/.

UCTE:n ennusteesta on poimittu tärkeimpien maiden kapasiteettitilanne tammikuussa 2006 (liite 1). Sen mukaan UCTE-maissa on keskimäärin varmuusreservejä 9,9 %, järjestelmäreservejä 9,1 % ja muita reservejä 9,9 % kulutuksen huipputehosta laskettuna. Varmuusreserveiksi tässä on laskettu kaikki se teho, joka tarvitaan voimalaitosten epäkäytettävyyden ja huipunaikaisen huollon varalle.

Suomen kapasiteettitilannetta voidaan verrata esimerkiksi UCTE:n suurimman jäsenen eli Saksan tilanteeseen. Tammikuussa 2006 Saksassa on ennusteen mukaan järjestelmäreservejä 9,9 % huipputehosta laskettuna. Suomessa järjestelmäreservejä vastaavasti noin 9 %, josta merkittävä osa perustuu kuormien irtikytkemiseen.

Vastaavasti Saksassa on varmuusreservejä 6,7 % ja muita reservejä 3,9 % eli yhteensä 10,6 % huipputehosta laskettuna ilman sähkön tuontia. Suomessa on varmuusreservejä ja muita reservejä yhteensä 2,6 % vaikka tuonti lasketaan täysimääräisesti Suomen taseeseen. Saksaan verrattuna Suomessa on ainakin 8 % tehovaje, joka vastaa 1180 MW puuttuvaa tehoa.

## 4 KAPASITEETIN RAKENTAMISMAHDOLLISUUDET

### 4.1 Uusien huippu- ja varavoimalaitosten rakentamisaikat

Lähiajan tarve kohdan 3.2 mukaisesti on rakentaa 600 - 2000 MW huippu- ja varavoimalaitostehoa. Eräs malli on rakentaa suuria laitoksia valtakunnan verkon kannalta keskeisille paikoille. Toinen malli on rakentaa pienempiä voimalaitoksia sellaisille paikoille, joissa niistä on yhteiskunnan kannalta eniten hyötyä.

Yhteiskunnan kannalta on hyödyllistä, jos varavoimalaitokset rakennetaan paikkoihin, joissa valtakunnan kriisivalmiutta voidaan parantaa. Jos varavoimalaitokset hajautetaan esimerkiksi jokaiseen isompaan kuntaan, niin niiden avulla voidaan ylläpitää kuntien vesi- ja lämpöhuoltoa sähkökatkosten aikana ja niistä voidaan syöttää sähköä hajautetusti esimerkiksi juna- ja lentoliikenteen tarpeisiin.

Jos varavoimalaitokset varustetaan blackstart-ominaisuudella (käynnistys ilman ulkoista sähköä) ja sijoitetaan paikallisten höyryvoimalaitoksien tonteille, niin niiden avulla voidaan myös nämä paikalliset voimalaitokset käynnistää. Tällöin paikallisen varavoimalaitoksen hyöty jopa kymmenkertaistuu sähkön määrässä mitattuna.

Yhdysvaltojen laajan sähkökatkoksen aikana kaikki Koillisvaltiot olivat ilman sähköä. Sähkö saatiin kuitenkin lukuisiin pieniin saarekkeisiin, joissa oli omat voimalaitokset paikallisina sähköön tuottajina. Tämä olisi mahdollista Suomessakin, jos vain voimalaitokset voidaan käynnistää ja pitää yllä ilman ulkoista sähköä.

Eräs malli olisi se, että maan sähköverkko pyritään häiriötilanteessa jakamaan itsenäisesti toimiviin saarekkeisiin. Esimerkiksi Helsingin kaupunki voitiin aiemmin erottaa itsenäiseksi saarekkeeksi alitaajuusreleiden avulla. Nyt tästä ominaisuudesta on luovuttu ja taajuuden laskiessa valtakunnanverkossa Helsinki ei voi erottua siitä. Sen sijaan Kellosaaren kaasuturpiini voi kylläkin käynnistyä ilman ulkoista sähköä ja sen avulla ainakin teoreettisesti voidaan käynnistää myös muut Helsingin voimat.

### 4.2 Case-esimerkki 1: Kristiinan varvoimamala /5/

Wärtsilä ja Pohjolan Voima Oy ovat selvittäneet huippu- ja varvoimakapasiteetin rakentamisen mahdollisuuksia ja kustannuksia hajautettuihin noin 50 MW:n dieselvoimalaitoksiin perustuen. Esimerkkipaikkana on käytetty Kristiinan lauhdutusvoimalaitoksen tonttia /6/.

