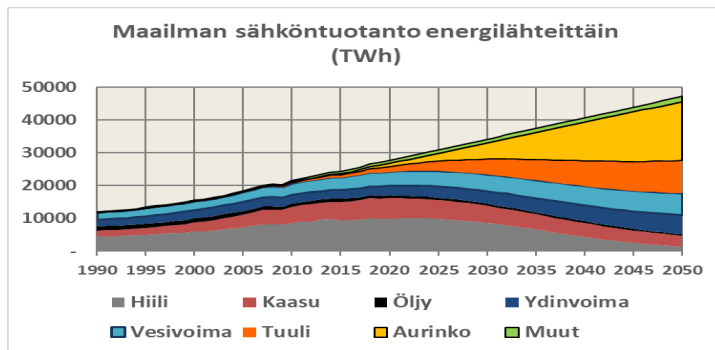
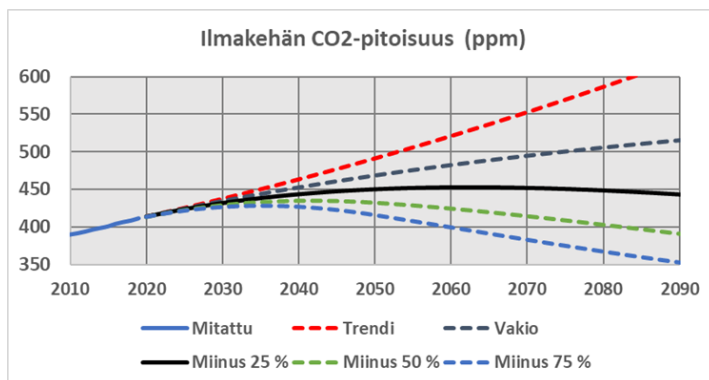
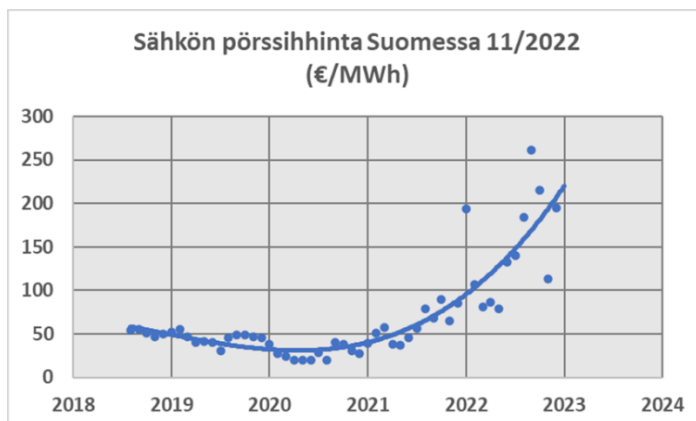
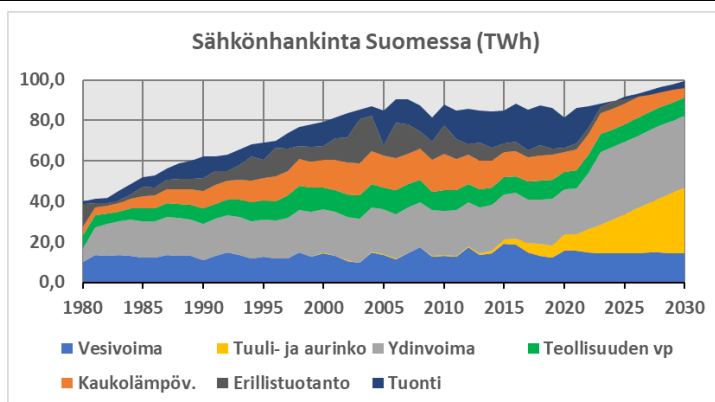


2022



KILPAILU ENERGIASTA JA ENERGIAKRIISIT



Asko Vuorinen

Ekoenergo Oy

6.12.2022

KILPAILU ENERGIASTA JA ENERGIAKRIISIT

Asko Vuorinen

Ekoenergo Oy

Joulukuu 2022

KILPAILU ENERGIASTA JA ENERGIAKRIISIT

Asko Vuorinen

Copyright © 2022

Ekoenergo Oy

Kirjokansi 2 A 12

02100 Espoo, Finland

Askovuorinen (at) gmail.com

ISBN 978-952-69825-2-6 (Pehmeäkantinen)

ISBN 978-952-69825-4-0 (PDF)

Ekoenergo Oy on vuonna 1979 perustettu suomalainen perheyritys, joka julkaisee kirjoja ja selvityksiä energiasta ja ilmastonmuutoksesta. Yhtiön julkaisemat kirjat löytyvät sen kotisivuilta.

Niihin kuuluvat

E-kirjat: “*Truth of Climate Change*”, 2016 ja “*Fundamentals of Global Warming*”, 2019

Painetut kirjat: “*Planning of Optimal Power Systems*”, 2008, “*Planning of Nuclear Power Systems to Save the Planet*”, 2011, “*Imatran Voimasta Fortumiksi 1932–2014*”, 2014. “*Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen*” 2020. “*Wärtsilän kasvutarina 1960–2020*”, 2021.

KILPAILU ENERGIASTA JA ENERGIAKRIISIT

Sisällysluettelo

ENERGIAYKSIKÖITÄ.....	6
ESIPUHE.....	7
1 ENERGIALÄHTEET.....	9
1.1 Vuodet 1850–1965.....	9
1.2 Vuodet 1965–2021.....	10
2 TAISTELU ÖLJYSTÄ.....	15
2.1 John D. Rockefeller ja Standard Oil.....	15
2.2 Deterding, Samuel ja Royal Dutch Shell.....	16
2.3 Venezuelan öljykentät.....	17
2.4 Neuvostovenäjän öljy.....	18
2.5 Persian eli Iranin öljy.....	18
2.6 Kaksoisvirranmaan ja lähiseudun öljylähteet.....	19
2.7 Arabian öljy.....	20
2.8 Toisen maailmansodan alku 1939.....	21
3 TAISTELU OMASTA ÖLJYNJALOSTAMOSTA.....	23
3.1 Neste Oy.....	23
3.2 Naantalin jalostamo.....	23
3.3 Porvoon jalostamo.....	25
4 ÖLJYKRIISIT.....	29
4.1 Ensimmäinen öljykriisi.....	29
4.2 Toinen öljykriisi 1979.....	30
5 KILPAILU ATOMIVOIMASTA.....	33
5.1 Atomipommi.....	33
5.2 Ydinvoimalat.....	35
5.3 Suomen ydinvoimalat.....	39
5.4 Ydinvoiman kustannukset.....	50
5.5 Ydinvoiman tulevaisuus.....	53
6 TUULIVOIMA VASTAAN YDINVOIMA.....	57
6.1 Tuulivoiman kehitys.....	57
6.3 Tuulivoiman ja ydinvoiman kustannukset.....	58
6.3 Suomen sähköntuotanto vuoteen 2030 asti.....	61
6.4 Sähköntuotannon kustannukset 2030.....	63

7 AURINKOSÄHKÖN TUOTTAMINEN	67
7.1 Aurinkoenergian perusteita	67
7.2 Aurinkoenergiajärjestelmän rakentaminen	71
7.3 Aurinkosähkölaskuri.....	71
8 TAISTELU ILMASTONMUUTOSTA VASTAAN.....	75
8.1 Ilmaston lämpeneminen	75
8.2 Lämpötilan nousun ennusteet	79
8.3 Kahden asteen alittava energiaohjelma.....	84
8.4 Valtioiden ja EU:n toimenpiteet	90
8.5 Suomen päästöohjelma	93
9 ÖLJY VASTAAN SÄHKÖ	97
9.1 Sota lämmitysenergiasta.....	97
9.2 Sähköauto vastaan polttomoottoriauto	99
9.3 Neste vastaan IVO	106
9.4 Hyötyenergiavertailu	107
10 VUODEN 2022 ENERGIAKRIISI.....	109
10.1 Sota Ukrainassa	109
10.2 Polttoaineiden hinnat	110
10.3 Sähkön hinnat.....	113
10.4 Sähkön hintoihin vaikuttaminen	118
10.4 Tehovaje 2024	124
11 ENERGIAKULUTUKSEN LEIKKAAMINEN	125
11.1 Lämmitysenergia	125
11.2 Energiansäästökeinoja	127
11.3 Sähkökatkojen estäminen.....	133
11.4 Varautuminen sähkökatkoihin	135
12 SÄHKÖMARKKINALAKIEN MUUTTAMINEN.....	137
12.1 Vanha lainsäädäntö.....	137
12.2 Vuoden 1995 sähkömarkkinalaki	138
12.3 Tehoreservilaki 2007	139
12.4 Kapasiteettimarkkinalaki	147
13 ONGELMALLISET ENERGIAYHTIÖT	149
13.1 Fortum	149
13.2 Helen Oy	154
13.3 Fingrid Oy.....	159
13.4 Energiateollisuus ry	161

13.5 Kunnalliset energiayhtiöt	163
13.6 Teollisuuden Voima Oy.....	164
14 YHTEENVETO	166
VIITTEET	171
LIITTEET	173
Liite.1 Sähköntuotantomuotojen kustannusvertailu	173
Liite 2 Kioton sitoumukset 1997	174
Liite 3 CO ₂ -päästöt vuosina 1990 ja 2021 energiantuotannosta (MtCO ₂ /a)	175
Liite 4. Sähköjärjestelmän luotettavuus voimalaitosten lukumäärän vaihdellessa'	176

ENERGIAYKSIKÖITÄ

Teho

1 GW (gigawatti) = 1000 MW (megawattia) = 1000.000 kW = 1000.000.000 W

1 barreli päivässä = 159 litraa/päivä

Energia (J= Joule, MWh = megawattitunti, toe = tonni öljyä energiana, barreli = 159 litraa)

	toe	MWh	GJ	Barreli
toe	1	11,63	41,87	7,33
MWh	0,086	1	3,60	0,63
GJ	0,0239	0,278	1	0,175
Barreli	0,136	1,59	5,71	1

Etuliitteet

k	kilo	1,00E+03	1 000
M	mega	1,00E+06	1 000 000
G	giga	1,00E+09	1 000 000 000
T	tera	1,00E+12	1 000 000 000 000
P	peta	1,00E+15	1 000 000 000 000 000
E	eksa	1,00E+18	1 000 000 000 000 000 000

Lämpöarvoja

Kevyt polttoöljy	litra	10,0	kWh
Dieselöljy	litra	10,0	kWh
Raakaöljy	litra	9,9	kWh
Bensiini	litra	9,0	kWh
Kivihili	kg	7	kWh
Maakaasu	m3	10	kWh
Koivuklapi	pino-m3	1700	kWh
Koivuklapi	irto-m3	1000	kWh
Jyrsinturve	irto-m3	880	kWh

CO₂-päästöt

Polttohake	kWh	400	g
Jyrsinturve	kWh	390	g
Kivihili	kWh	341	g
Raskas polttoöljy	kWh	284	g
Kevyt polttoöljy	kWh	267	g
Dieselöljy	kWh	267	g
Bensiini	kWh	265	g
Maakaasu	kWh	200	g

ESIPUHE

Euroopassa käydään parhaillaan sotaa Ukrainassa. Venäjä on aiheuttanut myös koko Euroopan laajuisen energiakriisin katkaisemalla maakaasun viennin useisiin Euroopan valtioihin. Myös EU ja USA ovat panneet tärkeimmät teknologiatuotteet vientikieltoon Venäjälle. Viimeksi Venäjä katkaisi kaasun viennin myös Nord Stream I -kaasuputkesta ja putki räjäytettiin käyttökelvottomaksi.

Energian hinnat ovat kallistuneet moninkertaiseksi. Useat sähkön ostajat joutuvat maksamaan Suomessa sähköstä ensi talvena noin 20–40 senttiä kilowattitunnilta, kun kiinteähintaiset noin 4–6 sentin hintaiset sopimukset päättyvät syksyllä 2022. Uudet hinnat ovat jopa kymmenkertaiset.

Tämä on johtanut siihen, että monet yhtiöt ovat joutuneet lopettamaan toimintansa. Myös ulosottojen määrä on kasvanut runsaasti, kun kuukauden sähkölaskut nousevat. Samalla ovat nousseet myös polttoaineiden hinnat noin 30–50 %, kaukolämpö noin 20–30 % ja ruoka 10–20 %.

Suomi on myös omilla toimillaan aiheuttanut paljon ongelmia. Sähkön tuotantokapasiteetti on noin 30–50 % pienempi kuin huippukulutus talven huippupakkasilla. Valtionyhtiö Imatran Voimasta tuli voittoja maksimoimaan pyrkivä Fortum, kun se vietiin pörssiin vuonna 1998. Se onnistui vedättämään sähkön hintaa ylös pienentämällä sähkön tarjontaa, kun se purki Inkoon 1000 MW hiilivoimalan ja ottamalla 560 MW Meriporin hiilivoimalan pois markkinoilta.

Ei tämän vuoden kriisi ole suinkaan ainoa. Öljykriisejä oli vuosina 1973 ja 1979. Ne liittyivät Arabimaiden ja Israelin välisiin sotiin, jolloin Arabimaat korottivat öljyn hintoja vaikuttaakseen sodan kulkuun ja USA:n apuun Israelille. Samalla kun öljyn hinta oli noussut, sähköyhtiöt alkoivat markkinoida sähkölämmitystä, josta tuli vähitellen pientalojen tärkein lämmitysmuoto.

Toisen maailmasodan alkaessa vuonna 1939 öljykuljetukset tyrehtyivät ja Suomikin joutui öljysaartoon. Öljytankkeri kääntyi takaisin Kruununvuorenselällä. Autot muutettiin käymään häkäpöntöillä. Saksa alkoi tehdä öljyä kivihiilestä, kun sillä ei ollut myöskään öljyä omasta takaa.

Vielä suurempia taisteluja öljymarkkinoista ja öljylähteiden omistuksesta käytiin myös ensimmäisen maailmansodan loppuaikoina, kun Mesopotamian öljyn omistuksesta taisteltiin. Armenialaisia kuoli satoja tuhansia, kun he jäivät sodan jalkoihin.

Aivan ensimmäiset energiataistelut käytiin USA:ssa, kun **John D. Rockefeller** pyrki Standard Oil yhtiönsä kanssa ensin hallitsemaan USA:n öljynkuljetuksia ja sitten laivarahtiliikennettä. Se johti Standard Oilin jakoon useaksi pienemmäksi öljy-yhtiöksi. Se ei paljoa häntä haitannut. Kun hän perusti näiden kanssa trustin, joka hallitsi edelleen USA:n öljymarkkinoita.

Oma kokemukseni energiamarkkinoista liittyy kolmeen kesään, kun olin Nesteen Porvoon jalostamon rakentamis- ja huoltotöissä sähkö- ja automaatiopuolella 1960-luvulla. Sitten olin yhden kesän töissä Helsingin Energialaitoksen sähköosastolla vuonna 1968.

Varsinainen oppi voimalaitoksista syntyi, kun vuosina 1970–1986 olin suunnittelijana Loviisan Atomiprojektissa ja pääsuunnittelijana Loviisa 3-projektissa. Sen jälkeen olin esitelmöijänä IAEA:n kokouksissa ja konsulttina mm. Unkarin ydinvoimaprojektien esisuunnittelussa.

Tshernobylin jälkeen vuonna 1986 alkoi kaasuvoimaprojektien kehitysvaihe Suomen ja Norjan kaasuvoiman kehitysprojekteissa. Samassa yhteydessä teimme Norjan Statkraftille tarjouksen 720 MW kaasuvoimalasta, joka muodostui neljästä 180 MW tehoisesta kombivoimalasta, joiden yhteishinta oli 1800 miljoonaa markkaa (2500 mk/kW eli 768 €/kW 2021 rahassa).

Tämä johti puolestaan siihen, että minua pyydettiin Wärtsilän ja IVOn puoliksi omistaman kehitysyhtiön Modigen Oy:n toimitusjohtajaksi vuonna 1992. Siinä tehtävässä ollessani nousi Wärtsilän kaasuvoimalaitosten myynti nolasta tasolle noin 2000 MW joka vuosi ja Wärtsilästä tuli kaasumoottoreiden markkinajohtaja maailmassa.

Wärtsilän kaasuvoimalaitosten havaittiin sopivan mainiosti USA:n Ancillary Services eli (AS) markkinoille, joissa sähköoperaattoreiden piti saada järjestelmän tasapainoon jopa sekuntien sisällä. Aluksi kaasuvoimalaitoksilta vaadittiin 10 minuutin starttiaikoja, mutta ne kiristyivät vuoteen 2010 mennessä viiteen minuuttiin ja jopa kahteen minuuttiin vuoteen 2020 mennessä. Näihin nopeuksiin ei kaasuturpiineilla ollut mitään mahdollisuuksia,

Tein tästä aiheesta kirjan ”*Planning of Optimal Power Systems*” vuonna 2008, joka opetti Wärtsilän myynti- ja projektihenkilöille, mitä markkinoilta vaadittiin ja mihin näitä laitoksia voitiin käyttää verkon stabilisoinnin ja balansoinnin tarpeisiin. Havaitsimme, että Coloradossa balansoivaa sähköä tarvittiin 22 % tuulivoiman huipputehon tarpeesta. Kun tuulivoimaa saatiin noin 8 % kuorman huipputunteina, yhdessä kaasumoottorien kanssa varmaa tehoa tuli yhteensä 30 % tuulivoiman huipputehosta.

Hoidin myös vuosia 1997–2010 Wärtsilän ja monen Wärtsilän yhteistyökumppanin sähkön hankinnan Modigen Oy:n ollessa sähkön välittäjänä. Ostimme sähköä keskimäärin hinnalla 27 €/MWh ja myimme sitä hinnalla 28,5 €/MWh. Sähköpörssin keskihinta Helsingissä oli tuona aikana keskimäärin noin 30 €/MWh. Noin 100 gigawattitunnin volyymillä liikevaihtomme oli noin 2,9 miljoonaa euroa vuodessa.

Olen kertonut kirjoissani ”*Imatran Voimasta Fortumiksi 1932–2003*” ja ”*Wärtsilän kehitystarina 1960–2020*” noista vuosistani ollessani myös em. yhtiöiden palveluksessa. Ne olivat hienoja vuosia. IVO rakensi ensimmäisen ydinvoimalan Suomeen ja teimme piirustukset Loviisa 3-laitoksesta. Näiden piirustusten mukaisia laitoksia on nyt käytössä neljä Kiinan Tianwanin laitoksella ja neljä rakenteilla. Tianwanin laitoksesta tulee vuonna 2028 maailman suurin ydinvoimala, kun sen teho nousee noin 8400 megawattiin.

Yksi syy tämän kirjan kirjoittamiseen on ollut, kun halusin selvittää tänä vuonna 2022 syntyneen sähkökriisin syitä ja miten niistä voitaisiin päästä. Tämä näkyy siinä, kun Fingrid uhkaa leikata tavallisten kansalaisten sähköä kiertävien sähkökatkojen avulla. Se on minusta ennen kuulumatonta näin vanhan voimalaitosten suunnittelijan silmin katsottuna. Näin ei Sähköntuottajien Yhteistyövaltuuskunta STYV:in aikana olisi voinut tapahtua.

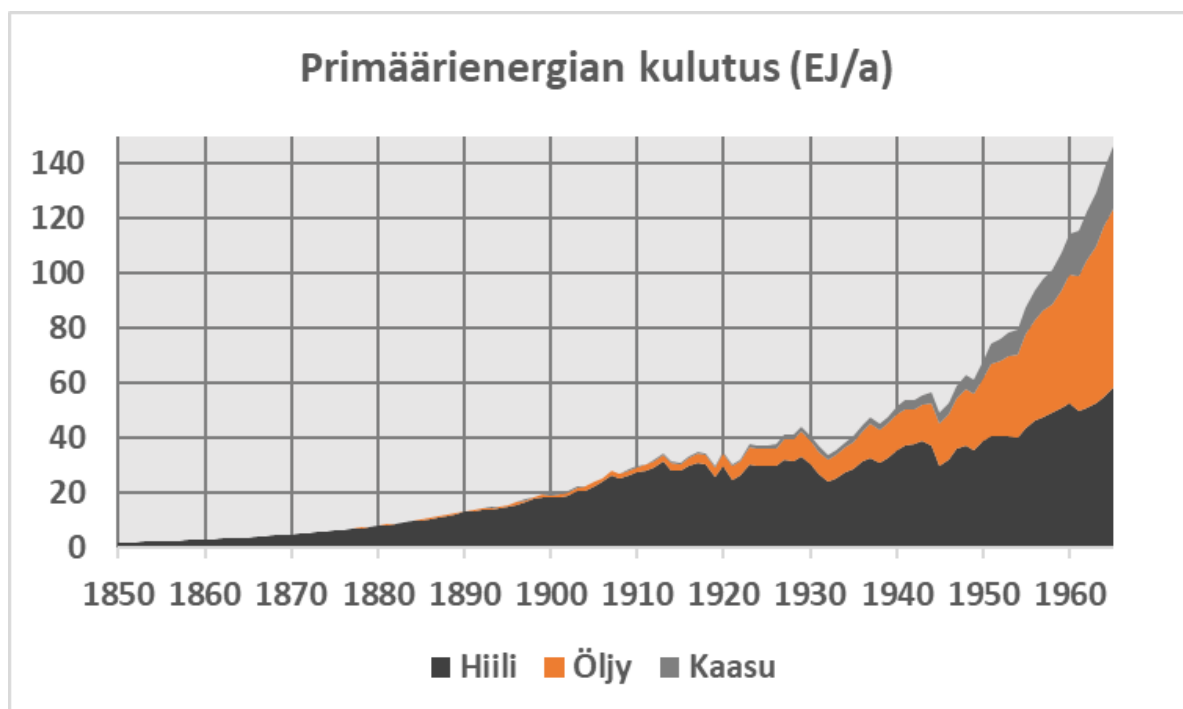
Espoossa 6.12.2022

Asko Vuorinen

1 ENERGIALÄHTEET

1.1 Vuodet 1850–1965

Energialähteitä oli aikojen alussa vain yksi, kun ainoa energialähde oli tulen keksiminen ja puun polttaminen. Tulta käytettiin ruuan valmistukseen, asuntojen lämmitykseen ja valaistukseen. 1700-luvulla puun rinnalle tuli kivihiili, jota saatiin louhittua varsinkin Saksassa ja Englannissa. Kivihiiltä ja puuta polttamalla voitiin tehdä höyryä, jota käytettiin **James Wattin** kehittämässä höyrykoneessa. Höyrykoneiden ansiosta alkoi puolestaan maailman teollistuminen. Kivihiili aloitti myös fossiilisten energialähteiden kasvun, joka oli noin 5 % vuodessa vuoteen 1910 asti, 2 % vuodessa sotien välillä ja 5 % vuodessa sotien jälkeen (Kuva 1.1.1)

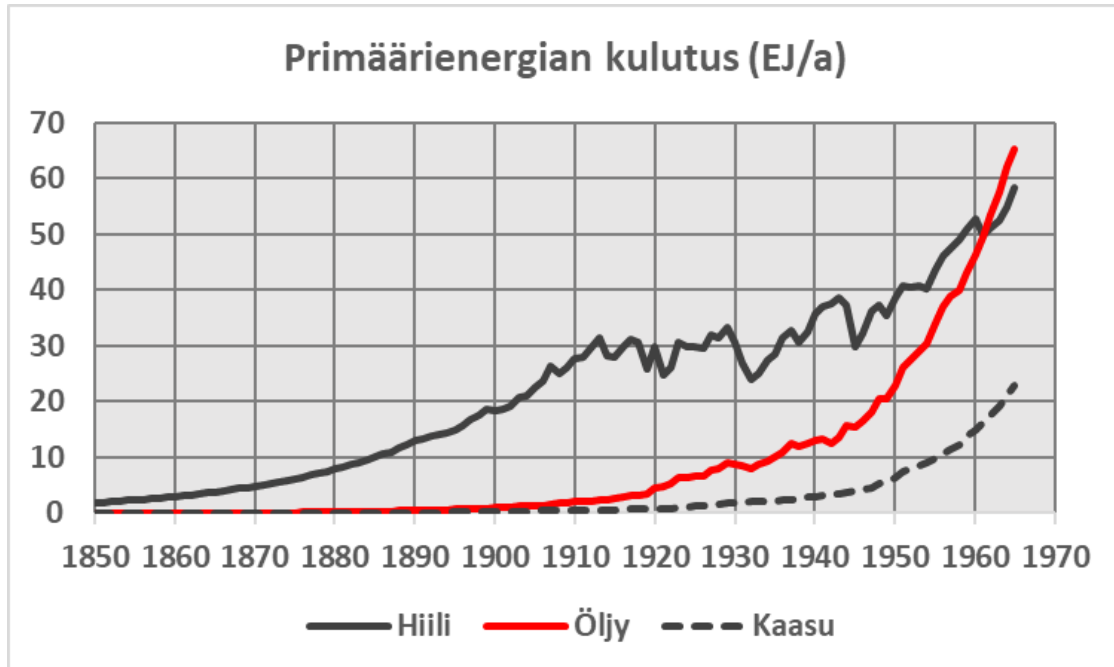


Kuva 1.1.1 Maailman primäärienergian lähteet vuoteen 1965 asti (Eksajouleja vuodessa).

Jo esihistoriallisella ajalla valonlähteeksi tuli kynttilöiden kilpailijaksi myös öljylamppu, jonka energialähteenä käytettiin aluksi oliiviöljyä. Nykyinen sydänlangalla varustettu öljylamppukeksittiin vasta 1700-luvun lopulla, jolloin alettiin käyttämään raakaöljystä valmistettua lamppuöljyä eli valopetrolia.

Thomas Edison keksi vuonna 1878 sähkölampun, joka korvasi vähitellen kynttilät ja öljylamput. Vuonna 1892 sähkövalo otettiin käyttöön Finlaysonin tehtaalla Tampereella. Sähköstä tuli myös autojen energialähde jo 1800-luvun puolivälissä, mutta 1800-luvun lopussa löydetty öljylähteet tekivät öljyn edulliseksi ja öljystä tuli autojen pääasiallisen energialähde 1900-luvun alussa. **Henry Fordin** valmistama T-mallin Ford maksoi alle 1000 dollaria, kun sitä pystyttiin valmistamaan sarjatuotantona. Vuoteen 1925 asti 90 % maailmassa myydystä autoista oli T-mallin Fordeja.

Siitä alkoi öljyn voittokulku liikennevälineissä. Öljy syrjäytti myös hiilen laivojen polttoaineena 1920-luvulla, kun uusiin laivoihin alettiin asentaa dieselmoottoreita höyrykoneiden asemasta. Ensimmäinen suuri öljykäyttöinen laiva oli Queen Elisabeth, joka rakennettiin 1910-luvulla. Vuoteen 1965 mennessä öljystä tuli maailman tärkein energianlähde, kun se ohitti kivihiilen (Kuva 1.1.2).



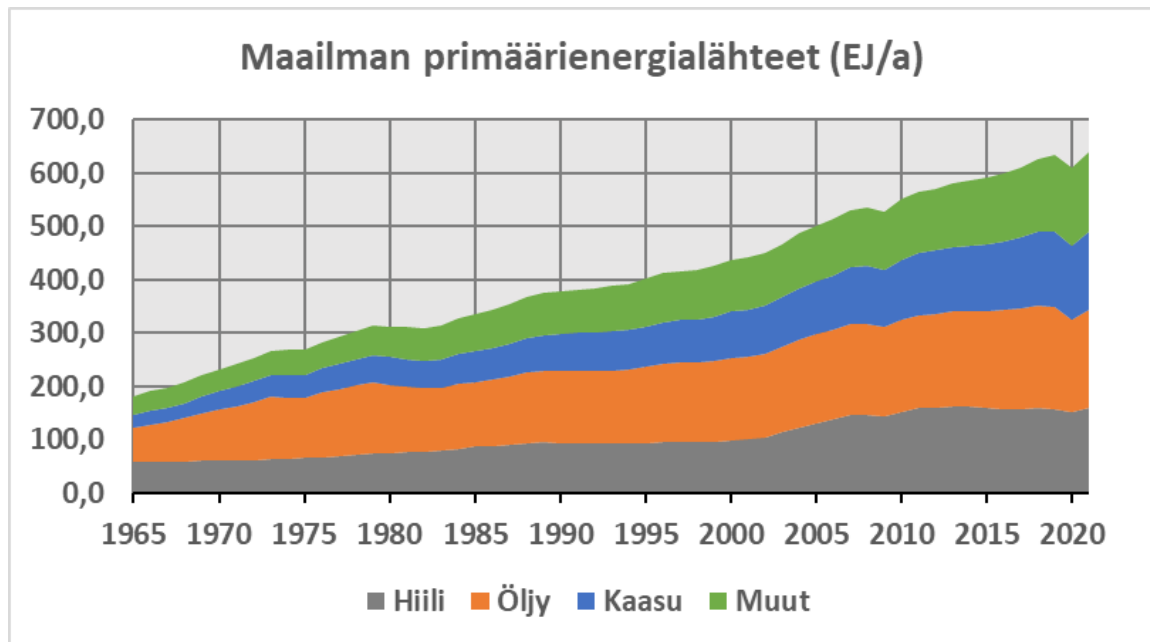
Kuva 1.1.2 Fossiilisten polttoaineiden käyttö vuoteen 1965 asti (EJ/a).

Hiilen kulutus kasvoi vuosina 1850–1910 noin 4,6 % vuodessa ja vuosina 1910–1965 vain noin 1,5 % vuodessa, kun öljy alkoi vallata markkinoilta hiileltä myös laivoissa, kun höyrykoneita alettiin korvata dieselmoottoreilla. Öljyn kulutus kasvoi puolestaan vuosina 1910–1965 noin 6,5 % vuosittain ja se ohitti hiilen kulutuksen vuonna 1962.

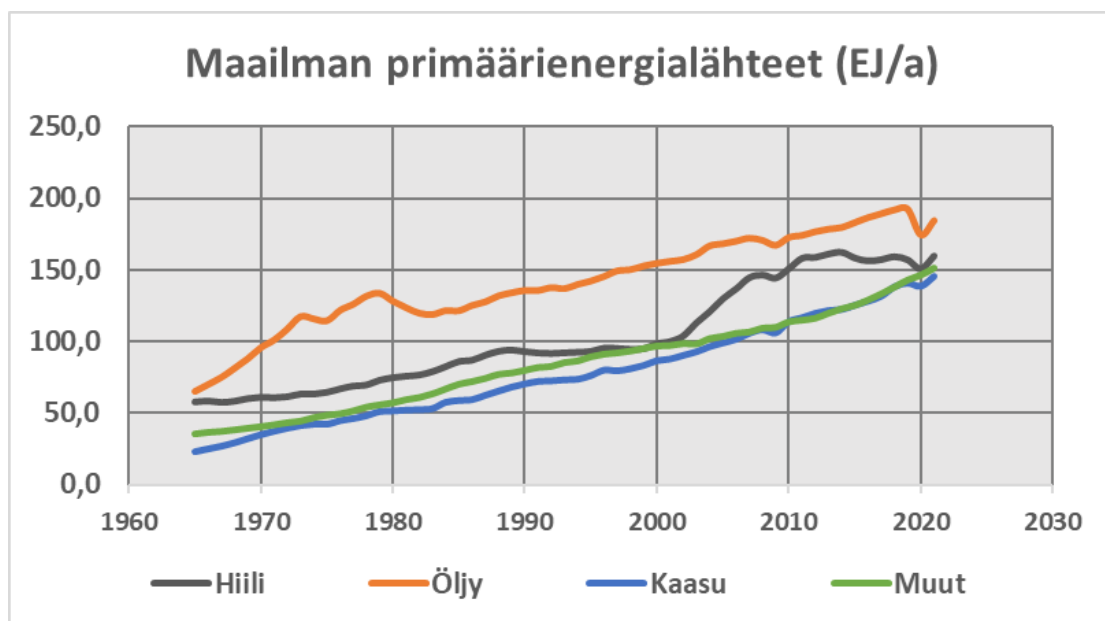
1.2 Vuodet 1965–2021

Vuoden 1962 jälkeen alkoi öljyn valtakausi, joka on kestänyt aina tähän päivään asti (Kuva 1.2.1). Primäärienergian kulutus kasvoi ensimmäiseen öljykriisiin eli vuoteen 1973 asti edelleen 5 % vuodessa. Vuoden 1980 jälkeen alkoi lineaarinen kasvu, jolloin kokonaisenergian käyttö kasvoi noin 6 eksajoulea (EJ) vuodessa.

Energiankäytön kasvu jakaantui lähes tasan öljyn (1,0 EJ/a), kivihiilen (1,5 EJ/a), kaasun (1,8 EJ/a), muiden lähteiden (2,0 EJ/a) kesken (Kuva 1.2.2). Muihin lähteisiin kuuluvat lähinnä CO₂-vapaat lähteet vesivoima, tuulivoima, aurinkovoima sekä bioenergia, jota ei voida pitää CO₂-vapaana.

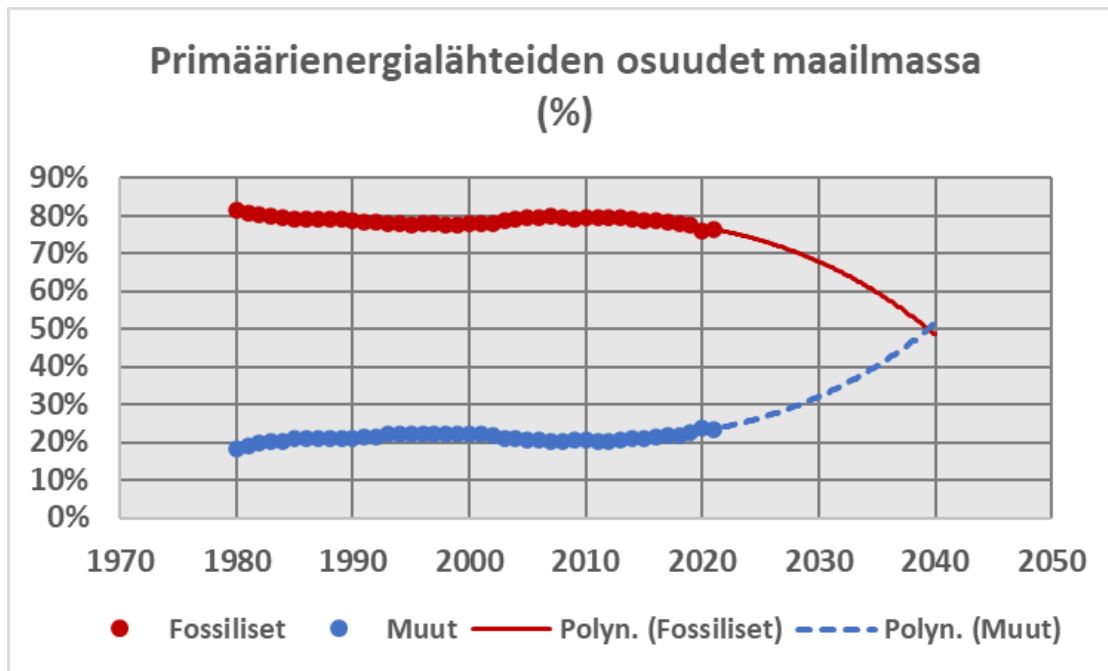


Kuva 1.2.1 Primäärienergian lähteet vuodesta 1965 alkaen (EJ/a) (BP tatistics).



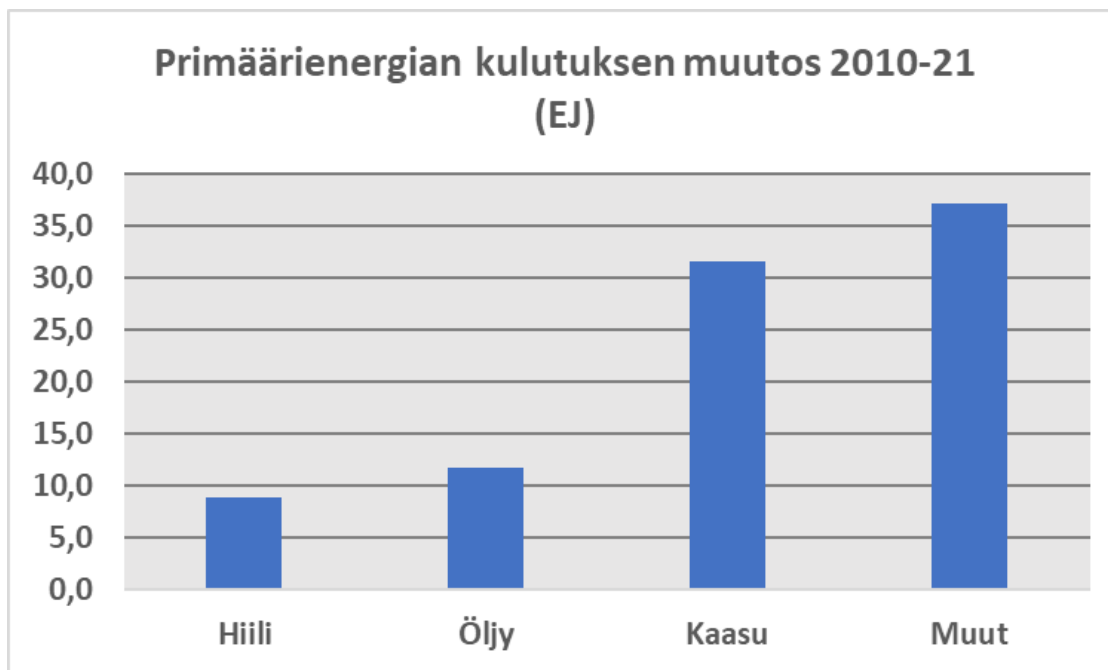
Kuva 1.2.2 Primäärienergiälähteiden kilpailu 1965–2021 (BP Energy Statistics).