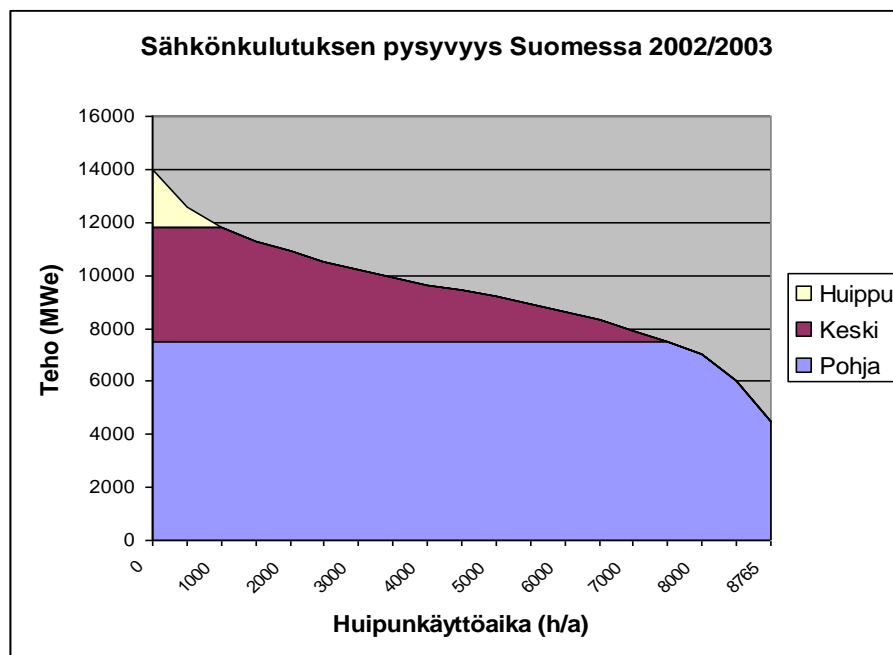
Kristiinan huippu- ja varvoimalaitos olisi teholtaan noin 50 MW ja se tehtäisiin perustuen kolmeen 17 MW tehoiseen Wärtsilä 18V46 dieselmoottoriin tai viiteen 10 MW tehoiseen 20V32 moottoriin perustuen. Laitos toimii kevyellä polttoöljyllä ja sen nettohyötysuhde on 44,7 %. Laitos voidaan synkronoida noin 30 sekunnissa verkkoon ja siitä saadaan täysi teho kolmessa minuutissa. Tämän jälkeen sen avulla voidaan esimerkiksi käynnistää Kristiinan kaksi höyryvoimalaa.

Voimalaitoksen investointikustannukset ovat noin 22 Meur eli 410 eur/kWe. Laitoksen kiinteät kustannukset ovat vuodessa 1,94 Meur eli 38,5 eur/kWa ja muuttuvat kustannukset 64,4 eur/MWh. Jos voimala käy 1000 tuntia vuodessa, saadaan sähköön tuotantokustannuksiksi noin 103 eur/MWh.

Tällainen vanhalle voimalaitostontille sijoitettu voimala voi toimia kahdessa tehtävässä. Ensimmäisessä vaiheessa se toimisi varmuusreservinä (contingency reserves) ja kun Olkiluoto 3 valmistuu, se voisi siirtyä nopeaksi reservilaitokseksi. Laitos täyttää myös Englannin nopeiden reservien vaatimukset eli sieltä saadaan 50 MW:n teho neljässä minuutissa.

Kristiinan voimalaitosta vastaavia voimalaitostontteja, joissa on ennestään höyryvoimalaitos, löytyy kymmenkunta. Esimerkiksi Forumilla on voimalaitostontteja rannikolla Tahkoluodossa, Naantalissa, Inkoossa, Kilpilahdessa ja Loviisassa. Pohjolan Voimalalla ja sen osakasyhtiöillä on tontteja Kokkolassa, Vaskiluodossa, Tahkoluodossa ja Olkiluodossa.

Vuoden 2002/2003 kylmän talven terävin huippukuorma oli 2200 MW, joka kattoi viimeiset 1000 tuntia pysyvyyssäyriästä. Sen aikana oli sähkön tarve noin 1000 GWh, jolloin tämän huipun keskimääräinen käyttöaika oli 450 tuntia (kuva 2). Huippukuorman energiamäärä olisi edullisinta tuottaa dieselvoiman avulla, jolloin se tulisi maksamaan noin kapasiteettimaksuina noin 77 Meur ja muuttuvina kustannuksina noin 64 Meur eli yhteensä 141 miljoonaa euroa vuodessa /6/.



Kuva 2. Suomen sähköntuotannon pysyvyys kautena 2002/2003 ja jako pohja-, keski- ja huippuvoimaan. Optimaalinen huippuvoiman osuus on 2200 MW.