Vuonna 1990 fossiilisten lähteiden osuus primäärienergiasta oli 79 %, mutta vuonna 2021 vielä 76 % (Kuva 1.2.3). Muiden lähteiden osuus on kasvanut 21 prosentista 24 prosenttiin 31 vuodessa eli noin 4 %-yksikköä. Viimeisten viiden vuoden aikana muiden lähteiden osuus on kasvanut 2,1 %-yksikköä eli noin 0,4 %-yksikköä vuodessa. Polynomisen trendin mukaan muiden lähteiden osuus voisi olla 50 % vuonna 2040.



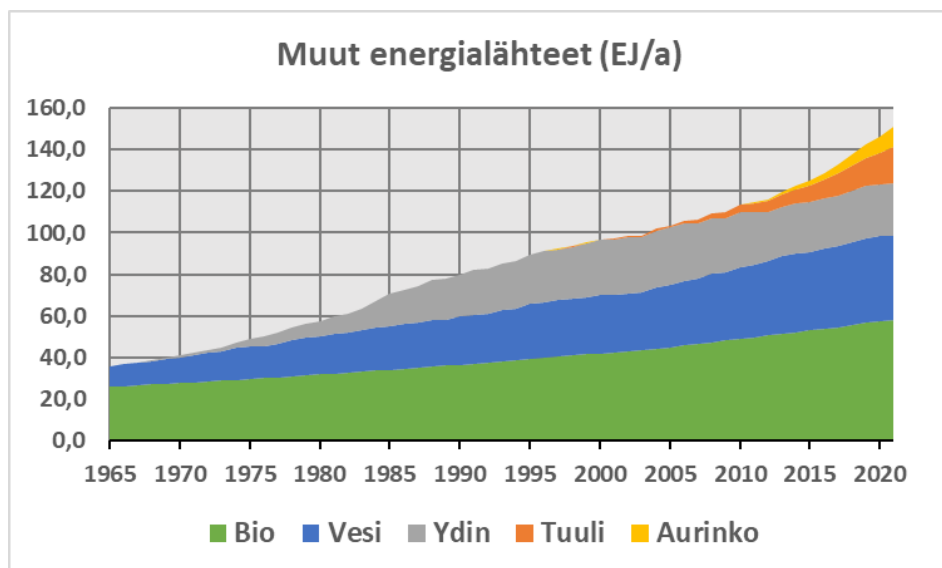
Kuva 1.2.3 Fossiilisten ja muiden energialähteiden osuudet primäärienergiasta (EJ/a, BP Energy Statistics).

Vuoden 2010 jälkeen energiankulutus on kasvanut 88 EJ eli 8,0 EJ/a. Öljyn kulutus kasvoi viimeisten aikana 12 EJ (1,0 EJ/a) ja hiilen kulutus 8 EJ (0,7 EJ/a). Kaasuenergian kasvu on ollut 31 GJ (2,8 EJ/a) ja muiden lähteiden kasvu 37 EJ (3,4 EJ/a) (Kuva 1.2.4). Tällä perusteella voisi odottaa, että kaasu ja muut lähteet ohittavat öljyn lähitulevaisuudessa.



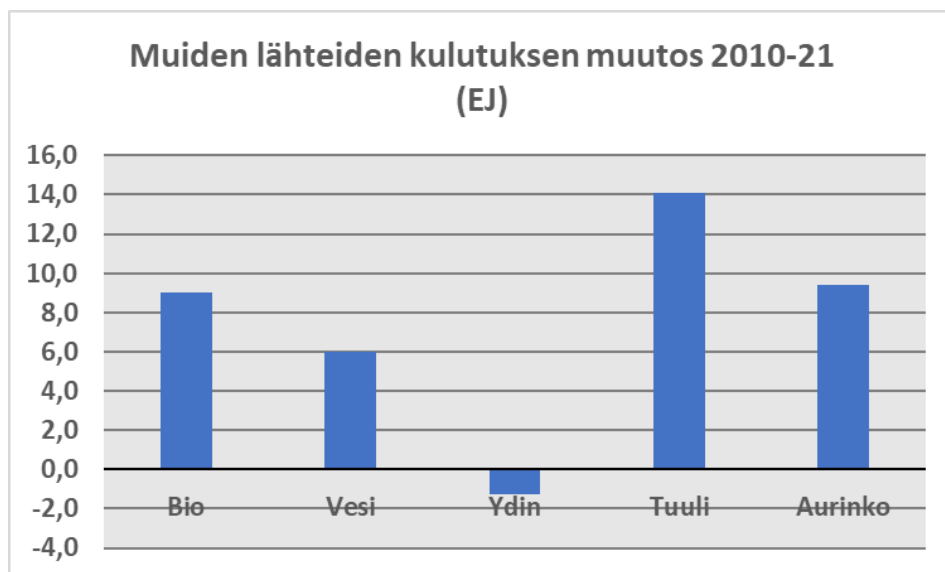
Kuva 1.2.4 Kulutuksen muutos vuosina 2010–2021 (EJ, BP Energy Statistics).

Muut energialähteet muodostuvat bioenergiasta, vesivoimasta, ydinvoimasta, tuulivoimasta ja aurinkoenergiasta (Kuva 1.2.5). Kuvasta huomataan, että vuoden 2010 jälkeen kasvu on kiihtynyt lähinnä tuuli- ja aurinkovoiman ansioista. Siihen asti kasvu oli noin 1,5 EJ vuodessa, mutta vuoden 2010 jälkeen noin 3,5 EJ vuodessa.



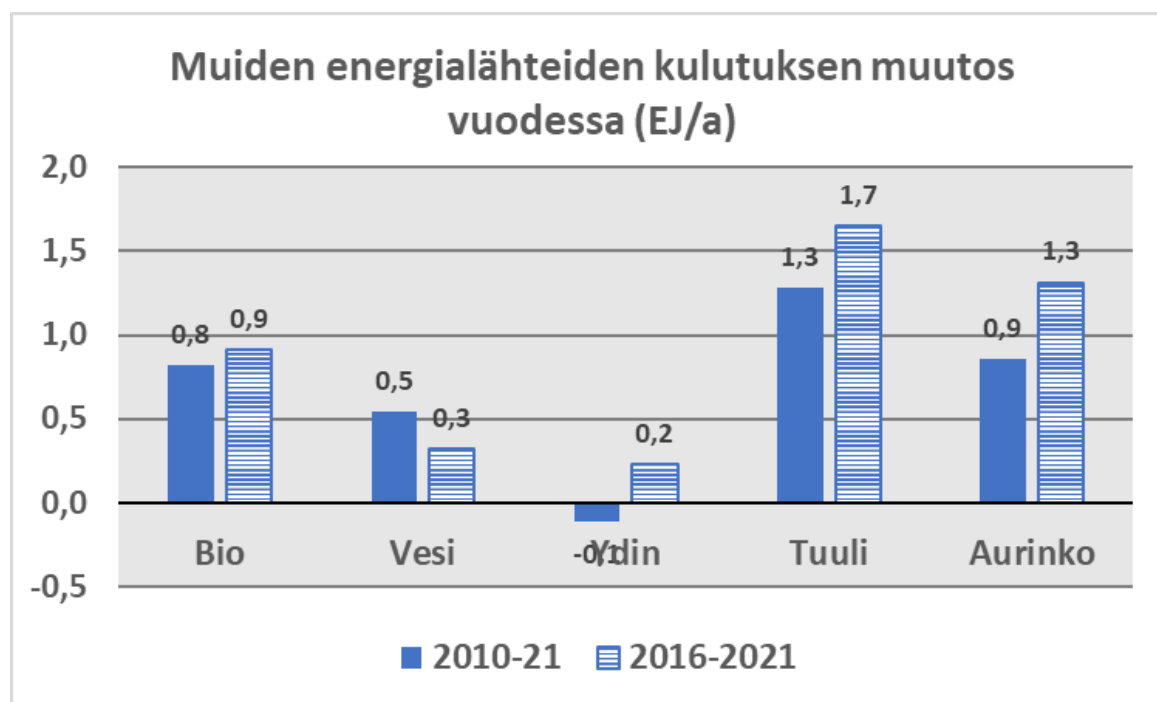
Kuva 1.2.5 Muiden energialähteiden käyttö vuoden 1965 jälkeen (EJ/a, Energy Statistics).

Vuodesta 2010 lähtien tuulivoiman käyttö kasvoi 14 EJ ja sekä bio- että aurinkoenergian käyttö kasvoivat 9 EJ (Kuva 1.2.6). Kuvasta nähdään myös, että ydinvoiman käyttö on sen sijaan vähentynyt lähinnä Fukushima onnettomuuden (v. 2011) seurauksena. Kannattaa huomata, että sekä bioenergian että aurinkoenergian käyttö kasvoi yhtä paljon kuin hiilienergian käyttö, mutta tuulivoiman käyttö kasvoi nopeimmin.



Kuva 1.2.6. Muiden energialähteiden käytön muutos vuosina 2010–2021 (EJ, BP Energy Statistics).

Tuulivoiman kasvu on ollut nopeampaa kuin öljyn käytön kasvu eli 1,3–1,7 EJ/a (Kuva 1.2.7). Myös aurinkoenergian kasvu on ohittanut öljyn kulutuksen kasvun viimeisten viiden vuoden aikana. Bioenergian kasvu on puolestaan ollut suunnilleen yhtä nopeaa kuin öljyenergian kasvu (0,9 EJ/a).



Kuva 1.2.7 Muiden energialähteiden muutokset vuodessa (EJ/a, BP Energy Statistics).

Tuuli- ja aurinkoenergian kasvavat yhdessä nyt noin 3 eksajoulea vuodessa. Tällä vauhdilla niiden osuus nousee kymmenessä vuodessa nykyisestä 4,5 prosentista noin kymmeneen prosenttiin. Tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon kasvu on ollut eksponentiaalista ja kaksinkertaistunut viidessä vuodessa, joten viiden vuoden päästä niiden osuus voisi olla jo 9 %, kymmenen vuoden päästä 18 % ja 15 vuoden päästä 36 % primäärienergiasta. Olemme keskellä suurta murrosta, jolloin tuuli- ja aurinkoenergiasta on tulossa maailman tärkeimmät energialähteet jo vuonna 2035.

Primäärienergian kulutus on kasvanut vuodesta 1990 vuoteen 2021 mennessä noin 251 EJ (Taulu 1.2.1). Kasvusta 75 EJ on ollut maakaasua ja 67 EJ kivihiiiltä. Vuoden 2000 jälkeen suurin kasvu on kohdistunut muihin lähteisiin (34 EJ) ja kaasuun (32 EJ). Vuodesta 1990 lähtien öljyn osuus on pienentynyt 8 prosenttiyksikköä ja muiden lähteiden osuus on noussut 5 prosenttiyksikköä. Muutos pois fossiilisista lähteistä on alkanut.

Taulu 1.2.1 Maailman primäärienergia kulutus (EJ/a)

Lähde	Kulutus EJ/a			Kasvu EJ			Osuudet			Muutos		
	1990	2000	2021	90-00	2000-21	Yht.	1990	2000	2021	90-00	2000-21	Yht.
Öljy	135	172	184	37	12	49	39 %	34 %	31 %	-5 %	-3 %	-8 %
Kaasu	70	114	145	44	32	75	20 %	22 %	24 %	2 %	2 %	4 %
Hiili	93	151	160	58	9	67	27 %	30 %	27 %	3 %	-3 %	0 %
Muut	45	71	105	26	34	60	13 %	14 %	18 %	1 %	4 %	5 %
Yhteensä	344	509	595	165	86	251	100 %	100 %	100 %			

2 TAISTELU ÖLJYSTÄ

2.1 John D. Rockefeller ja Standard Oil

Ehkäpä merkittävin liikemies öljyn alkuajalta oli **John D. Rockefeller**, joka oli syntynyt 1839 New Yorkin valtion Richfordissa. Hän oli perustanut pienen sekatavarakaupan, jossa hän myi muiden tavaroiden ohella lamppuöljyä.

Rockefeller kiinnostui öljystä ja myi vuonna 1865 sekatavarakauppansa ja liittyi osakkaaksi pieneen **Samuel Andrews**in perustamaan öljynjalostamoon. Yhtiön ensimmäisen jalostamon nimeksi tuli Rockefeller & Andrews. Samaan aikaan USA:ssa oli satoja pieniä jalostamoita, jotka kilpailivat keskenään. Rockefellerin tavoitteena oli yhdistää jalostamot päästäkseen sanelemaan ehtonsa öljyntuottajille raakaöljyn hinnasta ja junayhtiöille rahdeista.

Rockefeller sai yhtiön rahoittajaksi **Henry M. Flangerin**, joka toi yhtiöön pääomaa 70.000 dollaria. Yhtiön nimi muutettiin samalla Rockefeller, Flanger & Andrews-nimiseksi. Vuonna 1875 hän sai lopulta aikaan jalostamojen yhteenliittymän, jonka nimeksi tuli **Standard Oil Company**. Se jalosti 4 % Yhdysvaltojen raakaöljystä.

Rockefeller osti maan ensimmäiset junankuljetukseen sopivat säiliövaunut ja teki niiden avulla edullisia kuljetussopimuksia New York Central Railwayn kanssa. Tämän ansiosta hän pystyi tekemään edullisempia tarjouksia kuin kilpailijansa ja vuonna 1879 hän oli saanut valvontaansa suurimman osan Yhdysvaltojen öljynjalostuksesta ja öljykuljetuksista.

Vuonna 1882 Rockefellerin lakimiehet keksivät hallintamuodoksi Trustin. Trusti tarkoitti yhdeksää uskottua miestä, joille yhtymän osakkaat luovuttivat valtansa ja joiden puheenjohtajana toimi Rockefeller. Samalla Standard Oilista tuli maailman suurin öljy-yhtiö ja käytännössä USA:n öljyalan monopoli, jonka alkupääoma oli 70 miljoonaa dollaria. Vuonna 1911 Standard Oililla oli hallussa 64 % USA:n öljynjalostuksesta ja se pilkottiin 34 pienemmäksi yhtiöksi Yhdysvaltain korkeimman oikeuden päätöksellä. Vuonna 1910 Rockefellerin omaisuus oli noin kaksi miljardia dollaria, joka vastasi nykyrahassa ostovoimaltaan noin 65 miljardia dollaria.

Standard Oilin taru ei päättynyt siihen, koska kaikki nämä 34 erillistä yhtiötä myivät enemmistöosuuden **Standard Oil of New Jerseylle**, jonka johdossa oli Rockefeller. Yhtiöstä tuli entistä mahtavampi ja käytännössä sen palveluksessa oli useita senaattoreita ja vuonna 1920 jopa presidentti, kun senaattori **Warren G. Harding** oli valittu Yhdysvaltain presidentiksi Rockefellerin rahan voimalla. Ulkoministeriksi tuli Standard Oilin johtaja **Hughes**, josta tuli samalla Rockefellerin etujen valvoja Yhdysvaltain hallituksessa.

USA säilyi pitkään öljyn päätuottajana maailmassa ja se tuotti vuonna 1913 noin 34 miljoonaa tonnia (63 %) koko maailman 54 miljoonasta raakaöljytonnista. Vielä vuonna 1938 USA:n osuus oli 165 miljoonaa tonnia (61 %) maailman 271 miljoonasta raakaöljytonnista. Vuonna 1938 USA kulutti 58 miljoonaa tonnia (67 %) koko maailman tarvitsemasta 86 miljoonasta bensiinitonnista. USA oli myös autoteollisuuden suurvalta ja vuonna 1940 USA:ssa valmistettiin 3,8 miljoonaa autoa.

2.2 Deterding, Samuel ja Royal Dutch Shell

Wilhelm Deterding syntyi Hollannissa vuonna 1866 kapteenin poikana. Vuonna 1888 hän pääsi kirjanpitäjäksi Intiassa toimivan hollantilaisen yhtiön haaraliikkeeseen. Siellä hän tapasi tohtori **I. B. August Kesslerin**, Royal Dutchin johtajan. Yhtiö oli perustettu vuonna 1890 ja se oli aloittanut öljynporaukset Langkartin öljykentillä Sumatralla. Kessler luotti Deterdingiin ja valitsi hänet yhtiössä merkittävään asemaan.

Kesslerin kuoltua Deterdingistä tuli vuonna 1901 yhtiön johtaja ja vuonna 1902 Royal Dutchin pääjohtaja. Deterding sai aikaan sen, että Royal Dutch ja venäläiset perustivat **Asiatic Oil Companyn** valvomaan kaikkien yhteisiä etuja. Myös Standard Oil kiinnostui Sumatran öljylähteistä ja tarjoutui ostamaan ne Royal Dutchilta. Deterding löysi liittolaisekseen lontoolaisen liikemieheen, **Marcus Samuelin**.

Marcus Samuel oli syntynyt oikeauskoisen juutalaisen poikana Whitechapelissa vuonna 1853. Hänestä tuli kuljetusfirman omistaja, jolla oli yksi pieni höyrylaiva ja myöhemmin pieni laivasto. Hän rahtasi tavaroita Itä-Aasiasta Englantiin. Hän aloitti ensin Venäjän öljyn kuljettamisen sivutyönään. Pian alkoivat hänen laivansa kuljettaa myös öljyä Aasiasta Englantiin. Hän maalautti tankkilaivojensa kylkeen simpukan (shell) kuvan ja alkoi myydä öljyä myös Intiassa ja Japanissa.

Vuonna 1907 yhdistettiin Royal Dutch ja Shell Transporter Company toisiinsa ja syntyi **Royal Dutch Shell**. Yhtiön pääkonttori sijoitettiin Lontooseen, jolloin saatiin Iso-Britannian tuki mahdollisissa selkkauksissa muiden valtioiden kanssa ja ennen kaikkea Rockefellerin Standard Oilia vastaan käytävissä taistelusta öljystä.

Heti alkajaiseksi Rockefeller asetti kaikki Royal Dutch Shellin säiliölaivat saartoon. Hän oli vuokrannut kaikki Aasiassa olevat tankkilaivat ja seisotti niitä kotisatamissaan. Näin Shell ei saanut kuljetettua Aasian öljyä Eurooppaan.

Öljysota alkoi sitten Kiinassa, joka oli lähellä Deterdingin öljylähteitä ja kaukana Yhdysvalloista. Yhdysvallat oli aluksi ollut Kiinan markkinoiden valti ja lahjoittivat kiinalaisille miljoona öljylamppua ja myivät lamppeja alennushintaan saadakseen kiinalaiset öljyn käyttäjiksi. Deterding myi kuitenkin öljyä halvemmalla ja näin kiinalaiset polttivat Deterdingin öljyä Rockefellerin öljylampuissa. Myös Standard Oil alensi hintojaan ja hintasota jatkui useita vuosia. Samalla amerikkalaiset menettivät enemmän rahaa suurempien rahti- ja palkkakustannusten ansiosta. Vuonna 1911 hintasota loppui ja Englanti ja USA jakoivat Aasian markkinat keskenään.

Kun rauhanteosta oli kulunut vuosi, Rockefeller perusti Rotterdamiin Standard Oil of New Jersey'n tytäryhtiön, American Petroleum Companyn. Se alkoi etsiä öljyä Hollannin siirtomaista Sumatralta ja Jaavalta. Se ei johtanut suurempiin saavutuksiin. Ensimmäisen maailmansodan loppumisen jälkeen Standard Oil korotti hintoja USA:ssa ja sai vastaansa Deterdingin, joka kustansi USA:ssa mainoskampanjoita Standard Oilia vastaan. Royal Dutch Shell aloitti myös öljyn myynnin ja öljyn etsinnän USA:ssa. Vuonna 1914 Deterding perusti Oil Field of California Ltd:n ja vuonna 1915 Roxana Petroleum of Oklahoman ja lopuksi Shell Corporation of Californian ja Shell Union Oil Companyn.

Standard Oilin monopoli jäi historiaan, kun Deterding perusti jalostamoita New Wood Riveriin, East Chicagoon, Wilmingtoniin ja St. Louisiin. Kentiltä rakennettiin myös putkijohtoja Oklahomaan ja Chicagosta Keski-Lännen kautta Kaliforniaan. Vuonna 1932 tuottivat Deterdingin kentät Amerikoissa jo noin 5 miljoonaa tonnia öljyä vuodessa.

2.3 Venezuelan öljykentät

Deterding siirtyi myös kehittämään Venezuelan öljykenttiä, jotka olivat USA:n jälkeen Amerikoiden rikkaimmat. Hän perusti maahan Venezuela Oil Concession-nimisen toiminimen. Vuonna 1922 säädettiin uusi vuorilaki, joka vapautti yhtiöt kaikista veroista. Vain maasta viedystä öljystä maksettiin 10 % tullia. Sen lisäksi hallituksen piti saada myös 7,5 % maasta nostetun öljyn arvosta. Samalla hallitus lupasi rakentaa maahan teitä.

Maata hallitsi kenraali **Juan Vincente Gomez** vuodesta 1908 alkaen. Hän sai kansalta lisänimen ”Presidente De las carreras”, Tiepresidentti, koska hän rakennutti maahan öljy-yhtiöiden tarvitsemia teitä. Hänen onnistui rikastua myös tuhansien eläimien karjalaumoilla, jotka laidunsivat valtion mailla. Se oli kuitenkin pientä verrattuna siihen, mitä hän sai öljymiehiltä. Elinaikanaan Gomez pystytti maahan patsaan, jossa oli kiveen hakattuna ”*Viva Gomez y adelante!, Eläköön Gomez ja Eteenpäin!*”

Gomez rakennutti öljytuloilla myös itselleen asuinkapungiksi Maracaibon, joka oli 300 km päässä Maracasista eli virallisesta Venezuelan pääkaupungista. Gomezin koko hoviseurue muutti sinne loistoautoineen. Maracaibon järven luota lähtivät puolestaan öljykuljetukset Curacaon ja Aruban saariin, joissa oli Deterdingin öljynjalostamot. Curacaossa oli töissä 12.000 Shell-yhtymän työntekijää ja toimihenkilöä. Se oli yksi tärkeimmistä Englannin maailmanvallan tukikohdista ja samalla Alankomaiden siirtomaa.

Vaikka Curacao ja Aruba rikastuivat huimasti, Venezuelan kansa säilyi köyhänä. Vaikka maassa oli teitä, niissä kulki harvoin autoja. Bensiini maksoi liian paljon Curacaosta ostettuna. Maracaibossa oli 75.000 asukasta, mutta sieltä puuttuivat vesijohdot ja viemärit vuonna 1926. Vesi haettiin vanhoilla bensinikanistereilla autojen pesupaikoilta ja kuljetettiin aasien selässä koteihin.

Vuonna 1935 kenraali Juan Gomez kuoli ja levottomuudet alkoivat. Kansan raivo kohdistui erityisesti Gomezin yli sataan aviottomaan lapseen, jolle Gomez oli lahjoittanut omaisuuksia. Diktaattorin serkku ammuttiin kuoliaaksi. Öljymaakunta Zulianin kuvernööri karkotettiin ja uusi presidentti, kenraali **Eleazar Lopez Contreras** otti hänen virkansa haltuunsa. Gomezin yksityisomaisuudesta takavarikoitiin 22,5 miljoonaa dollaria.

Contrerasin aikana Venezuelan öljyntuotanto kasvoi vuonna 1938 noin 28 miljoonaan tonniin vuodessa. Tästä määrästä Deterding tuotti noin 30 %. Venezuelasta oli tullut USA:n ja Neuvostoliiton jälkeen maailman kolmanneksi tärkein öljyntuottajamaa. Contreras onnistui parantamaan maan valuutan kurssin arvoa noin 20 %, joka myös lisäsi Venezuelan saamia öljytuloja.

2.4 Neuvostovenäjän öljy

Kaukasian öljyalueet joutuivat Venäjän tsaarien valtaa vuonna 1859. Sinne oli heti vuoden 1917 vallankumouksen jälkeen perustettua Terenkinin-Dagestanin hallitus, joka yritti säilyttää öljykentät hallinnassaan. Donin seudulta eteni vuonna 1919 **kenraali Anton Denikin**in armeija, joka miehitti koko Pohjois-Kaukasian. Etelä-Kaukasia oli turkkilaisten poistuttua puolestaan englantilaisten hallinnassa. Denikinin joukot kärsivät tappioita Etelä-Venäjällä ja joutuivat poistumaan myös Pohjois-Kaukasiasta. Myös englantilaiset joutuivat poistumaan alueelta ja vuonna 1920 Kaukasia oli bolsevikkien hallussa.

Standard Oil aloitti neuvottelut Moskovon kanssa ja osti ensin 500.000 tonnia valopetrolia ja 800.000 tonnia raakaöljyä Kaukasiasta tytäryhtiönsä **Vacum Oilin** kautta vuonna 1925. Neuvostoliiton kauppavaltuuskunta, **Amtorg Trading Co** avasi toimiston New Yorkissa. Pohjois-Amerikan Rautatieyhtiö aloitti sähköratojen rakentamisen lähelle Groznia ja Bakun öljykentille.

Lisäksi amerikkalaiset rakensivat 200 öljysäiliöitä, joihin Neuvostoliiton öljy varastoititiin edelleen kuljetettavaksi. Uusia putkijohtoja rakennettiin 2000 km ennen vallankumousta olleiden 1000 km lisäksi vuoteen 1933 mennessä. Ennen vallankumousta öljykentillä työskenteli 8000 miestä ja 1930-luvulla heitä oli 80.000. Bakussa rakennettiin poraustorneja ja Bakusta Batumiin öljyjohtoja, joilla öljyä pumpattiin laivoja varten rakennettuihin säiliöihin. Nyt amerikkalaisten poraustekniikalla päästiin uusiin syvyyksiin. Neuvostoliiton öljyntuotanto kasvoi vuoden 1922 tuottamasta kuudesta miljoonasta tonnista 22 miljoonaan tonniin vuonna 1931 ja samalla toiseksi suurimmaksi tuottajaksi ohi Venezuelan.

Venäjän tärkeimmät öljynvientimaat olivat Espanja, Italia ja Ranska. Ranskaan vietiin 500.000 tonnia öljyä vuonna 1927, kun Neuvostoliiton oma bensiininkulutus oli vain 800.000 tonnia. Maan autoistuminen ei ollut vielä alkanut. Vuonna 1938 Neuvostoliiton bensiininkulutus oli noussut jo kolmeen miljoonaan tonniin ja se käytti bensiiniä yhtä paljon kuin Ranska ja Saksa. USA ja Britannia olivat kaksi tärkeintä bensiinin käyttäjämaita, joiden osuudet bensiinistä olivat 58 ja 5 miljoonaa tonnia.

2.5 Persian eli Iranin öljy

Persian öljyntuotannon alkuna voidaan pitää insinööri **William Knot d’Arcun** sitkeää etsintätyötä öljyn löytämiseksi Persian alueelta. Hän oli kokenut malmien ja öljyn etsijä, joka oli tutkinut aiemmin Australian esiintymiä. Hän vaelteli maata ristiin rastiin vuosia. Hän lähti liikkeelle Persianlahdelta ja vaelsi Araratin vuorten juurelle, mutta ei löytänyt öljyä.

Pian hän onnistuu saamaan shaahi **Nassredin** antamaan hänelle virallisen toimiluvan ja pitää sen nojalla löytämänsä öljyn itsellään ja jälkeläisillään 66 vuoden ajan. Sen lisäksi paperissa määriteltiin, että Persia saa pienen osan öljyn tuottamista voitoista.

D’Arcu matkusti Kairoon, jossa hänen hotellihuoneensa tutkittiin perusteellisesti tarkoituksena löytää etsintälupa. Hänelle tarjottiin toimiluvasta myös kuusi miljoonaa puntia, mutta hän ei myynyt. Hän tapasi laivassa matkalla Amerikkaan erään lähetysaarniajan, joka kysyi voisiko D’Arcu luovuttaa toimilupansa kirkolle. Silloin se tulisi lähetystyön hyväksi, jolloin lupa tuottaisi rauhaa, kun pörssimiesten hallussa se aiheuttaisi sotia. Juuri ennen laivan saapumista Amerikkaan hän luovutti toimilupansa tälle ”kirkon miehelle”, joka paljastui myöhemmin olevan Englannin turvallisuuspalvelun, Intelligence Servicen, vakooja **Sidney Reilly**. Näin lupa päättyi Englannin valtiolle, josta alkoi Englannin öljyvaltakausi Iranissa.

Heti kun paperi päättyi Lontooseen, siellä perustettiin 1909 **Anglo-Persian Oil Co.** Sen osakepääomasta Englannin valtio merkitsi 56 %. Vuonna 1913 Anglo-Persian Oil tuotti öljyä 80.000 tonnia ja vuonna 1938 jo noin 10 miljoonaa tonnia. Se nousi silloin neljänneksi suurimmaksi tuottajaksi USA:n, Venäjän ja Venezuelan jälkeen. Vuonna 1939 sillä oli 93 omaa säiliölaivaa. Abadaniin, Persianlahden pohjukkaan, kohosi oma öljynjalostamo, joka oli siihen aikaan maailman suurin.

Persian shaahiksi kohosi **Reza Pahlavi** (1878–1944) vuonna 1925, josta tuli Pahlavin dynastian perustaja. Hän alkoi syyttää Anglo-Persian yhtiötä tilinpäätösten väärentämisestä ja vaati yhtiöltä 200 miljoonaa puntia. Vuonna 1932 hän julisti myös d’Arcun tekemän sopimuksen mitättömäksi. Uusi sopimus tehtiin 1933 ja sen mukaan Anglo-Persian toimilupa käsitti koko Persian asemasta enää vain 100.000 neliömailia. Lisäksi Iranille piti maksaa 20 % voitosta. Näin Iran pääsi myös tienaamaan maansa öljystä, jolloin Iranin saamat maksut nousivat viiteen miljoonaan puntaan vuodessa. Niillä rahoilla Iraniin rakennettiin muun muassa rautateitä Teheranista rannikolle ja pohjoiseen Venäjän rajalle asti. Rata avattiin vuonna 1937. Samalla Iran pääsi osalliseksi maan runsaisiin mineraaliarteisiin, joita ovat rauta, nikkeli, kupari, hopea ja kulta.

Vuonna 1935 Anglo-Persian Oil Company muutti nimensä **Anglo-Iranian Oil Company**:ksi. Vuonna 1954 se vaihtoi nimensä **British Petroleum Company**:ksi. Se on edelleen yksi maailman suurimmista öljy-yhtiöistä. Se on ylläpitänyt eri energianlähteiden tilastointia vuodesta 1965 lähtien ja niitä on tässäkin kirjassa käytetty parhaina saatavissa olevina energiatilastojen lähteinä.

2.6 Kaksoisvirranmaan ja lähiseudun öljylähteet

Jo Aleksanteri Suuren aikana kerrottiin Kaksoisvirranmaan maassa olevasta nestemäisestä tulesta. Anglo-Persian Oil Company laajensi etsintöjään tännekin. Vuonna 1912 perustettiin Turkin öljy-yhtiö, josta puolet omisti Turkin valtio, 25 % Saksan valtionpankki ja 25 % Royal Dutch Shell. Yhtiö sai oikeudet etsiä öljyä Mosulin ja Bagdadin seuduilta. Kesäkuussa 1914 Anglo-Persian Oil otti haltuunsa Turkin osuuden ja sai näin 75 % osuuden Turkin öljy-yhtiöstä. Ne joutuivat kuitenkin pian Ranskan vaikutuspiiriin.

Englanti puolusti etujaan ja lähetti Irakiin **Miss Gertrude Lowthia Bellin**, joka sai aikaan sen, että Irakin kuninkaaksi valittiin **sheikki Feisal**, joka puolestaan luovutti Irakin tärkeimmät toimiluvat Englannille. Vuonna 1919 päätettiin, että Ranska sai Irakista Saksan osuuden.

Turkin johtajaksi nousi **Kemal Pasha** (1881–1938), joka hallitsi Turkkiä Ankarasta, kun Konstantinopoli oli liittoutuneiden hallinnassa. Syyskuussa vuonna 1922 Kemal Pashan joukot saapuivat Smyrnaan, joka oli kreikkalaisten hallinnassa. Smyrna poltettiin syyskuussa ja palossa kuoli ehkä noin 100.000 ihmistä.

Lokakuussa 1922 solmittiin Mudanin aselepo, jonka mukaan Kreikka velvoitettiin ottamaan vastaan kaikki Vähä-Aasian armenialaiset. Näistä noin kahdesta miljoonasta armenialaisesta kuoli puoli miljoonaa jo matkalla Smyrnaan tai Smyrnassa ollessaan. Kaiken takana olivat Irakin ja Mosulin öljylähteet, jotka Mudanin sopimuksen mukaan Englanti sai oikeuden pitää joukkoja maassa ja Mosulin ja Bagdadin öljykentät hallinnassaan.

Marraskuussa 1922 Feisalin joukot marssivat Englannin komennossa Mosuliin ja ajoivat turkkilaiset pois kaupungista. Kansainliitto määräsi vuonna 1926, että Mosul luovutetaan Irakille. Sen jälkeen alkoivat Mosulin ja Kirkukin kurdialueilla öljyn poraukset ja sieltä rakennettiin öljyputkia Välimerelle. Öljy pumpattiin Haifaan, koska Palestiina oli Englannin mandaattialuetta vuodesta 1922 lähtien.

Vuonna 1933 alkoivat Irakin öljyputkien rakennustyöt. Pääterminaali oli Persian lahden pohjukassa oleva Basra. Toinen terminaali oli Jordanian Haifa, joka avattiin tammikuussa 1935. Vuonna 1938 öljyä tuotettiin jo 4,5 miljoonaa tonnia vuodessa ja Irak nousi kahdeksanneksi suurimmaksi öljyntuottajaksi.

Eivät Irakin sodat siihen loppuneet. Öljyä tuotettiin historialliselta Kurdialueelta, jossa taistelut jatkuvat edelleen. Kurdistan haluaisi olla itsenäinen valtio, mutta se olemassaoloa ei koskaan ole tunnistettu.

2.7 Arabian öljy

Keväällä 1913 Osmannien valtakunta paloiteltiin Lontoon rauhankonferenssissa. **Sheikki Ibn Saudin** (1875–1953) valloitti sen jälkeen 30.000 asukkaan Hufufin, joka oli Hasan maakunnan kaupunki. Se hallitsi Persian lahdelta Mekkaan vievää karavaanitietä. Hufufissa asui myös maakunnan kuvernööri, joka luovutti koko Hasan Ibn Saudin hallintaan. Samalla Ibn Saudille avautui tie Persianlahdelle, joka oli yksi tärkeimmistä Englannin hallitsemista meristä.

Britit halusivat Ibn Saudin mukaan taistelemaan Mesopotamian (Irakin) öljystä. He huomasivat pian, että Ibn Saud oli isänmaallinen ja taipumaton mies, joka asetti isänmaansa edun kaiken muun edelle. Britit houkuttelivat Saudia marssimaan Damaskokseen, mutta Saud ei siihen suostunut. Sopimusten mukaan Ranska, Englanti ja Venäjä halusivat jakaa Lähi-Idän maat keskenään. Englanti valloitti Jerusalemin ja jätti sinne joukkoja. Kun Mekan sheriffi **Hussein Ibn Ali** huudatti itsensä kalifiksi 1924, Saud karkotti Ibn Alin maasta vastoin Lontoon tahtoa. Vuonna 1924 Saudilla oli Islamin hengellinen ylivalta, mutta häneltä puuttui vielä aineellinen valta toteuttaakseen vanhan uskomuksen yhtenäisestä Arabian valtakunnasta.

Ennen öljyn löytymistä Bahrainin saaret oli julistettu itsenäisiksi Britannian suojeluksessa olevaksi valtioksi. Saudien ja englantilaisten välille tehtiin liittosopimus vuonna 1927 ja siinä tunnustettiin Bahrainin saarten itsenäisyys.

Kun Arabiaan saapui öljynetsijänä tunnettu **majuri Holmes**, hän otaksui, että Persia 3öljykentät jatkuivat Persian lahden lounaispuolelle. Talvella 1931 hän löysi öljyä Bahrainin saarilta, jotka sijaitsivat Persian lahden länsirannalla Hasan pohjoispuolella. Majuri Holmes alkoi etsiä löytämilleen kentille investoijia ja löysi amerikkalaiset, jotka saapuivat Bahrainiin vuonna 1932. Vuonna 1938 tuotanto kohosi jo yhdeksään miljoonaan tonniin ja Saudi Arabiasta tuli viidenneksi suurin raakaöljyn tuottaja. Koska Bahrain oli Englannin hallinnassa, siellä vaadittiin, että 70 % saarten valkoisista toimihenkilöitä tuli olla brittejä ja ensin tuli täyttää englantilaisten tukikohtien öljyntarve.

Holmes aloitti etsinnät myös Hasassa ja Kuwaitissa. Hän löysikin vuonna 1934 kaikista rikkaimmat esiintymät Hasan seuduilta. Ibn Saud oli jo riittävän voimakas sanellakseen ehtonsa oman maansa eduksi. Tämän alueen toimilupa annettiin **Standard Oil of Californialle**, joka maksoi Saudille viisi shillinkiä öljytonnilta ja 40 % nettovoitosta. Persiassa shaahi Reza Pahlavi sai vain 20 % nettovoitosta.

2.8 Toisen maailmansodan alku 1939

Toinen maailmansota alkoi, kun Saksa ja Neuvostoliitto aloittivat Puolan valtauksen syyskuussa 1939, jonka jälkeen Englanti julisti sodan Saksalle. Nyt käynnissä oli moottoroitu sota, jossa tarvittiin runsaasti öljyä. Englanti toi vuonna 1938 öljyä 13 miljoonaa tonnia, josta noin kahdeksan miljoonaa tonnia käytti Englannin laivasto. Kuitenkin laivat ottivat öljynsä myös suoraan Lähi-Idän öljysatamista. Tieliikenteen tarpeisiin käytettiin noin viisi miljoonaa tonnia bensiiniä, joka oli pääasiassa tuontitavaraa. Britannialla oli hallussaan noin kolmen miljoonan tonnin säiliölaivakapasiteetti, jonka avulla öljy tuotiin Englantiin.