Millään vaihtoehtoisille sähköntuotantotavalla huippukuorman tarvitsema sähkö ei tule sen edullisemmaksi kuin kevytöljykäyttöisten dieselien tai kaasuturpiinien avulla toteutettuna. Esimerkiksi 2200 MW hiilivoimatehon pääomakustannukset ovat noin 176 Meur (0,08 x 2200 Meur) ja polttoainekustannukset 17,5 Meur (2,5 x 7 eur/MWh x 1000 GWh) ja käyttökustannukset 44 Meur vuodessa. Huippusähkön tuottaminen hiilivoimalla maksaisi yhteensä 238 miljoonaa euroa vuodessa. Hiilivoima maksaisi vuosittain noin 100 miljoonaa euroa enemmän kuin kevytöljyvoima, joten hiilivoimalaitoksia ei kannata rakentaa huippu- tai varavoimalaitoksiksi kustannussyistä.

Kevytöljypohjaista huippuvoimaa tulisi optimaalisessa järjestelmässä olla noin 2200 MW. Suomessa sitä on vain 20 MW, joten sähköntuotantojärjestelmä on hyvin kaukana optimimaalisesta kustannusrakenteesta. Koska kapasiteetista on kohdan 3.2 mukaan 600 - 2000 MW vaje, se olisi edullisinta myös täyttää kevytöljypohjaista voimalaitostehoa rakentamalla.

Kristiinan varavoimalaitoksen tapaisia voimalaitoksia voitaisiin rakentaa noin 300 MW seuraavasti:

Paikkakunta	Varavoimala
Vaasa	Vaskiluoto 50 MW
Kristiina	Kristiina 50 MW
Olkiluoto	Olkiluoto 50 MW
Meri-Pori	Tahkoluoto 50 MW
Inkoo	Inkoo 50 MW
Loviisa	Loviisa 50 MW

#### 4.3 Case esimerkki 2: Saarikäyttövoimala

Erillisissä selvityksissä on tutkittu myös saarikäyttöön jääviä voimalaitoskonsepteja. Jos valtakunnan verkko pimenee, tulisi saarikäyttöön jäävät verkot irrottautua tietyssä taajuuden arvossa (esim. 49,0 Hz) automaattisesti valtakunnan verkosta. Saarikäyttöön jääminen edellyttää, että alueella on käynnissä paikallisia voimalaitoksia ja että niiden tehoa voidaan nopeasti muuttaa.

Jos oletetaan esimerkin vuoksi, että saarikäyttöön jää alue, jonka teho on 15 MW ja josta 10 MW tuotetaan omalla dieselvoimalalla. Jos ulkoinen tuonti (5 MW) pysähtyy, tulee vastaava määrä syöttää dieselvoimalasta noin 10 sekunnin sisällä. Dieselmootorit pystyvät muuttamaan tehoaan vaaditulla tavalla. Jos tämän lisäksi saaren alueella on paikallista piendieseleitä, ne voidaan käynnistää nopeasti ja niistä saadaan tehoa noin 10 - 30 sekunnissa häiriön alkamisesta.

Isommilla paikkakunnilla voi olla käytössä esimerkiksi 60 MW kaukolämmitysvoimala, joka käy täydellä teholla. Jos valtakunnan verkko pimenee, voidaan lämmitysvoimalan avulla taajuus pitää kriittisen ajan (10-30 s) tarpeeksi korkeana, kunnes esimerkiksi tyhjäkäynnillä oleva tai käynnistettävä dieselvoimala ennättää täyttää puuttuvan tehovajauksen.

Saarikäyttöön sopivia alueita on Suomessa lähes kaikissa suurissa kaupungeissa, joissa on jo kaukolämpövoimalaitoksia. Niihin tarvitsee rakentaa automaattiset alitaajuusreleet, joilla paikallinen verkko voidaan erottaa kantaverkosta. Yleensä järjestelmään täytyy hankkia lisää myös saarikäyttöön sopivaa säätövoimaa, koska vanhat höyryvoimalat eivät aina ole säätöominaisuuksiltaan riittäviä.

Kunnallinen sähköhuolto olisi erittäin yksinkertaista varmistaa häiriöiden ja kriisien varalle siten, että jokainen sähkölaitos rakentaisi varavoimaa oman osansa eli noin 10 - 15 % kapasiteetistaan. Jos tämä kapasiteetti varustetaan blackstartti-ominaisuuksilla, sen avulla voitaisiin käynnistää paikalliset lämmitysvoimalaitokset. Jos kaupungit lisäksi varustetaan saarikäytön vaatimilla ohjausjärjestelmillä, tulisi samalla sähköhuollon kunnallinen kriisivalmius suureksi osaksi ratkaistuksi.