Saksalla ei ollut hallussaan huomattavia öljykenttiä, joten se turvautui tuottamaan tarvitsemansa öljyn pääasiassa hiilestä. Noin puolet sen tarvitsemasta bensiinistä tuotettiin Leunan tehtaissa. I. G. Farben louhi ruskohiiltä noin 30 miljoonaa tonnia vuodessa. Hiili jauhettiin pölyksi, jonka päälle suihkutettiin öljyä ja katalysaattorinestettä. Syntynyt tahnaa syötettiin 15 tonnia tunnissa uuniin, jossa se kuumennettiin 200 ilmakehän paineessa kaasuksi. Sinne syötettiin samalla myös vetyä, jonka ansiosta alkoi muodostua bensiiniä (62 %), dieselöljyä (26 %) ja puhdasta kaasua (10 %). Vetyä puolestaan tehtiin Winklerin menetelmällä syöttämällä höyryä koksiin sekaan, jolloin vedessä oleva vety pelkistyi.

Saksan mekanisoidun armeijan koneteho oli noin 60 miljoonaa hevosvoimaa. Siihen kuului kuorma-autoja, panssarivaunuja, lentokoneita, laivoja ja sukellusveneitä. Yhden tunnin aikana saattoi kuluja 20.000 tonnia polttoaineita eli jopa 0,5 miljoonaa tonnia vuorokaudessa. Kulutus oli niin suurta, että jatkuvaan sotaan Saksa ei olisi pystynyt, mutta viikon tai kahden hyökkäykseen kylläkin, jolloin polttoainetta kuluisi korkeintaan neljä miljoonaa tonnia. Saksan raakaöljy tuli pääasiassa Romaniasta, joka tuotti vuonna 1938 noin 7 miljoonaa tonnia raakaöljyä.

Myös Englanti oli haavoittuva, koska se tarvitsi suuret määrät öljyä, jota tuotiin sen omilla tankkilaivoilla. Näin yksi Saksan sodan tarkoitus oli upottaa sukellusveneillä sinne öljyä tuovat tankkilaivat. Sen vuoksi Saksalla oli suuri sukellusvenelaivasto.

Suomea sota kosketi marraskuun lopussa, kun puna-armeija hyökkäsi Suomeen. Joulukuun toisena päivänä Shellin tankkeri teki täyskäännöksen Kruunuvuoden selällä, kun sen piti tuoda öljyä Helsingin öljyvarastotankkeihin. Se oli shokki, koska Suomi oli sodan alkaessa maa, joka oli täysin ulkomaisen öljyntuonnin varassa. Shell oli toiminut Suomessa vuodesta 1929 alkaen. Vuonna 1928 Suomessa aloitti myös yhdysvaltalainen Gulf. Vielä sitäkin ennen Suomessa toimi yhdysvaltalainen Standard Oil of New Jersey, joka yhdistyi vuonna 1920 Nobel Öljyntuonti Osakeyhtiön kanssa.

Sodan aikana bensiini pääsi loppumaan myös Suomessa ja kaikki jäljellä ollut öljy säästettiin armeijan tarpeisiin kuorma-autoja, traktoreita, lentokoneita ja panssarivaunuja varten. Siviililiikenteessä jouduttiin turvautumaan häkäpönttöautoihin. Häkäpöntössä kaasutettiin puuta, josta johdettu kaasu vietiin sen aikaisiin matalaviritteisiin polttomoottoriautoihin. Näitä häkäpöntöllä käyviä busseja oli liikenteessä vielä 1950-luvulla, kun maassa ei ollut tarpeeksi valuuttaa öljyn ostoon. Sodan kuljetukset hoidettiin suureksi osaksi myös hevosilla, jotka vetivät tykkejä ja soppakannuja rintamalla.

Yksi toisen maailmansodan syistä taisivat olla myös Kaspienmeren öljykentät, joita Hitler havitteli itselleen. Ainakin se oli yksi syy sodalle Neuvostoliittoa vastaan. Neuvostoliitossa oli toki öljyä myös Siperiassa.

3 TAISTELU OMASTA ÖLJYNJALOSTAMOSTA

3.1 Neste Oy

Suomi selvisi sodasta ilman omaa öljynjalostamoaa, mutta kun bensiini tuonti väheni 250.000 tonnista 150.000 tonniin vuodessa, osa bensiinin tarpeesta korvattiin häikäpöntöillä. Öljyn tuonti jatkui Petsamon kautta sodan välivuosina. Puu korvasi myös lämmityksen Helsingissä, jossa Hakaniemessä oli suuret halkovarastot.

Öljynjalostamon suunnittelu alkoi Shellin aloitteesta 1939, mutta se ei päässyt pitkälle ennen sodan alkamista. Sodan päätyttyä Suomen oli vaikea saada öljyä, koska markkinat oli jaettu Standard Oilin ja Shellin kesken eikä kumpikaan niistä antanut luottoa öljyn ostoon. Suomeen tuotiin vuonna 1945 bensiiniä Venäjältä ja Itämerellä käytiin vielä sotaa ja Suomi oli voittajavaltioiden kontrollissa.

Öljy-yhtiö Gulf sen sijaan lupasi ensimmäisenä yhtiönä Suomen tytäryhtiölleen vuonna 1946 luottoa öljyn ostoa varten, mutta luoton ehtona oli, että se pidetään salassa. Gulf kärsi kuitenkin näiden muiden yhtiöiden vastatoimista muilla markkinoilla.

Ensimmäisenä toimenpiteenä sodan jälkeen rakennettiin Naantaliin Tupavuoren öljyvarasto vuonna 1947. Sen rakentamista johtivat **eversti Väinö Vartiainen** (1898–1973) ja **filosofian tohtori Albert Sundgren** (1903–1970). Sundgren oli suorittanut korkeakouluopintonsa Belgiassa ja Ranskassa. Hän valmistui diplomi-insinööriksi Strasbourgin Teknillisessä Korkeakoulussa vuonna 1926. Hän oli työskennellyt myös öljynjalostamon teknillisenä johtajana Belgiassa 1930-luvulla. Sodan jälkeen hän työskenteli mm. VTT:n Polttoainelaboratorion johtajana ja sai vuonna 1952 professorin arvonimen.

Vuonna 1948 perustettiin Neste Oy, jonka osakepääomasta merkitsi Suomen valtio 60 %, Alko 40 % sekä nimelliset kolme osaketta merkitsi Imatran Voima Oy. Yhtiölle muodostettiin hallintoneuvosto ja hallitus. Johtokunnan puheenjohtajaksi tuli eversti Väinö Vartiainen ja jäseniksi kauppa- ja teollisuusministeriön kansliapäällikkö **Reino R. Lehto** ja Alkon edustajana pidettiin puolestaan vuorineuvos **Hubert Ingmannia**, joka toimi aluksi johtokunnan puheenjohtajana.

3.2 Naantalın jalostamo

Nesteen hallitukseen kuulunut Sundgren oli laatinut muistion ”*Raakaöljyn puhdistamosta ja sen suunnittelun perusteista*”. Oli ilmeisen selvää, että Suomi tarvitsi oman öljynjalostamon, joka voisi ostaa öljyä suoraan niiden tuottajilta käyttämättä suuria yhtiöitä välikäsinä. Tarvittiin myös oma tankkilaivasto, joka pystyisi noutamaan Suomen tarvittavan öljyn, koska suuret öljy-yhtiöt hallitsivat myös tankkilaivastoja.

Lähtölaukauksen oman jalostamon suunnittelulle antoi **Urho Kekkosen** tammikuussa 1951 valittu hallitus, joka antoi määrärahan öljynjalostamon suunnittelua varten. Sundgren ja

Kauppa- ja teollisuusministeriön ylijohtaja **Uolevi Raade** (1912–1998) lähtivät tutustumismatkalle Ranskan jalostamoihin. Vuonna 1954 muodostettiin jälleen uusi punamultahallitus, jonka pääministeriksi tuli jälleen Urho Kekkonen. Jalostamohanke tuli tämän uuden Kekkosen-Leskisen hallituksen hallitusohjelmaan. Kun Neste Oy:n jalostamohanke ja Typpi Oy:n tehtaiden laajennus kytkettiin yhteen, jalostamon taakse saatiin eduskunnan enemmistö.

Hanketta vastustivat eduskunnassa kokoomuslaiset ja ruotsalaiset. Puunjalostusteollisuus ja Yhdyspankin pääjohtaja **Göran Ehrnrooth** (1905–1996) olivat hanketta vastaan. Ehrnroothin vastustuksen syynä oli heidän omistamansa oma öljyntuontiyhtiönsä, Petko. Jalostamosta tulisi sille paha kilpailija. Ehrnrooth oli myös mukana puunjalostusteollisuuden yhtiöissä hallituksen puheenjohtajana. Teollisuus pelkäsi valtion monopolia ja korkeita öljyn hintoja.

Jalostamon hankinta

Heti vuoden 1955 alussa Raade matkusti Vartiaisen ja Sundgrenin kanssa Moskovaan, jossa **Technoexport** halusi antaa Nesteelle tarjouksen öljynjalostamosta. Helmikuussa 1955 Neste Oy:n toimitusjohtajaksi valittiin Uolevi Raade. Raaden johdolla Moskovaan lähetettiin vastauskirje, jossa kerrottiin, että heidän jalostamonsa 73-oktaaninen bensiini ei täyttänyt Suomen autoliikenteen tarpeita.

Naantalın jalostamon suunnittelijaksi halusi myös amerikkalainen **Lummus Co**, joka oli yhtiöiden **Combustion Engineering** ja **Babcock & Willcox**-yhtiön suunnittelutoimisto. Lummus oli raskaan sarjan jalostamosuunnittelija, jolla oli myös useita jalostamon toimintaan liittyviä patentteja. Lisäksi sillä oli USA:n hallinnon tuki teknologian siirrosta Suomeen. Vientilisenssin ehtona oli, että amerikkalaista teknologiasta ei kerrottaisi mitään venäläisille. Laitoksen tuotteita ei saisi myöskään myydä sinne. Neste teki toukokuussa 1955 sopimuksen Lummuksen kanssa Naantalın jalostamon suunnittelusta ja rakentamisen valvonnasta.

Jalostamon suunnittelun tärkein valinta oli katalyyttinen lämpökrakkausmenetelmä (TCC), jota markkinoi **Socony-Vacuum** (Mobil). Valtavirta oli kuitenkin siirtynyt leijukatalyyttisen krakkauksen (FCC) suuntaan. Reformointimenetelmäksi valittiin amerikkalaisen **Atlantic Refining**-yhtiön katalyyttinen reformointi. Kolmas valinta oli polymerisointiyksikön tekniikka **California Research Corporation**-yhtiöstä. Näin Naantalın jalostamo oli täysin amerikkalaisin tekniikan varassa.

Uusi ongelma syntyi siitä, kun suurimmat öljyjätit Esso, Shell ja Gulf vaativat, että Nesteen tulee ostaa raakaöljynsä heiltä. Samanlainen vaatimus tuli myös Neuvostoliitosta, jonka kanssa oli solmittu Yhteistyö- ja avunatosopimus. Lopputulos oli, että hankinnat päätettiin jakaa jokseenkin tasan idän ja lännen kesken. Jalostamon tekniikka oli kuitenkin viritetty ottamaan vastaan myös enemmän Neuvostoliitosta saatavaa huonolaatuisempaa öljyä varten. Lopulta sovittiin Sojuzneftexportin kanssa, että sieltä tuodaan 1,5 miljoonaa tonnia raakaöljyä vuosina 1957–60 hinnalla 15,5 dollaria tonnilta (FOB Mustameri). Myös länsiyhtiöiden kanssa päästiin sopuun 50 % osuudesta, kun jalostamon kapasiteetti nostettiin 750.000 tonniin vuodessa.

Naantalin jalostamo käynnistyi syksyllä 1957. Se toimi odotetusti ja sen kapasiteetti oli nostettavissa helposti 750.000 tonnista aina miljoonaan tonnin vuosituotannon tasolle asti. Jalostamo maksoi alkuperäiseen kahden miljardin markan kustannusarvion (70 miljoonaa euroa 2021 rahassa) sijasta noin 5 miljardia markkaa (140 miljoonaa euroa 2021 rahassa). Reaalirahassa mitattuna toteutuneet kustannukset olivat kaksinkertaiset arvioon verrattuna.

Jalostamon kapasiteetti oli vuonna 1960 noin miljoona tonnia, joten jalostamon hinnaksi tuli noin 140 €/tonni vuoden 2021 rahassa laskettuna. Jalostamon avulla pystyttiin tuottamaan lähes puolet Suomen 2,4 miljoonan tonnin kulutuksesta.

Tämän jälkeen oli vuorossa jalostamon kapasiteetin kaksinkertaistaminen. Lummus valittiin jälleen hankkeen suunnittelijaksi, hankintojen tekijäksi ja valvojaksi. Nyt kaikki sujui nopeasti. Osa laitteistoista tilattiin nyt Suomesta. Ranskalaisfirmat **Societe Entrepouse** ja **Comsip** asensivat putkistot ja instrumentoinnin.

Kakkosvaihe alkoi tuotannon syyskuussa 1962 ja samalla Naantalin jalostamosta tuli Pohjoismaiden suurin jalostamo. Sen kapasiteetti oli vuonna 1964 noin 2,3 miljoonaa tonnia. Se oli noin 50 % Suomen tarpeesta, joka oli noin 4,7 miljoonaa tonnia. Puolet jalostamon kapasiteetista oli kevyttä ja raskasta polttoöljyä, bensiinin osuus oli 24 % ja dieselin osuus oli 18 %. Bensiiniä tuli hieman enemmän, mitä maassa tarvittiin ja sen vuoksi sitä jouduttiin viemään.

Jalostamohankinnan myötä Neste vaihtoi myös pankkia. Pohjoismaiden Yhdyspankki, sen ruotsalainen pääoma ja sen jalostamoa vastustanut johto vaihdettiin Kansallisosakepankkiin ja suomalaiseen pääomaan. Suomalaista pääomaa edustivat KOP:n ryhmässä myös Yhtyneet Paperitehtaat ja Rauma Repola, joka oli päässyt toimittamaan jalostamon laitteita.

3.3 Porvoon jalostamo

Vaiheet I ja II

Öljynkulutuksen kaksinkertaistuminen neljässä vuodessa 1960–1964 tarkoitti, että Naantalin jalostamo ei riittäisi enää vuonna 1965 tuottamaan puolet maan tarpeesta. Neste alkoi uuden jalostamohankkeen suunnittelun jo heti Naantalin kakkosvaiheen valmistuttua vuonna 1962. Neste hankki syksyllä 1962 omistukseensa Porvoon maalauskunnassa olevan Sköldvikin kartanon, jonne jalostamo rakennettaisiin.

Lummus valittiin jälleen Porvoon jalostamon suunnittelijaksi syksyllä 1962. Nyt kuitenkin myös Nesteen omat insinöörit olivat mukana suunnittelussa Neste Oy:n teknisen johtajan **Mikko Tannerin** ja konsulttina toimineen professori Albert Sundgrenin vetämissä ryhmissä.

Porvoon jalostamon I ja II vaiheen kapasiteetti olisi noin kaksi miljoonaa tonnia ja hankkeen arvioitiin maksavan vuonna 1963 noin 170 miljoonaa markkaa (375 M€ v. 2021 rahassa 190 €/t). Suunnitelmia muutettiin siten, että bensiiniä voitaisiin tuottaa enemmän ja hankkeeseen lisättiin uusi reformointilaitos.

Putkistot asensivat kuten Naantalissa ranskalainen Entrepose ja **Foxboron** säätölaitteisiin perustuvan instrumentoinnin asensi ranskalainen Comsip. Sähkölaitteiden asentajaksi tuli jyväskyläläinen **ARE Oy**, jonka tehtävissä olin itsekin vuonna 1965 Porvoossa. Suurimmat komponentit tulivat **Babcock & Willcoxilta**, joka kuului Lummuksen omistajayhtiöihin.

B & W toimitti suurimmat reaktorit ja **Power-Gas Corporation** vety-yksikön, jolla öljystä tehtiin vetyä, jota käytettiin vetykrakkausyksikössä. Näillä molemmilla yhtiöillä oli toimitusvaikeuksia, jotka johtivat hankkeen lievään myöhästymiseen. Porvoossa sattui myös käynnistysvaiheessa vety-yksikössä tulipalo, joka osaltaan oli syynä myöhästymiseen.

Porvoon jalostamon vihkijuhlaa vietettiin syyskuussa 1966 presidentti Urho Kekkosen ”käynnistäessä virallisesti” jalostamon. Nesteen toimitukset kasvoivat uuden jalostamon myötä vuonna 1967 noin 4,7 miljoonaan tonniin ja Nesteen markkinaosuus suomalaisesta öljystä kasvoi noin 60 prosenttiin.

Porvoon vaihe III

Pian alettiin suunnitella myös Porvoon jalostamon III-vaihetta, jonka kapasiteetiksi tulisi noin kolme miljoonaa tonnia. Sen rakentaminen käynnistyi vuonna 1966. Tämä jalostamo oli tavanomainen tislaamo ja sen laitteet tilattiin pääosin Suomesta. Nyt suomalaiset yhtiöt asensivat myös putkistot ja instrumentoinnin. Instrumentoinnin laitteet asensi tamperelaisyhtiö **Automatiikka-Asentajat**, jonka asentamia laitteita olin virittämässä ja ottamassa käyttöön kesällä 1968. Kolmas vaihe käynnistyi lokakuussa 1968 kolme kuukautta arvioitua aikataulua nopeammin.

Neste oli tehnyt **Sojusneftexportin** kanssa vuonna 1966 sopimuksen 15 miljoonan tonnin raakaöljyerä ostamisesta hinnalla 1,535 dollaria barrelilta (FOB Mustameri). Ranskan valtion öljy-yhtiö ELF maksoi samoina vuosina öljystä vain 1,3 dollaria barrelilta eli noin 15 % vähemmän. Vuonna 1968 Neste osti Shelliltä ja Gulfilta yhteensä miljoona tonnia öljyä hinnalla 1,41 dollaria barrelilta. Vuonna 1970 Neuvostoliitosta ostettiin noin 68 % Nesteen tarvitsemasta raakaöljystä.