Kunnallistekniseen huoltoon ja liikenteen hoitamiseen sopivia voimalaitoksia voitaisiin rakentaa 300 MW seuraavasti:

Kohde	Varavoimala	
Helsinki	Hanasaari	30 MW/ Vuosaari 30 MW
Espoo	Suomenoja	20 MW
Vantaa	Martinlaakso	20 MW
Tampere	Naistenlahti	20 MW
Turku/Naantali	Naantali	20 MW
Oulu	Toppila	20 MW
Lahti	Kymijärvi	20 MW
Jyväskylä	Rauhalahdi	10 MW
Kuopio	Haapaniemi	10 MW
Helsinki-Vantaa lentokenttä	Ilmailulaitos	20 MW
Helsinki-Tampere rata	VR	80 MW

## 5 VOIMALAITOSTEN RAKENTAMISEN OHJAUS JA VALVONTA

### 5.1 STYV -84 järjestelmä

Ennen markkinoiden vapauttamista voimalaitosten rakentamista ohjasi ja valvoi Sähköntuottajien Yhteistyövaltuuskunta STYV. Jokainen sähköntuottaja joutui rakentamaan varatehoa STYV-84 Yhteiskäyttöjärjestelmän ohjeiden mukaisesti /7/.

Velvoite oli laadittu käyrän muotoon voimalaitoksen koon funktiona, josta jokaiselle voimalalle voidaan katsoa sen aiheuttamat varavelvoitteet. Näillä ohjeilla varmistettiin, että järjestelmässä oli huipputilanteessa vähintään 14 % varatehoa.

Varatehovelvoitteiden mukaan vastapainelaitosten epäkäytettävyydeksi oletettiin 4 %. Lauhdutusvoimalle oletettiin vastaavasti 10 % epäkäytettävyyttä. Lisäksi kokonaistarve jaettiin yksiköille niiden koon mukaan siten, että aina varaudutaan suurimman yksikön poisputoamiseen verkosta. Tällöin suurimman yksikön omistajan vastuulle jää hankkia varatehoa yhtä paljon kuin on suurimman ja toiseksi suurimman yksikön tehoero. Tämän vuoksi varatehovelvoite nousi jyrkästi voimalaitoksen koon kasvaessa.

Voimalaitoksen Teho	varatehon tarve	
	vp-voimala	lauhdevoimala
50 MW	4,4 %	11,0 %
100 MW	4,9 %	12,1 %
200 MW	6,2 %	14,9 %
600 MW		30,2 %
1000 MW		46,6 %

Jos yllä olevaa vanhaa säännöstöä sovelletaan nykytilanteessa, velvoitteet täytyy laskea uudelleen nykyistä voimalaitoskantaa varten käyttäen nykyvoimalaitosten todellisia käytettävyyssarvoja. Tekniikka on parantunut huomattavasti ja sen mukana käytettävyyttä. Tässä selvityksessä epäkäytettävyydelle on käytetty arvoa 3 %.

Lisäksi varatehon kokonaistarpeesta tulee vähentää järjestelmävastaavan eli Fingridin osuus, joka nykytilanteessa huolehtii noin 9 % varatehomäärästä. Uusi STYV-2004 järjestelmä voisi huolehtia puuttuvasta noin 9 %:n osuudesta. Tällä tavalla varatehon kokonaistarve eli 18 % huipputehosta voitaisiin kattaa. Tämä vastaisi kansainvälistä käytäntöä.

Varatehon minitarpeeksi määritellään esimerkiksi USA:ssa yleensä 15 % huipputehon tarpeesta, mutta New Yorkin järjestelmässä vaaditaan 18 % varatehoa. Englannissa, joka on melkein Nordelin kokoinen järjestelmä, varatehon tarpeeksi on määritetty 20 % ennustetusta maksimihuipputehosta. Nordelissa tai Suomessa varatehon kokonaistarvetta ei ole määritetty enää lainkaan.

## 5.2 Markkinavetoinen rakentaminen

Perimmäinen syy voimalaitosten rakentamisen vähyyteen tulee Suomen lainsäädännöstä. Kun sähkömarkkinat vapautettiin kilpailulle, samalla lakkautettiin kapasiteetin rakentamista ohjaavat järjestelmät ja kapasiteetin rakentaminen jätettiin markkinavoimien vastuulle. Jälkeenpäin ajateltuna monet pitivät STYV:n lakkauttamista virheenä.

Markkinavoimien kannalta huippu- ja varavoimalaitosten rakentaminen ei ole ollut kannattavaa ja siksi kapasiteetista on tullut pulaa. Esimerkiksi öljykäyttöisen dieselvoimalaitoksen muuttuvat kustannukset ovat noin 64 eur/MWh ja sen kiinteät kustannukset ovat noin 38 eur/kWa (kohta 4.2).

Tällöin sähkön hinnan tulisi olla noin 100 eur/MWh vähintään 1000 tunnin ajan tai 140 eur/MWh vähintään 500 tunnin ajan kymmenen vuotta peräkkäin. Tällaisia tilanteita ei ole näköpiirissä muuta kuin satunnaisesti huonoina vesivuosina huippupakkasten aikana. Näin markkinavetoinen rakentaminen ei käytännössä toteudu. Vasta sitten, kun sähkön toimitusvarmuus vaarantuu, voi sähkön hinta nousta tuolle tasolle. Sitten onkin jo liian myöhäistä.

Puuttuva sähkö tulee yleensä kymmenen kertaa kalliimmaksi kuin ostettu sähkö. Yhden päivän sähkökatkokset voivat maksaa paljon enemmän, kuin niiden estäminen ennakkoon olisi maksanut. Maksajana ei silloin ole yleensä sähkön myyjä vaan ostaja. Markkinapohjainen järjestelmä johtaa tuotantokustannusten minimointiin. Samalla kapasiteetin rakentaminen jää vajaaksi. Optimijärjestelmässä tavoitteena pitää olla ostajan ja myyjän kokonaiskustannusten minimointi, jolloin varavoimaa rakennetaan optimaalinen määrä eli noin 18 % kulutuksen huipputehosta laskettuna.

Näin sähkön tuotantovarmuutta ei voi jättää pelkästään markkinavoimien varalle. Järjestelmässä tulee varautua myös poikkeuksellisen kylmään talveen ja voimalaitosten epäkäytettävyyden varalle. Markkinavoimien on kannettava kuitenkin oma vastuunsa kapasiteetin riittävydestä. Sehän toteutuu kapasiteetin loppuessa siten, että puuttuva kapasiteetti joudutaan hankkimaan kalliilta tasesähkömarkkinoilta, joilla sähkön hinta voi nousta hyvinkin korkeaksi sähköpulan aikana.

## 5.3 Valtio omistajana

Suomessa valtiovalta ei ole muuten mukana sähköntuotannon omistuksessa kuin Fortumin ja Fingridin osastajana. Ruotsissa valtiovallalla on hallinnassa noin 2000 MW ns. hidasta reservikapasiteettia. Sähkömarkkinalain muutoksessa 2003 oli tarkoitus, että Suomen valtion hankkisi noin 1000 MW hidasta reservikapasiteettia omistukseensa. Lakiesitys kuitenkin vedettiin pois eduskunnasta ennen sen lopullista käsittelyä. Eräänä syynä oli sähkömarkkinaosapuolten vastustus. Uskottiin, että markkinavoimat kyllä huolehtivat voimalaitosten rakentamisesta.

Näin ei kuitenkaan ole käynyt ja Suomessa saattaa käydä samoin kuin Kaliforniassa, jossa vasta vakavan sähköpulan jälkeen valtiota pyydettiin apuun. Kaliforniassa reservikapasiteetti jäi vuonna 2001 yllättäen noin 2 % arvoon, kun tuli ennätysellisen lämmin kesä. Tästä seurasi yllättävä tehon tarpeen kasvu ja vakava sähköpula, jolloin kokonaisia kaupunkeja pimennettiin pariksi tunniksi kerrallaan. Vasta kriisin jälkeen osavaltio alkoi tilata voimalaitoksia. Nyt Kaliforniassa on varakapasiteettia yli 10 % eli enemmän kuin Suomessa.

Suomessa on varakapasiteettia talvella 2005/2006 yhteensä noin 430 - 1430MW (13.680+1080+tuonti (500...1500) -14.830), joka vastaa noin 3-9 % huippukulutuksesta (14.800 MW). Jos tällöin Olkiluodon yksi yksikkö on vikojen takia poissa käytöstä, varatehoa on käytössä korkeintaan 580 MW. Nykykäytännön mukaan kuormia aletaan pudotella Fingridin ohjaamana, jos käytettävissä oleva varateho laskee alle 600 MW:n. Suomessa eletään siis kriisin rajamailla.

Jos terävimmän huipun vaatiman kapasiteetin 2200 MW (kohta 4.2) rakentaisi valtio, niin sen pitäisi kerätä huoltovarmuusmaksuina noin 85 Meur vuodessa eli noin 1 eur/MWh. Tämä vastaa noin 3 % sähkön keskimääräisestä pörssihinnasta. Jos valtio rakentaisi talvella 2005/06 puuttuvan noin 600 MW tehon, se maksaisi vastaavasti 23 Meur vuodessa eli noin 0,25 eur/MWh eli alle prosentin sähkön markkinahinnasta.

Valtio voisi käyttää tätä omistamaansa huippukapasiteettia aina, kun sähkön hinta ylittäisi dieselvoiman muuttuvat kustannukset eli noin 64 eur/MWh. Tämä hyödyttäisi kaikkia sähkön käyttäjiä, koska samalla sähkölle muodostuisi käytännössä 64 eur/MWh hintakatto. Sähköntuottajat puolestaan menettäisivät sähköpulatilanteissa syntyvän yli 64 eur/MWh menevän ylihinnan.