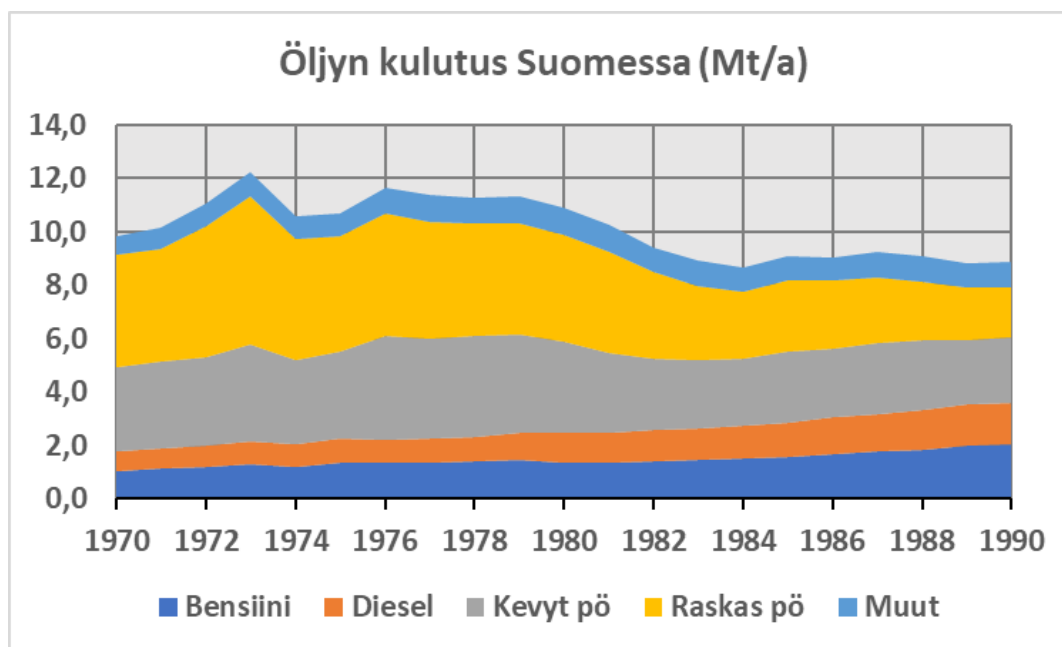
Porvoon vaihe IV

Porvoon jalostamon neljäs vaihe tarkoitti lähinnä bensiinin osuuden kasvattamista raskaan polttoöljyn kustannuksella. Raskasta polttoöljyä tuli liikaa ja sen jalostusmarginaali oli negatiivinen. Lisäksi rakenteilla oleva **Pekeman** muoviteollisuuslaitos tarvitsi kevyempiä jakeita raaka-aineekseen. 3

Taas suunnittelijaksi valittiin Lummus, joka esitti tällä kertaa neljänteen yksikköön **Texacon** leijukatalyyttistä krakkausta eli FCC-laitosta. Katalyyttisen polymerisointi-yksikön lisenssi ostettiin puolestaan amerikkalaiselta **Chevronilta**, joka oli Standard Oilin perillinen.

Jalostamon IV vaihe valmistui samaan aikaan, kun sen eteenilaitos käynnistyi eli 1971–1972 vuoden vaihteen tienoilla. Nyt jalostamon eteeniyksiön tuotanto oli 165.000 tonnia. Sen oli suunnitellut Lummus. Pekema teki tästä raaka-aineesta polystyreeniä, vinyylidikloridia ja PVC-muovia.

Nesteen jalostamojen kapasiteetti oli nyt noin 7,7 miljoonaa tonnia ja se tarvitsi raakaöljyä noin yhdeksän miljoonaa tonnia vuodessa. Vuonna 1971 öljynkulutus oli Suomessa samaan aikaan noin 10 miljoonaa tonnia, joten Nesteen osuus nousi lähelle 80 % Suomen öljynkulutuksesta (Kuva 3.3.1). Kilpilahden teollisuusalueesta oli tullut myös petrokemiallisen teollisuuden keskittymä (Kuva 3.3.2)



Kuva 3.3.1 Öljyn kulutus Suomessa (Tilastokeskus).



Kuva 3.3.2 Kilpilahden teollisuusalue (Neste Oy).

Porvoon B-jalostamo

Vuonna 1971 aloitettiin Nesteen kolmannen jalostamon suunnittelu taas yhdessä Lummuksen kanssa. Nyt tulivat uusiksi laitospaikoiksi Tvärminne ja Pyhämaan Ketteli. Tämä ei nyt jo kokeneita Nesteen suunnittelijoita tyydyttänyt, mutta Raade teki, mitä katsoi parhaaksi. Pian huomattiin, että Tvärminnessä vastaan tulivat luonnonsuojelijat ja Lummus ja Nesteen suunnitteluyksikkö muuttivat piirustuksensa Kilpilahteen sopiviksi.

B-jalostamon kooksi suunniteltiin noin seitsemän miljoonaa tonnia vuodessa, jolloin Nesteen jalostamokapasiteetti nousisi arvoon 15 miljoonaa tonnia vuodessa. Sen arveltiin maksavan 730 miljoonaa markkaa (870 M€ v. 2021 rahassa 125 €/t), joten siitä tuli Nesteen ylivoimaisesti arvokkain investointihanke.

Nyt jalostamon laitetoimituksista kaksi kolmasosaa tuli Suomesta. Rakennus- ja asennustyöt tehtiin myös suomalaisten yritysten voimin. Nyt voisi sanoa, että Nesteestä oli tullut kokenut öljynjalostamojen rakentaja. Hankkeen kotimaisuusaste oli 75 %.

Ongelmaksi tuli kuitenkin vuoden 1973 öljykriisi, joka tarkoitti, että Nesteellä oli liikaa tuotantokapasiteettia vuoden 1973 jälkeen pieneville öljymarkkinoille. Niin Nesteen jalostamojen käyttöaste oli noin 66 %, kun tavanomainen käyttöaste olisi ollut 80 %.

Uusiutuva diesel

1990-luvulla aloitettiin kokeilut, joissa alettiin käyttää erilaisia bioöljyjä dieselmootoreissa. VTT:n polttoainelaboratoriossa Otaniemessä testattiin 1995 yhtä aikaa pieniä auton ja suuria voimalaitosmootoreita. Nesteen esteröidyt tuotteet toimivat hyvin autonmootoreissa ja kylmäpuristetut palmu- ja rypsiöljyt toimivat 1,5 MW Wärtsilän dieselmootorissa ilman esteröintiä. Wärtsilä myi monia voimalaitoksia, joiden käyttö perustui kylmäpuristettuun palmuöljyyn ja paistinrasvoihin Italiaan ja Saksaan.

Nesteen kokeilut johtivat yhä monipuolisempaan raaka-ainepohjaan, kun se rakensi ensimmäisen linjansa Porvoon jalostamolle. Teknologiajohtaja **Lars Peter Lindfors** kertoi 2017:

"Samalla kun teimme ensimmäisiä investointipäätöksiä uusiutuvan dieselin tuotantoon Porvoossa, aloimme jo selvittää mahdollisuuksia raaka-ainepohjan laajentamiseksi. Alussa käytimme jätteistä ja tähteistä lähinnä eläinrasvaa sekä kasviöljyjä, mutta käynnistimme jo silloin tutkimuksen muun muassa käytettyjen paistorasvojen, leväöljyjen ja mikrobien hyödyntämiseksi".

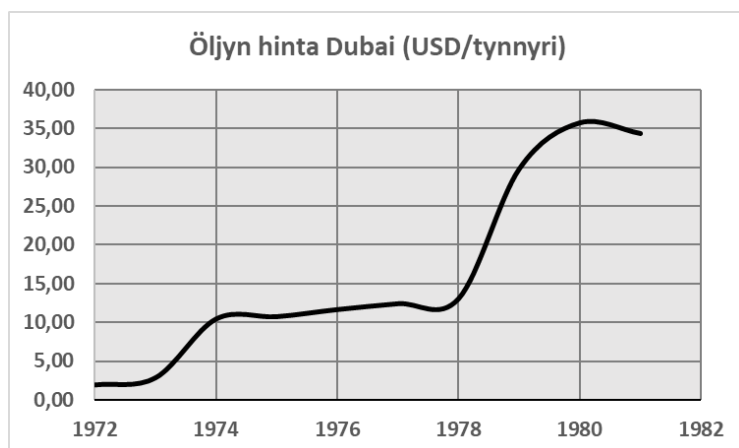
Kierrätysmateriaalien osuus Nesteen uusiutuvan dieselin raaka-aineista oli vuonna 2017 ja tänään jo noin 80 %. Raaka-aineina käytettiin nyt myös lihateollisuuden jätteitä ja käytettyä paistinrasvaa. Kasvisrasvojen kuten palmuöljyn ja rypsiöljyn osuus jää alle 20 prosenttiin.

Biodieseljalostamoita rakennettiin sen lisäksi Singaporeen ja vuonna päätettiin rakentaa uusi jalostamo myös Rotterdamiin. Nyt on myös päätetty muuttaa Porvoon jalostamo kokonaan uusiutuvien nestemäisten polttoaineiden valmistusjalostamoksi. Näiden investointien jälkeen Nesteestä on tulossa maailman suurin uusiutuvien nestemäisten polttoaineiden valmistaja.

4 ÖLJYKRIISIT

4.1 Ensimmäinen öljykriisi

Raakaöljyn hinta nousi vuoden 1972 hinnasta 1,9 dollaria barreli vuonna 1974 hintaan 10,4 dollaria barrelilta eli viisinkertaiseksi (Kuva 4.1.1). Suurin nousu tapahtui Jom Kippurin sodan jälkeen lokakuussa 1973.



Kuva 4.1.1

Öljyn hinta 1972–1982.
(Lähde: Tilastokeskus)

Vuonna 1967 Egypti, Syyria ja Jordania valmistelivat hyökkäystä Israeliin, mutta Israel iski ensin. Se tuhosi maanantaina 5.6.1967 muutamassa tunnissa yli puolet Egyptin 450 lentokoneesta sotilaskentille. Jordania hyökkäsi myös lentokoneilla, mutta menetti kaksi kolmasosaa koneistaan iltaan mennessä. Näin hyökkääjien ilmavoimat oli lamautettu ja Israel eteni Siinain erämaassa kolmen divisioonan joukoin panssarivaunujen saattelimina. Egyptin seitsemän divisioonaa pakeni ja monet heittivät aseensa aavikolle päästäkseen pakenemaan nopeammin. Siinai ja Länsiranta olivat kuudessa päivässä Israelin hallussa.

Jom Kippurin sota syttyi Israelin ja Arabimaiden välille 6. lokakuuta 1973, jolloin Israelissa vietettiin perinteistä juhlaa. Israelissa oli juhlan takia vapaapäivä ja Arabimaat käyttivät tilaisuutta hyväkseen saadakseen takaisin Israelille Kuuden päivän sodassa kesäkuussa 1967 menettämänsä Siinain erämaan.

Siinailla oli puolustuslinjoissa 1973:n sodan alkaessa vain noin 500 Israelin sotilasta, mutta nämä pitivät puolensa. Egyptiläiset saivat haltuunsa vain noin kymmenen kilometrin syvyisen lohkon Suezin kanavan itäpuolelta. Kenraalimajuri **Ariel Sharonin** (1928–2014) divisioona valtasi osan alueista takaisin ja murtautui myös egyptiläisten välissä kanavan yli Egyptin puolelle. Egyptin ilmatorjuntapatterit tuhottiin ja Israelin armeija teki ilmaiskuja syvälle Egyptiin tuhoten siellä olleita lentokoneita.

Neuvostoliitto varusti arabimaita uusilla aseilla. Myös USA:n presidentti **Richard Nixon** antoi vientiluvan aseille ja järjesti Israeliin ilmasillan. Heti sodan alettua arabimaiden etujärjestö OPEC nosti öljyn hintaa 2,55 dollarista 3,65 dollariin tynnyriltä ja kielsi öljyn viennin Israeliin ja USA:han. Sen jälkeen öljyn tuotantoa päätettiin laskea viidellä prosentilla joka kuukausi, kunnes Israel poistuisi valloittamiltaan alueilta.

Vuoden 1974 alussa hinta oli jo 8,65 dollaria eli 3,4-kertainen syksyn hintaan verrattuna. Hinta nousi kesään 1974 mennessä 9,6 dollariin ja joulukuussa 1974 hinta oli jo 10,4 dollaria tynnyriltä ja nelinkertainen vuoden 1973 heinäkuun hintaan verrattuna.

Neuvostoliitto seurasi OPEC:in hinnoittelua ja pyysi öljystä vielä OPEC:in hintojakin enemmän ja tilanne kärjistyi. Sen lisäksi Neste sai helmikuussa 1974 uudeksi raakaöljyn toimittajaksi **Texacon**, joka lupasi toimittaa 1,5 miljoonaa tonnia hinnalla, joka oli noin 9,5 dollaria barrelilta. Vasta huhtikuussa päästiin sopimukseen **Sojuzneftexportin** kanssa hinnalla 92 dollaria tonnilla (FOB Ventspils). Loppuvuodesta hintaa pystyttiin kuitenkin tinkimään tasolle 83,5 dollaria tonnilta (11,4 dollaria barrelilta).

Suomessa öljyn kallistuminen näkyi öljyn myynnin vähenemisenä. Vuonna 1973 öljyn kulutus oli saavuttanut huippunsa (11,6 Mt/a), mutta laski seuraavana vuonna 12 % (Kuva 4.1.2). Kevyen polttoöljyn kulutus laski 13 %. Raskaan polttoöljyn kulutus putosi 19 % yhdessä vuodessa, kun sitä alettiin korvata vuonna 1974 maakaasulla. Myös energian kokonaiskulutus notkahti 7 % lähinnä öljyn kulutuksen vähenemisen takia. Öljyn osuus oli vuonna 1973 ollut korkeimmillaan eli 54 % primäärienergiasta, mutta vuonna 1974 sen osuus putosi 50 prosenttiin Suomen primäärienergiasta (Kuva 4.1.3).

Suomen hallitus esitti hätäohjelman, jossa kansalaisia ja yrityksiä vaadittiin säästämään energiaa:

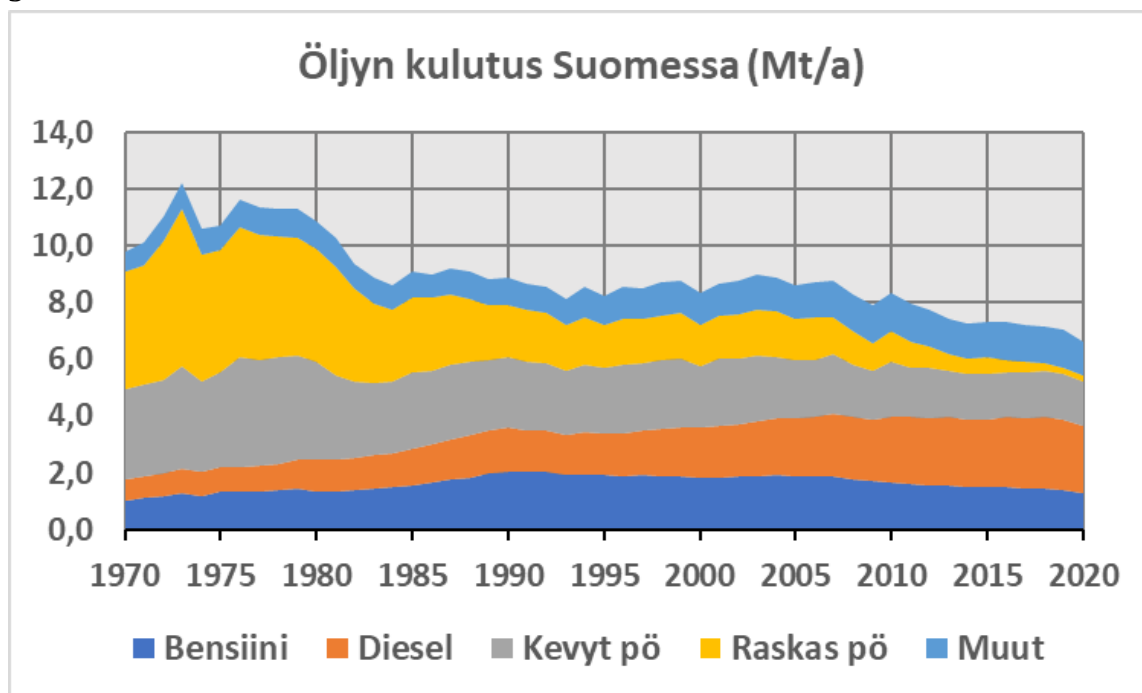
- 1. Huoneiden sisälämpötila piti laskea 20 asteeseen**
- 2. Näyteikkunoiden valaistus sai olla päällä vain liikkeiden aukioloaikoina**
- 3. Autojen sähkölämmitys saatiin käynnistää vasta – 10 asteen pakkasella**
- 4. Mainosvalojen käyttö kiellettiin**
- 5. Maahan määrättiin yleinen 80 km/h nopeusrajoitus**

Tämä viides kohta jäi voimaan, vaikka muut määräykset unohdettiin nopeasti. Öljyn hintojen nousu meni läpi myös muihin hintoihin. Tuontihinnat nousivat keskimäärin 40 % ja elinkustannusindeksi 17 %. Bruttokansantuote kasvoi 1974 kuitenkin kolme prosenttia, mutta vuosina 1975–1977 kasvu jäi nollan tuntumaan, koska vienti ja kulutus vähenivät.

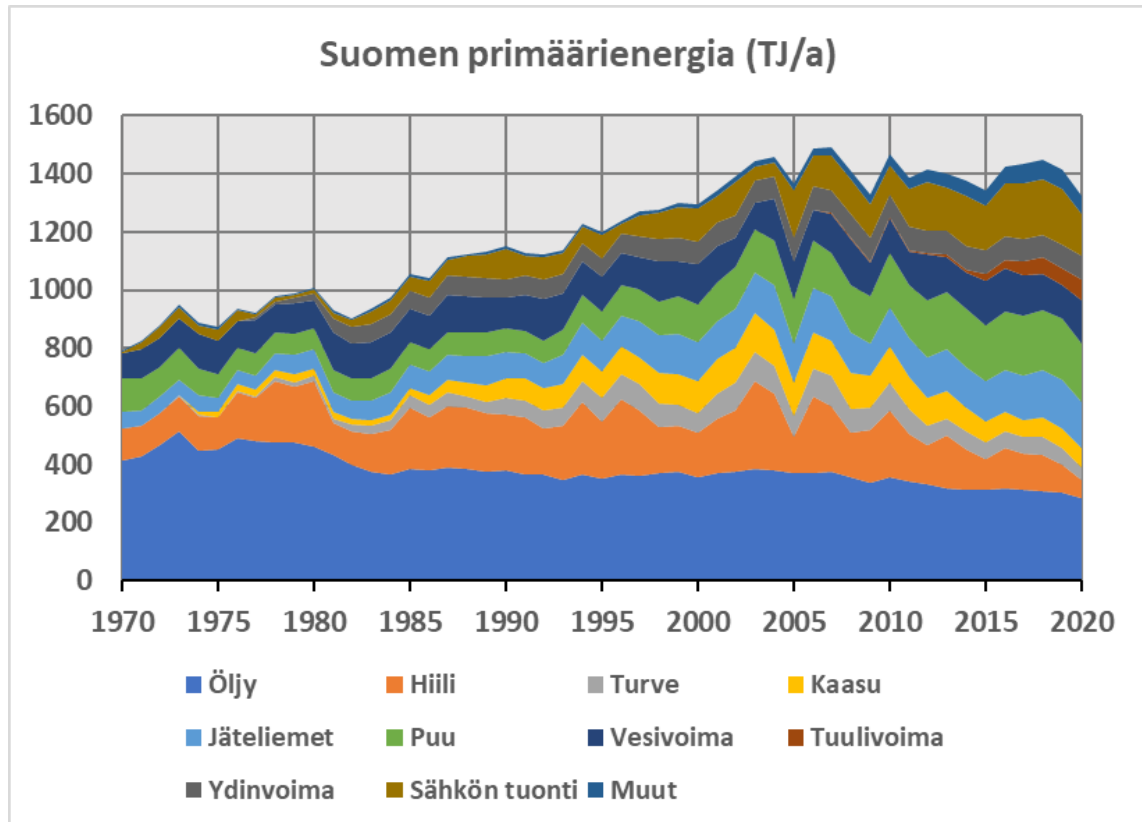
4.2 Toinen öljykriisi 1979

Toinen öljykriisi alkoi monen tekijän vaikutuksesta, joista yksi oli marraskuussa 1978 alkanut lakkoilu Iranin kansallistamilla öljykentillä. Iranin öljyntuotanto putosi kuudesta miljoonasta 1,5 miljoonan tonniin vuodessa.