#### 5.4 Kapasiteettivelvoite

Vaikka markkinat ovat vapaat, niin silti säädöksissä osapuolille voidaan määrittää ns. kapasiteettivelvoite (capacity obligation). Näin on tehty esimerkiksi Uudessa Englannissa Yhdysvalloissa /8/, jossa markkinat vapautettiin osittain suunnilleen samoihin aikoihin kuin Kaliforniassa eli vuonna 1998.

Sähkömarkkinaosapuolilla on velvoite siitä, että heillä on joka heti käytettävissä yhtä paljon kapasiteettia kuin he ovat myyneet sitä. Jos kapasiteettia ei ole tarpeeksi, sitä voi ostaa muilta. Näin kapasiteetille muodostuu markkinahinta. Tässäkin on ongelmana se, että kapasiteetin hankinta koskee vain lyhytaikaista markkinaa. Toinen ongelma on se, kun kaupankäynti sähköpörssissä tapahtuu tuntemattomien osapuolien kesken, joten sähköpörssistä ostettua tehoa on vaikea kohdentaa tuottajille.

USA:ssa käytössä oleva kapasiteettivelvoite ei velvoita siihen, että kapasiteettia olisi käytössä esimerkiksi kahden vuoden kuluttua. Kuitenkin suurten sanktioiden pelko panisi investoinnit liikkeelle. Vanhassa IVO:n tarffijärjestelmässä oli käytössä tehomaksu, joka laukesi ostettavan suurimman tuntitehon mukaan. Tämä opetti sähkön ostajia huolehtimaan tehon leikkaamisesta moninaisin keinoin esimerkiksi sähkölämmityskuormia ohjaamalla. Kapasiteettivelvoite ajaisi saman asian ja sähkölaitokset rakentaisivat vastaavanlaisia kulutushuippuja tasaavia järjestelmiä.

Nykyisessä järjestelmässä jokaisen tuottajan on vastattava taseestaan joka tunti. Jos tasevastaavalla on vajausta, hän joutuu ostamaan tasesähköä Fingridiltä. Jokaisen tasevastaavan kannattaa varautua vajauksiin, koska pulatilanteessa tasesähkön hinta voi nousta hyvinkin korkeaksi.

### 5.5 Huutokauppamenettely (tarjouskilpailu)

Mikä tahansa järjestelmä valitaan, sen tulisi kattaa myös kahden vuoden päässä oleva tehotilanne. Varavoimaa tarvitaan normaalitilanteessa noin 18 %, josta 9 % on järjestelmävastaavan hallinnassa ja muilla markkinaosapuolilla tulisi olla myös noin 9 % varatehoa.

KTM:n erillisessä muistiossa /9/ suositellaan huutokauppamenettelyn käynnistämistä, jos sähköntuotanto on vakavasti uhattuna. Muistiossa ei kuitenkaan oteta kantaa siihen, milloin sähköntuotanto on uhattuna. Tässä esitetään huutokaupan käynnistyskriteeriksi kahden vuoden päässä olevaa varatehotilannetta seuraavasti:

**Jos ennusteiden mukaan varateho on jäämässä alle 12 % tason maksimaalisesta kulutushuipusta laskettuna kahden vuoden päästä, tulee valtiovallan käynnistää varatehon huutokauppa tai tarjouskilpailu. Samalla tulisi ostaa tehoa esimerkiksi kymmeneksi seuraavaksi vuodeksi edullisimman tarjouksen antaneilta.**

Jos kapasiteettia ei ole rakennettu tarpeeksi, mikään huutokauppamenettely ei tuo sitä lisää lyhyellä alle vuoden tähtäyksellä ellei laitospaikkoja oli luvitettu valmiiksi. Huutokaupalla voidaan ainoastaan käydä kauppaa kulutuksen pienentämisestä. Aina löytyy joku sähkön hinta, jolla tehdas kannattaa laittaa kiinni ja myydä näin säästyvä sähkö ostajalle. Kulutusta leikkaava huutokauppa tapahtuu nykyjärjestelmässä Fingridin tasesähkömarkkinoilla.

Englannissa (NGC) kapasiteettia ostetaan hieman pidemmällä jaksolla. Siellä esimerkiksi 30 minuutissa käynnistyviä (standing) reservejä huutokaupataan koko talveksi kerrallaan. Sekään järjestelmä ei takaa, että uutta kapasiteettia rakennettaisiin. Ainoastaan sellainen huutokauppa, jossa tehoa myydään muutamaksi vuodeksi eteenpäin, tekee varavoimalaitosten rakentamisen kannattavaksi.

Jos sähköntuotanto on vaarantumassa kriisin takia, on valtiolta ensisijainen huutokauppamenettelyn käynnistäjä. Tätä asiaa voitaisiin valmistella siten, että jo ennakkoon valitaan kriisivalmiuden kannalta tärkeimmät varavoimalaitosten sijoituspaikat. Tällöin sähkönhankintaa voidaan nopeuttaa siten, että voimalaitosprojekti voidaan käynnistää tammikuussa, jolloin varavoimalaitos saataisiin käymään parhaassa tapauksessa jo marraskuussa.

Ehkä tärkein asia on, että kriisivalmiutta parantavien paikallisten varavoimalaitosten investointeihin varaudutaan ajoissa. Ruotsi on esimerkiksi sijoittanut 267 miljoonaa kruunua kriisivalmiuteen vuonna 2003, kun siellä sattui paha sähkökatkos. Nykyaikana sähkökatko voi olla valtiovallan kannalta eräs pahimmista uhkakuista.

## 6 YHTEENVETO

Markkinapohjainen sähköjärjestelmä toimii hyvin vain silloin, kun sähköntuotantokapasiteettia on riittävästi. Uuden huippu- ja varavoimakapasiteetin rakentaminen ei markkinapohjaisilla sähkön hinnoilla ole tullut kannattavaksi, siksi markkinapohjaisessa järjestelmässä syntyy pulaa sähkökapasiteetista (esim. Kalifornia).

Järjestelmäreservejä (operating reserves) nykykriteerien (n-1) mukaan olla vähintään 1300 MW (9 %) tai suosituksen mukaan 1780 MW (12 %), jotta järjestelmä täyttäisi n-1,5 kriteerin. Tällöin Suomeen tulisi rakentaa korvaavia reserviä, jotka kattavat 50 % toiseksi suurimman yksikön tehosta.

Vastaavasti varmuusreservejä (contingency reserves) tulisi olla vähintään 950 MW (6 %) tai suosituksen mukaan 1360 MW (9 %), jos suunnitelmissa varaudutaan myös suurimman yksikön vikaan huipun aikana.

Reservien kokonaistarve on minimitasolla yhteensä 2270 MW (15 %) tai 3140 MW (21 %), jos häiriöihin varaudutaan esitettyjen suositusten mukaisesti. Kuitenkin reservit voivat osittain korvata toisiaan, jolloin näiden ääriarvojen keskitasolla oleva reservimäärä 2700 MW eli 18 % voisi olla optimaalinen reservien taso Suomessa.

Kriittinen raja varateholle on tässä arvioitu olevan 12 % kulutuksen huipputehosta laskettuna. Tästä tarvitaan 9 % varatehoa järjestelmäreserveiksi ja vähintään 3 % varmuusreserveiksi. Kun varatehon määrä jää alle 12 % tason huippukulutuksesta laskettuna, joudutaan kulutuksen maksimitilanteessa aloittamaan todennäköisesti sähkön säännöstely, kuten Kaliforniassa tehtiin kesällä 2001.

Suomeen on syntymässä myös sähkön tehopula talvikaudella 2005/2006, koska varatehoa on ennusteen mukaan alle kriittisen eli 12 % rajan. Jos sähkön tuonti lasketaan mukaan täysimääräisesti, varatehoa on tällöin noin 9 % kulutuksen huipputehosta laskettuna. Jos tuontia ei lasketa, varatehoa ei ole käytännössä lainkaan. Vanhassa STYV-84 järjestelmässä varatehoa piti olla 14 % vastaavasti kulutuksen huipputehosta laskettuna.

Varavoimailaitoksia voidaan rakentaa keskitetysti ja hajautetusti. Keskitetty malli minimoisi sähkön tuottajan varavoiman kustannukset. Optimaalinen malli olisi se, että minimoidaan sähkön tuottajan ja sähkön ostajan kokonaiskustannukset, jolloin painopiste siirtyy sähkökatkojen ennaltaehkäisyyn ja niiden keston minimointiin.

Sähkökatkoja voidaan ehkäistä parhaiten, jos varavoimailaitoksia rakennetaan hajautetusti siten, että varavoimailaitosten avulla kaupunkien kunnallistekninen huolto sekä lento-, rautatie- ja metroliikenne voidaan hoitaa saarikäyttöisesti. Tällöin olisi edullisinta rakentaa varavoimaa vanhojen höyryvoimalaitosten tonteille suurimpien kaupunkien läheisyyteen. Tällöin varavoimailaitosten avulla höyryvoimalaitokset voidaan käynnistää ilman verkosta saatavaa sähköä ja toimia saarikäytössä.

Suomessa löytyy osaamista jopa hyvinkin nopeasti rakentaa puuttuvat varavoimailaitokset. Esimerkiksi Wärtsilä voi toimittaa 100 MW varavoimailaitoksen noin 12 kuukaudessa ja 50 MW:n voimalan noin 10 kuukaudessa tilauksesta. Tätä ennen voimalaitoksen toimittaja valita ja voimalaitostonttien lupa-asiat pitää ratkaista.