Toinen syy oli Iranin vallankumous. Iranin shaahi **Mohammad Reza Pahlavi** (1919–1980) lähti tammikuussa 1979 pois maasta ”hoitamaan terveyttään”. Shaahi oli noussut valtaan isänsä jälkeen, ja hän oli vastustanut öljyteollisuuden kansallistamista. Sen sijaan hän vaati, että Iranista tehdään länsimainen valtio.



Kuva 4.1.2 Öljytuotteiden kulutus Suomessa (Tilastokeskus).



Kuva 4.1.3 Primäärienergian kulutus Suomessa (Tilastokeskus).

Helmikuussa 1979 shaahin maasta poistumisen jälkeen maahan palasi karkotettuna ollut uskonnollinen johtaja **Ajatollah Khomeini** (1900–1989). Syntyi islamilainen vallankumous, jossa varsinkin USA tuomittiin vihollisena ja sen lähetystö vallattiin. USA:lla oli ollut hyvät suhteet shaahiin ja saanut Iranista öljyä.

Vuonna 1980 Irak hyökkäsi Iraniin kuvitellen ilmeisesti, että vallankumouksessa oleva maa olisi helposti vallattavissa. Sodan seurauksena Irakin oma öljyntuotanto väheni. Sodan tarkoitus oli saada Persian lahdella oleva Arabistanin öljykenttä ja Shatt al-Arabin vesiväylä Irakin haltuun. Sota kesti aina vuoteen 1988 asti ja tappiot olivat suuria molemmiin puoli. Iranilaisia kuoli sodassa ainakin 400.000 ja irakilaisia 100.000. Erityisen julman kohtalon uhreiksi joutuivat Iranin lapsisotilaat, joita marssitettiin miinakenttien läpi lupaamalla heille taivaspaikka.

Öljyn hinta

Vuonna 1978 öljyn hinta oli ollut 12,9 dollaria tynnyriltä, mutta vuonna 1979 se nousi 29 dollariin ja vuonna 1980 jo 36 dollariin. Suomen öljynkulutus oli jo sitä ennen kovassa laskussa eikä tästä aiheutunut laskuun notkahdusta. Öljyn osuus oli vuonna 1973 ollut noin 54 % eli maksimissaan primäärienergiasta, mutta vuonna 1980 öljyn osuus oli noin 46 %, vuonna 1985 noin 37 % ja vuonna 1990 enää 33 % (Kuva 4.1.3).

Suomi oli vuonna 1979 tehnyt runkosopimuksen Neuvostoliiton kanssa vuosiksi 1981–85, jonka mukaan raakaöljyä ostetaan seitsemän-kahdeksan miljoonaa tonnia vuodessa. Neste pääsi myös ostamaan suoraan Saudi-Arabian **Petrominiltä** viisi miljoonaa tonnia ilman välikäsiä. Petrominin hinta oli selvästi OPEC:in hintaa halvempi ja noin 30 dollaria tynnyriltä.

Kivihiilen hinta

Toinen öljykriisi nosti myös samalla kivihiilen tuontihinnan 161 markasta tonnilta (vuonna 1978) 221 markkaan vuonna 1980 ja 342 markkaan tonnilta vuonna 1981. Hiilen hinnan nousuun vaikutti myös Puolassa alkanut lakkoilu, kun **Lech Walesa** (s. 1943) aloitti lakkoilun Danskin telakalla saadakseen työläisille lakko-oikeuden ja paremmat työehdot. Lakot johtivat olojen paranemiseen ja hiilen hintojen kaksinkertaistumiseen.

Hiilivoiman polttoainekustannukset nousivat samalla 58 markasta megawattitunti arvoon 122 mk/MWh, jolloin nousu oli 64 mk/MWh. Hiilivoima maksoi tämän jälkeen noin 183 mk/MWh, kun ydinvoimaa sai hinnalla 133 mk/MWh (katso luku 5.3). Se tarkoitti samalla, että ydinvoimasta tuli jälleen kilpailukykyistä hiileen verrattuna.

Vuonna 1981 hiilen kulutus puolittui, kun Suomeen valmistui neljä ydinvoimalaa ja hiililauhdelaistosten käyttö loppui. Hiilen osuus oli vuonna 1981 ollut 22 % primäärienergiasta, mutta vuonna 1982 sen osuus oli enää 11 %.

5 KILPAILU ATOMIVOIMASTA

5.1 Atomipommi

Toisen maailmansodan alkuvaiheessa alkoi atomipommin kehitystyö USA:ssa, Englannissa ja Saksassa melkein yhtä aikaa. Huhtikuussa 1940 laati englantilainen Maud-komitea raportin, jossa kerrottiin, kuinka atomipommi voidaan valmistaa uraani-isotoopin U235 avulla. Raportissa kerrottiin myös, että uraanin avulla voidaan valmistaa myös sähköä atomivoimalaitoksissa. Kesäkuussa 1940 saksalaissyntyinen **Franz Simmon** (1893–1956) oli keksinyt, kuinka uraani-isotooppeja, U235, voidaan erottaa kaasudiffuusiomenetelmällä U238-isotoopeista. Hän oli juutalaistaustainen ja muuttanut vuonna 1936 sen vuoksi Britanniaan.

Plutonium-239-isotooppia onnistuttiin valmistamaan ensimmäisen kerran Berkeleyn laboratoriossa maaliskuussa 1941 USA:ssa **Glenn T. Seaborgin** (1912–1999) ja **Edvin McMillanin** (1907–1991) johdolla pommittamalla U238-isotooppeja neutroneilla. Molemmat miehet saivat ansioistaan kemian Nobelin palkinnon vuonna 1951, kun he löysivät uusia alkuaineita pommittamalla tunnettuja aineita neutroneilla. Plutonium Pu239 käyttäytyi samalla tavalla kuin U235 ja oli valmista materiaalia atomipommin valmistamiseen. Syksyllä 1941 aloitti Saksassa **Werner Heisenberg** (1901–1976) kokeilut raskaan veden ja uraanin kanssa plutoniumin tuottamiseksi.

Manhattan projekti

Kilpajuoksu atomipommin kehittämiseksi alkoi USA:ssa varsinaisesti vuonna 1942, jolloin muodostettiin salainen Manhattan-projekti. Syksyllä 1942 Los Alamosiin kerättiin **Robert Oppenheimerin** (1904–1967) johtama tiedemiesryhmä (Koodinimi Y), jonka tehtävänä oli atomipommin valmistaminen. Toinen ryhmä (koodinimi X) koottiin Tenneseen Oak Ridgeen erottamaan U235-isotooppia U238-isotoopista. Kolmas ryhmä (Koodinimi W) koottiin Hanfordiin (Washingtonin osavaltio) valmistamaan plutoniumia.

Ensimmäinen koe tehtiin plutoniumpommilla 16. heinäkuuta 1945 Uudessa Meksikossa. Elokuun 6. päivän aamuna klo 2:45 starttasi Tinianin saarelta B-29-pommikone **Enola Gay** lastinaan atomipommi **Little Boy** kohti Japania. Pommi painoi neljä tonnia ja siinä oli 35 kg uraani-235-isotooppia, joka oli valmistettu Oak Ridgessä. Kaksi edellä kulkenutta saattajakonetta kertoi, että sää on kirkasta Hiroshimassa ja se olisi maalina.

Enola Gay saavutti kohteensa noin 9500 metrin korkeudessa ja pudotti pommin ja kääntyi takaisin. Noin 570 metrin (1900 jalan) korkeudessa pommista kuultiin viimeinen radiosignaali, joka kertoi pommin räjähtäneen. Noin 80.000 ihmistä sai surmansa ja 70.000 haavoittui tai kärsi pommin aiheuttamista säteilyvaurioista.

Elokuun 9. päivänä starttasi toinen B-29 mukanaan plutoniumpommi, jonka lempinimi oli **Fat Man**. Se oli huomattavasti pulleampi kuin Little Boy ja painoi 4,6 tonnia, josta 6,4 kilogrammaa oli plutonium-239-isotooppia. Pommin oli suunnitellut saksalaissyntyinen **Hans Bethe** (1906–2005) ja plutonium oli valmistettu Hanfordin reaktoreissa. Pommin vaikutus oli suunnilleen yhtä karmea kuin Hiroshiman uraanipommin. Se kuitenkin lopetti Toisen maailmansodan.

Neuvostoliiton atomipommi

Hiroshiman jälkeen atomipommi oli tunnettu kaikkialla maailmassa. Toinen maailmansota oli päättynyt sen ansiosta nopeasti. USA ja Japani luultavasti säästivät yhtä paljon sotilaita, mitä Hiroshimassa ja Nagashakissa oli menetetty. Nyt kärsijöinä olivat kuitenkin siviilit.

Neuvostoliiton ydintutkimus oli alkanut **Igor Kurchatovin** (1903–1960) johdolla vuonna 1932. Vuonna 1939 rakennettiin maan ensimmäinen synklotroni, jolla atomeita voitiin pommittaa ja tutkia. Elokuussa 1942 aloitettiin tutkimukset uraanilla ja helmikuussa 1943 Instituutti muutti Moskovaan ja sen johtajaksi määrättiin Igor Kurchatov. Luultavasti jo silloin tiedot Manhattanin projektista olivat Moskovon tiedossa, koska atomivakooja **Klaus Fuchs** oli työskennellyt Los Alamosissa. Myös em. Maud-raportti oli Moskovon tutkijoiden tiedossa.

Ensimmäinen Neuvostoliiton atomipommi räjäytettiin elokuun 9. päivä vuonna 1949 Kashakstanin Semipalatinskissä neljä vuotta Nagashakin pommin jälkeen. Pommi oli samanlainen kuin Nagashakiin pudotettu ja plutoniumista valmistettu Fat Man. Kylmä sota Neuvostoliiton ja lännen välillä oli alkanut.

Neuvostoliitto pääsi USA:n edelle, kun se kehitti **Andrei Saharovin** (1921–1989) johdolla ensimmäisenä vetypommin, jonka energia perustui vedyn isotooppien deuterium ja tritiumin fuusioon korkeassa yli 100 miljoonan asteen lämpötilassa.

Ensimmäinen vetypommi räjäytettiin lokakuun 30. päivä 1961 Pohjoisen Jäämeren saarella Novoja Zemljalla. Se vastasi teholtaan noin 50 megatonnia TNT-räjähdettä ja oli noin 3000 kertaa Hiroshiman pommin (15 kilotonnia) tehoinen. Lopulta myös USA kehitti vetypommin ja Neuvostoliiton suurimmat pommit olivat teholtaan noin 100 megatonnia. Niillä olisi voinut tuhota kokonaan esimerkiksi Moskovon ympäristöineen ja 10 miljoonaa ihmistä yhdellä iskulla.

Muut maat

Seuraavina USA:n ja Venäjän jälkeen atomikerhoon liittyivät Britannia (1952), Ranska (1960), Kiina (1964) ja Intia (1974). Vuonna 1998 vuorossa oli Pakistan ja vuonna 2006 Pohjois-Korea. Pakistanin pommi saatiin aikaan vakoilemalla Hollannin sentrifugilaitosta, jolla erotettiin U235-isotooppeja U238-isotoopeista. Myös Iranilla on samanlaiset sentrifugit toiminnassa, joiden tiedot ovat taas peräisin Pakistanista.

USA rakensi ensimmäisen ydinsukellusveneen, **USS-Nautiluksen**, vuonna 1954. Neuvostoliitto seurasi perässä ja on rakentanut yhtä monta ydinsukellusvenettä (245 kpl) kuin muut maat yhteensä. Kuitenkin useat niistä on poistettu käytöstä tai tuhoutuneet onnettomuuksien seurauksena.

Ydinvoima soveltui ehkä parhaiten juuri sukellusveneisiin, jotka kiertävät maailman meriä usein pinnan alla. Ne eivät tarvitse happea voiman tuottamiseen kuten moottorikäyttöiset sukellusveneet. Ensimmäisen sukellusveneen painevesireaktoriin perustuvat myös ydinvoiman parhaiten menestyneet sähköntuotantosovellutukset, jotka perustuvat Westinghousen kehittämiin sukellusvenereaktoreihin.

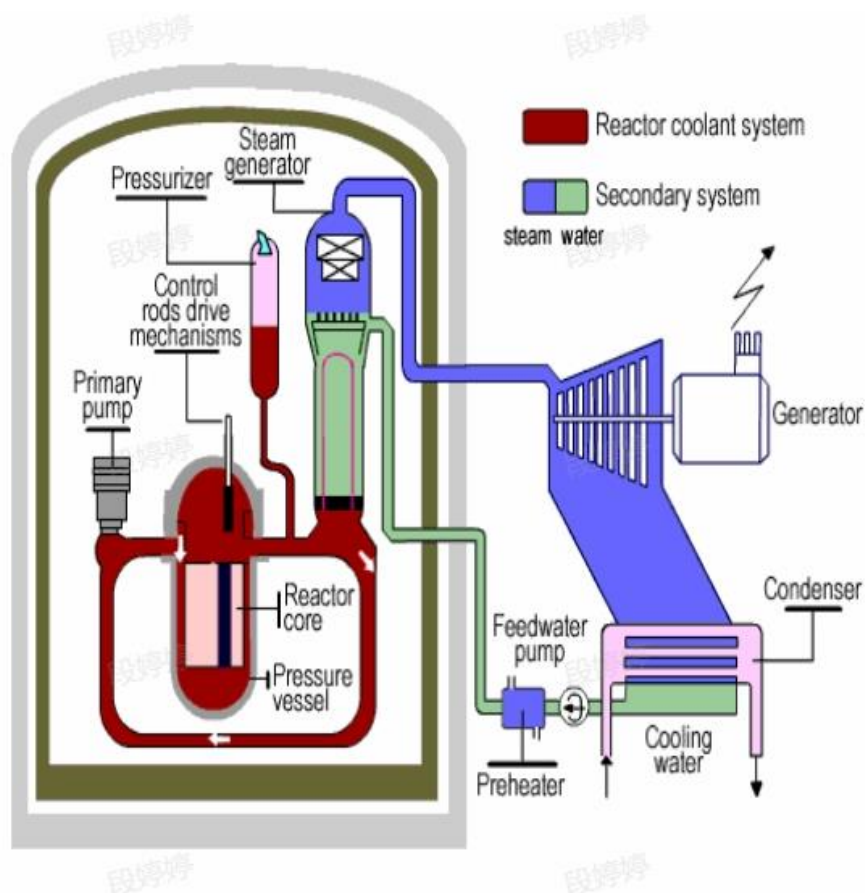
5.2 Ydinvoimalat

Reaktoriyyypit

Ensimmäisen kerran sähköä tuotettiin ydinvoimalassa joulukuun 20. päivä 1951 EBR-1-laitoksessa, jossa oli 1,4 MW tehoinen reaktori ja 200 kW suuruinen generaattori. EBR (Experimental Breeder Reactor) oli tyypiltään natriumjähdytteinen nopea reaktori (FBR= Fast Breeder Reactor), jonka oli kehittänyt **Walter Zinn** (1906–2000). Hän oli tunnettu mies siitä, kun hän oli aikaansaanut maailman ensimmäisen ketjureaktion **Enrico Fermi** (1901–1954) kehittämässä Chicagon atomimiilussa joulukuun 2. päivänä 1944 vetämällä säätösauvat reaktorin sisäosista.

Painevesireaktorit

Ensimmäinen kaupallinen ydinvoimala, **Shippingport**, perustui kuitenkin **Westinghousen** sukellusveneissä käyttämään painevesireaktoritekniikkaan (**Pressurized Water Reactor, PWR**). Se tuli kriittiseksi joulukuun 2. päivänä 1957 tarkalleen 15 vuotta siitä, kun Enrico Fermi kehittämä Chicagon reaktori tuli kriittiseksi. Painevesireaktorissa lämmennyt vesi viedään höyrykehittimiin, jossa lämpö muutetaan puhtaaksi höyryksi, joka viedään höyryturpiiniin (Kuva 5.2.1).



Kuva 5.2.1 Painevesireaktorilaitos, jossa radioaktiivinen alue on väritetty punaiseksi.

Westinghousesta tuli tämän jälkeen merkittävin ydinvoimareaktori tuottaja maailmassa. Painevesireaktoritekniikkaan perustuvat reaktorit nousivat pääosaan myös Ranskan, Saksan, Venäjän ja Kiinan ydinvoimalaitoksissa osin Westinghousen lisenssiin perustuen.

Noin 74 % käytössä olevista laitoksista on painevesireaktoreita (Taulu 5.2.1) ja noin 88 % rakenteilla olevista laitoksista (Taulu 5.2.2).

Taulu 5.2.1 Käytössä olevat ydinvoimalat maittain ja tyypeittäin (MW, lähde IAEA PRIS).

	Maa	PWR	BWR	Muut	Yhteensä	Maan osuus tehosta
1	USA	65031	31435	0	96466	27 %
2	Kiina	48098		1554	49652	14 %
3	Ranska	53291			53291	15 %
4	Venäjä	19872		9738	29610	8 %
5	Japani	13418	15703		29121	8 %
6	Korea	23664		2425	26089	7,3 %
7	Ukraina	13107			13107	3,7 %
8	Kanada			13109	13109	3,7 %
9	Intia	1864	300	5891	8055	2,3 %
10	Britannia	1198		4685	5883	1,6 %
11	Ruotsi	2202	5564		7766	2,2 %
12	Espanja	6059	1064		7123	2,0 %
13	Belgia	5942			5942	1,7 %
14	Suomi	2614	1780		4394	1,2 %
15	Tseki	3934			3934	1,1 %
16	Pakistan	3258			3258	0,9 %
	Yhteensä	263552	55846	37402	356800	100 %
	Osuudet	74 %	16 %	10 %	100 %	

Taulu 5.2.2 Rakenteilla olevat ydinvoimalat tyypeittäin (MW, lähde IAEA PRIS).