## 7 SUOSITUKSET

Valtiovallan tulisi pikaisesti päättää, miten uhkaava sähköpula torjutaan. Ensiksi tulee selvittää sähkökapasiteetin todellinen tila, missä ollaan nyt ja mikä on kapasiteettitilanne talvella 2005/2006. Tämä voitaisiin tehdä käyttäen Keski-Euroopan yhteiskäyttöjärjestelmän (UCTE) mukaisia yleiseurooppalaisia menetelmiä /4/. UCTE-maiden kapasiteettitilanne on esitetty liitteessä 1. Suomenkin kannattaisi selvittää UCTE:hen liittymistä yhdessä muiden Pohjoismaiden kanssa.

Tämän jälkeen tulee tehdä kriteerit, jotka sähköntuotannon toimitusvarmuus tulee täyttää. Tässä ehdotettu 18 % varavoimataso kulutushuipusta laskettuna voisi olla vaadittava optimitaso. Sähköhuolto on uhattuna, jos kahden vuoden päästä ennusteet osoittavat, että varatehoa on alle 12 % huipputehon maksimin ennusteesta laskettuna. Kun tämä kriittinen raja alittuu, tulee valtiovallan itse ryhtyä toimenpiteisiin kapasiteetin rakentamiseksi. Nyt tämä raja on todennäköisesti alittumassa talvella 2005/2006, joten nyt on aika toimia.

Lopuksi tulee ryhtyä tekemään päätöksiä, kenen vastuulle jää puuttuvan kapasiteetin rakentaminen. Kaikille helpointa olisi, jos voitaisiin palata vanhan STYV-84 mukaiseen järjestelmään, jossa varateho on sähköntuottajien vastuulla. Kriteerejä pitäisi uudistaa siten, että nyt vaaditaan vähintään 18 % varatehon taso, josta noin 9 % kuuluu Fingridille järjestelmäreservien (operating reserves) muodossa ja noin 9 % kuuluu sähkön tuottajille varmuusreservien (contingency reserves) muodossa.

Ellei sähköntuottajia voida velvoittaa STYV:n mukaiseen järjestelmän, niin valtiovallan tulee käynnistää voimalaitosten rakentaminen ensisijaisesti valtion kannalta kriittisiin kohteisiin, jotka tulee pitää käynnissä myös vakavien sähkökriisien sattuessa. Tämä voidaan toteuttaa esimerkiksi huutokauppanenettelyn avulla.

Valtiovallan tulisi pikaisesti perustaa sähköhuollon kriisiryhmä. Sinne tulisi koota eri hallinnonalojen edustajat, jotka määrittävät kriittisimmät varavoimalaitospaikat. Sähkökatkojen varalta on tärkeintä, että lentoasemat, rautatieliikenne, teleyhteydet ja kunnallistekninen huolto toimivat ilman valtakunnan verkosta saatavaa sähköä.

Kriisivarmuuden kannalta tärkeitä hankkeita varten tulisi luoda avustusjärjestelmä, joka Ruotsin mallin mukaisesti voisi kattaa 50 % kriisinvarmuuden kannalta tärkeiden hankkeiden investointikustannuksista. Tämän avulla useita selvityksen kohteena olevia hankkeita voisi käynnistyä.

Tässä esitetyn ennusteen mukaan tulee talvella 2005/2006 olemaan noin 600 MW tehovajaus. Jos voimalaitos halutaan valmiiksi ennen talven 2005/2006 pakkasia, projektin valmisteleminen tulee aloittaa viipymättä. Hankkeen valmisteleminen ja lupien saaminen vaatii tavallisesti 6 – 12 kuukautta. Ensin tulee päättää, kuka on rakentaja. Sitten rakentajan tulee valita laitospaikka ja järjestää sille tarjouskilpailu. Tilaus tulee tehdä puolestaan ennen vuodenvaihdetta 2004/2005.



## VIITTEET

- /1/ Systemdriftavtalet 2002-05-02. Nordel
- /2/ National Grid Procurement Guidelines. Effective from 1 May 2002
- /3/ NEPOOL Operating procedure no. 8. Operating reserve and regulation
- /4/ UCTE System Adequacy Forecast 2004-2010. December 2003.
- /5/ Sähkönhuollon toimitusvarmuuden parantaminen huippu- ja varavoimalaitoksia rakentamalla. Wärtsilä Oyj. Sisäinen selvitys.
- /6/ Varavoiman kannattavuustarkastelu Wärtsilä Oy, Pohjolan Voima Oy, Elektrowatt-Ekono. Sisäinen selvitys
- /7/ Yhteiskäyttöjärjestelmä STYV-84. Sähköntuottajien Yhteistyövaltuuskunta. Käyttövaliokunta Raportti 1/1984
- /8/ Development of New England Power Pool's proposed markets. Philip A. Fedora.
- /9/ Sähkön niukkuustilanteisiin varautuminen. Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmän muistio 4.11.2003