	Maa	PWR	BWR	Muut	Yhteensä	Maan osuus tehosta
1	USA	2234			2234	6 %
2	Kiina	17191		642	17833	44 %
3	Ranska	1630			1630	4 %
4	Venäjä	3459		300	3759	9 %
5	Japani		2653		2653	7 %
6	Korea	4020			4020	10 %
7	Ukraina	2070			2070	5 %
8	Kanada					
9	Intia	1834		1260	3094	8 %
10	Britannia	3260			3260	8 %
11	Ruotsi					
12	Espanja					
13	Belgia					
14	Suomi					
15	Tseki					
16	Pakistan					
	Yhteensä	35698	2653	2202	40553	100 %
	Osuudet	88 %	7 %	5 %	100 %	

Westinghouse on rakentanut useita 1000 MW tehoisia laitoksia USA:ssa. Sen uusin laitostyyppi on 1200 MW tehoinen **AP1000**, joita on rakennettu Kiinaan (Sanmen ja Haiyang) ja kaksi on rakenteilla USA:ssa (Vogtle). Westinghouse ajautui maksuvaikeuksiin vuonna 2017, mutta toiminta jatkuu edelleen Toshiba omistamana. Nyt myös Puola on ilmoittanut aikovansa rakentaa AP1000 -voimalaitoksia.

Toinen PWR-tyyppi on ranskalainen **EPR-1600**, jollaisia on rakennettu Suomeen (Olkiluoto 3) ja Kiinaan (Taishan 1 ja 2). Laitoksia on rakenteilla Ranskassa (Flamanville 3) ja Britanniassa (Hinkley Point C1 ja C2). Ranska on ilmoittanut myös rakentavansa useita muita laitoksia. EPR-laitoksen tekniikka täyttää myös suomalaiset turvallisuusvaatimukset, mutta ne tulevat hyvin kalliiksi rakentaa. Olkiluodon takia Areva hakeutui rahoitusvaikeuksiin ja sen otti haltuun Ranskan valtion omistama sähköyhtiö EDF.

Kolmas painevesireaktorityyppi on Korean 1400 MW:n tehoinen **APR-1400**-reaktori, jollaisia on käytössä Yhdistyneissä Emiraateissa kaksi ja rakenteilla kaksi yksikköä. Kolme APR-1400-yksikköä on rakenteilla myös Koreassa.

Neljäs ja edelleen käytössä oleva reaktori on **Siemensin 1400** MW:n tehoinen Konvoi-laitos. Se olisi ollut kaikista yksiköistä parhaiten suunniteltu, mutta Saksan päätettyä luopua ydinvoimasta sen myynti ja markkinointi on lopetettu. Myös kaikki Saksan käytössä olevat laitokset otetaan pois käytöstä vuoden parin sisällä, mutta parhaillaan käynnissä oleva energiasota voi muuttaa käytöstäpoiston aikataulua.

Venäjä on rakentanut puolestaan useita **VVER-440-** ja **VVER-1000-** ydinvoimayksiköitä ja parhaillaan rakentaa **VVER-1200-** yksiköitä. VVER-lyhennys tarkoittaa vedellä moderoitu ja jäähdytetty voimalaitos eli se vastaa länsimaisia PWR-laitoksia. VVER-laitoksissa on kuitenkin makaavat höyrykehittimet, kun länsimaissa laitoksessa höyrygeneraattorit ovat pystymallia. Koska Venäjä käy hyökkäyssotaa Ukrainassa, näitä laitoksia ei enää haluta ostaa länsimaissa.

Kiinalaiset laitokset olivat aluksi ranskalaisen PWR:n lisenssillä tehtyjä 900 MW:n laitoksia. Uusin laitos on tyyppiä **Hualong One**, joka on sen itse kehittämä 1200 MW standardivoimala. Sen kaksi ensimmäistä yksikköä on jo käytössä Fuqingissa ja kymmenen muuta laitosta on rakenteilla viidellä muulla laitospaikalla. Kiinalaiset laitokset eivät ole vielä päässeet lainkaan länsimaiden markkinoille.

Uusin painevesireaktorityyppi on **NuScalen** allasreaktori, jossa 77 MW tehoisia moduulireaktoreita asennetaan painettomaan vesialtaaseen tarkoituksen estää radioaktiivisten päästöjen syntyminen ja reaktorin sulaminen. Ensimmäinen **CFPP (Carbon Free Power Project)** -laitos käsittää kuusi 77 MW tehoista yksikköä ja on teholtaan 460 MW. Laitos on parhaillaan lupakäsittelyn kohteena ja rakentamisen uskotaan alkavan vuonna 2025 lähellä Idaho Fallsia. Laitos voisi valmistua vuonna 2030, jonka jälkeen laitoksia voisi myös olla myynnissä esimerkiksi Suomeen.

Nyt voisi sanoa, että ainoastaan EPR-1600-laitos on tänään kelvollinen ja ostettavissa Suomeen. Sen ongelma on, että laitos on liian kallis eikä ole kilpailukykyinen esimerkiksi tuulivoiman kanssa. Kustannuksia on vertailtu luvussa 5.4. Tarvitsemme EPR-1600-laitoksen tilalle kuitenkin kilpailukykyisen vaihtoehdon, joka voisi olla EPR:n parannettu versio.

Yksi tuleva painevesireaktori on myös **Rolls Roycen** kehittämä 440 MW moduulireaktori. Se vastaa puolestaan hyvin tavallista painevesireaktoria, joten sen turvallisuus on tuskin edes yhtä hyvä kuin samankokoisissa Loviisa 1- ja 2- laitoksissa.

Kiehutusvesireaktorit

Toiseksi yleisin reaktorityyppi on kiehutusvesireaktori (**Boiling Water Reactor, BWR**), jossa reaktorissa höyrystyvä vesi viedään suoraan höyryturpiinin. Tämän reaktorityypin pioneeri on amerikkalainen **General Electric**, joka lisenssillä myös monet Japanin reaktorit on rakennettu. Japanissa on edelleen rakenteilla kaksi uutta kiehutusvesireaktoria. Niiden rakennustyöt alkoivat jo ennen Fukushimaa onnettomuutta eikä uusia laitoksia ole sen jälkeen mikään maa tilannut.

Olkiluoto 1 ja 2 perustuivat Asea Atomin kiehutusvesireaktoreihin, joita on edelleen käytössä myös Ruotsissa. Kuitenkin sen markkinointi on lopetettu, eikä sitä ole enää saatavissa. Asea Atomin 1000 MW ydinvoimala olisi saattanut olla Perusvoima Oy:n valinta, jos yhtiö olisi saanut luvan vuonna 1993 rakentaa seuraavan ydinvoimalaitoksen Olkiluotoon. Kun ei saanut, siitä tuli samalla loppu Asea Atomin ydinvoimalaitosten rakentamiselle.

GE-Hitachi on kehittänyt 300 MW:n tehoisen **BWX-300**- tyyppisen pienydinvoimalan. Sen prototyyppiä ei ole kuitenkaan vielä rakenteilla eikä yhtään voimalaa ole vielä tilattu, mutta ensimmäistä voimalaa ollaan suunnittelemassa Kanadan Darlingtoniin. Suunnitelmien mukaan ensimmäinen laitos voisi valmistua vuonna 2028.

Onnettomuusriskit

Ydinvoima on turvallinen osaavissa käsissä ja oikein suunniteltuna. Ydinvoiman riskinä on jäähdytteen menetys ja reaktorin sulaminen. Sen todennäköisyyttä laski ensimmäisenä professori **Norman C. Rasmussen** (1927–2003), joka julkaisi vuonna 1975 nk. Rasmussenin raportin (WASH-1400). Siinä oli ydinsulamisen todennäköisyydeksi laskettu 1:20.000. Siihen aikaan maailmassa oli noin 200 reaktoria, joten reaktorin sulamisia tapahtuisi noin sadan vuoden välein. Sitä varten reaktorit ympäröidään suojarakennuksella, joka pystyy estämään säteilyn leviämisen ympäristöön.

Kun vuonna 1979 tapahtui Three Mile Islandin ydinvoimalaonnettomuus, jossa reaktori sulii, suojarakennuksen ansiosta ympäristöön päässyt säteily määrä oli niin pieni, että se vastasi vuoden tavanomaista luonnon säteilyannosta voimalan lähellä oleville ihmisille.

Kuitenkaan monet aiemmin suunnitellut voimalat eivät pysty rajoittamaan säteilyä reaktorin sulaessa. Esimerkiksi venäläiset Rosatomin suunnittelemat voimalat eivät kestä suunnittelun perustana olevaa viiden barin painetta. Leningradin II-1-yksikkö reaktorirakennus kesti painetta vain kahteen bariin asti, kun painekoe keskeytettiin rakenteiden murtumisen jälkeen. Vastaavasti sitä vanhempien yksiköiden reaktorirakennusten alla on boorisäiliöt, jonne johtaa kolme noin neliömetrin suuruista aukkoa, mutta boorisäiliöitä ei ole suunniteltu viiden barin paineelle.

Olisi hyvin riskialtista ostaa reaktori, joka ei täytä länsimaisia normeja ja jonka reaktorirakennus ei ole suunniteltu kestävään täyttää painetta. Nyt voi sanoa, että oli onni

kaikille, että Fennovoima lopetti Hanhikiven projektin, joka olisi tuskin saanut koskaan rakennuslupaa Suomeen.

Maailman toistaiseksi pahin ydinonnettomuus tapahtui Tshernobylessä vuonna 1986, kun reaktori teho nousi hallitsemattomasti ja sulii, jolloin grafiitista tehdyn moderaattorin palasia lensi ympäristöön. Kun vuonna 2011 tapahtui tsunamin aiheuttama kolmen reaktorin ytimen sulaminen Fukushimaa, reaktorien sulamisonnettomuuksia oli tapahtunut jo viisi kappaletta.

Vuoden 2021 loppuun mennessä reaktorien käyttövuosia oli 19.000, joten viisi reaktorin sulamista tarkoittaa yhtä sulamista noin 4000 käyttövuotta kohti. Nyt reaktoreita on toiminnassa 426, joten reaktorin sulamisonnettomuuksia voisi tapahtua noin kymmenen vuoden välein. Laitoksista 303 on painevesireaktoreita, joista vain yhden reaktori on sulanut. Painevesireaktorien sulamisriski on luokkaa kerran 10.000 vuodessa. Painevesilaitoksia on käytössä noin 320, joten reaktorin sulamisia voisi tapahtua noin kolmekymmenen vuoden välein maailmassa.

5.3 Suomen ydinvoimalat

Ensimmäinen yritys

Ensimmäisen ydinvoimalan hankinnasta käytiin kovaa kisaa eri toimittajien kesken. Imatran Voima järjesti ensimmäisen tarjouskilpailun vuonna 1965 noin 300 MW tehoisesta ydinvoimalasta. Tarjousvertailun mukaan parhaat tarjoukset tulivat järjestyksessä **AEG** 1,801 p/kWh (34 €/MWh v. 2021 rahassa), **ASEA** (1,815 p/kWh) ja **UKAEA** (1,834 p/kWh). Naantalın hiilivoimalan sähköntuotantokustannusten arvioitiin olevan 2,061 p/kWh (39 €/MWh v. 2021 rahassa). Myös Neuvostoliitosta saatiin tarjous myöhemmin ja sen omakustannushinnaksi laskettiin 2,038 p/kWh.

IVO päättyi näin AEG:n kiehutusvesireaktorin kannalle, mutta Länsi-Saksa oli poliittisessa boikotissa eikä Suomella ja Saksalla ollut keskenään poliittista sopimusta ydinvoimasta. Näin IVO:n johto oli törmännyt poliittiseen miinaan. Suomen hallitus ei halunnut ostaa ydinvoimalaa Länsi-Saksasta, koska Neuvostoliitto myös olisi hermostunut. Tämän vuoksi tarjouskilpailu päätettiin 14. helmikuuta 1967 lopettaa.

Toinen yritys

Seuraava tarjouskilpailu käytiin Suomen Atomiteollisuusryhmän toimesta nyt poliittisesti sopivilta ryhmiltä, joihin ei kuulunut Länsi-Saksa. Tarjouspyynnöt lähetettiin joulukuussa 1967. Neuvostoliitosta ei pyydetty myöskään tarjousta, koska **Technopromexport** ei kertonut pystyvänsä toimittamaan laitosta kokonaistoimituksena.

Tekniset tarjoukset saatiin tammikuussa **UKAEA:lta** ja **ASEA:lta**, mutta hintatarjousten antaminen lykättiin siihen, kun myös Technopromexport antoi tarjouksen huhtikuussa VVER-laitoksesta (painevesireaktori). Nyt saatiin omakustannushinnaksi UKAEA:n raskasvesireaktorin tarjoukselle 2,053 p/kWh (35,6 €/MWh), ASEA:lle kiehutusreaktorille 2,276 p/kWh ja Technopromexportille 2,719 p/kWh.

Heinäkuussa 1968 Suomeen saapui Neuvostoliitosta asiantuntijaryhmä selvittämään, miten Technopromexportin tarjous saataisiin samalle tasolle UKAEA:n tarjouksen kanssa. Suomi odotti samaan aikaan jännittyneenä, kun Varsovan liiton panssarit ylittivät Tshekkoslovakian rajan 20. elokuuta 1968, maa vallattiin ja hallitus vaihdettiin.

Tämän jälkeen Neuvostoliitto lähetti uuden tarjouksen, jossa laitteet maksoivat 106 miljoonaa markkaa ja Neuvostoliitto myöntäisi 182 miljoonan markan lainan 2,5 % korolla. IVOssa laskettiin, että tämän uuden tarjouksen mukaisen laitoksen sähkö maksasi 2,056 p/kWh, kun UKAEAn laitoksen sähkö maksaisi 2,053 p/kWh.

Kilpailu hämmensi pääministeriksi noussutta **Mauno Koivistoa** sen verran, että hän ilmoitti heinäkuussa 1968, että Suomen ensimmäinen atomivoimaprojekti on pantu jäihin. Ei uskaltanut valita edullisinta laitosta, koska silloin olisi saanut Neuvostoliiton johtajat hermostumaan. Toisaalta, jos olisi valinnut Neuvostoliiton esittämän vaihtoehdon, olisi saanut Britannian hermostumaan.

Lykkääntyminen sai IVO:n rakentamaan hiilivoimaa. Vuonna 1964 oli otettu käyttöön Naantalissa kaksi 133 MW hiilivoimalaa. Vuonna 1970 tilattiin Naantaliin kolmas yksikkö ja Inkooseen ensin kaksi 250 MW tehoista hiilivoimalaa ja myöhemmin vielä toiset kaksi 250 MW voimalaa.

Kolmas yritys

Seuraava yritys tehtiin Neuvostoliiton ehdotuksesta Suomen hallitukselle, joka päätti lähettää Moskovaan 4. kesäkuuta 1969 asiantuntijaryhmän neuvottelemaan voimalasta kauppa- ja teollisuusministeri **Väinö Leskisen** johdolla. Mukana olivat Atomienegianeuvottelukunnan puheenjohtaja **Erkki Laurila**, tekniikan tohtori **Antti Vuorinen** Säteilyfysiikan laitokselta, diplomi-insinööri **Magnus Bonsdorff** Atomiteollisuusryhmästä sekä toimitusjohtaja **Heikki Lehtonen** sekä diplomi-insinöörit **Pentti Alajoki** ja **Kalevi Numminen** IVOsta.

Väinö Leskinen ja Neuvostoliiton ulkomaisten taloudellisten suhteiden puheenjohtaja **S. A. Skatskov** menivät neuvottelemaan omaan huoneeseensa. He pääsivät nopeasti yhteisymmärrykseen voimalan tilaamisesta. Leskinen ilmoitti Lehtoselle, että *”nyt on laitos sitten tilattu”*. Lehtonen kysyi, *”Tilattiinko turpiinit kanssa?”*. *”Kyllä, turpiinit kanssa”*, vastasi Leskinen.

Näin siis tilattiin voimalasta vain laitteet, vaikka alkuperäinen tarjouspyyntö oli käsittänyt koko voimalan kokonaistoimituksena. Tämä oli hyvä onni Suomelle ja Imatran Voimalle. Nyt pystyttiin kouluttamaan kokonainen sukupolvi insinöörejä, jotka osasivat suunnitella, rakentaa ja käyttää ydinvoimalaitoksia. Se nähtiin sitten Loviisa 3-yksikön suunnittelussa, jonka mukaisia VVER-1000-laitoksia on rakennettu Kiinaan neljä kappaletta ja neljä on rakenteilla.

Esisopimus Loviisan VVER-440- laitoksesta ja polttoaineesta kirjoitettiin 9. syyskuuta 1969. Laitoksen laitteet maksoivat asennettuina noin 250 miljoonaa markkaa ja laitoksen arvioitiin maksavan yhteensä noin 500 miljoonaa markkaa (760 M€ 1430 €/kW v. 2021 rahassa). Sen lisäksi Neuvostoliitosta saatiin 250 miljoonan markan laina 2,5 % korolla ja 25 vuoden maksuajalla.

Loviisan atomivoimaprojekti

Kun esisopimus oli allekirjoitettu, IVO perusti Atomivoimaprojektiryhmän, jonka päälliköksi valittiin diplomi-insinööri **Kalevi Numminen** (1932–2015). Hän oli tutustunut monipuolisesti eri maiden atomivoimatekniikkaan ja oli Teknillisen korkeakoulun Sähköosaston tietojen mukaan ollut arvosanoiltaan paras sieltä valmistunut diplomi-insinööri.

Kalevi Numminen keräsi ihmisiä Ruoholahdenkadulla olevaan toimistoonsa. Ensi valittiin ryhmyreiksi kokeneita ja hyvin koulutettuja diplomi-insinöörejä, lisensiaatteja ja tohtoreita. He sitten valitsivat ryhmiinsä sopiviksi katsomiaan henkilöitä. Parhaimmillaan Ruoholahdenkadulla oli noin 200 insinööriä, teknikkoa tai muuta toimihenkilöä.

Itse tulin projektiryhmään vastavalmistuneena diplomi-insinöörinä kesällä 1971 suunnitteluinsinööriksi tekniikan lisensiaatti **Heikki Väyrysen** ryhmään, jonka vastuualueena olivat reaktori, ydintekniikka ja prosessitietokone. IVO:n vanhat Sähkö- ja Rakennusosastot toimivat eri taloissa ja olivat tottuneet rakentamaan hiili- ja vesivoimalaitoksia aina 1930-luvulta alkaen. Ne suunnittelivat sähkölaitteet ja rakennukset itsenäisesti.

Ensin kirjoitettiin Alustava turvallisuusraportti (PSAR), joka luovutettiin Säteilysäilyfysiikan laitokselle elokuussa 1971. Siellä johtajana ollut tekniikan tohtori **Antti Vuorinen** esitti, että IVOlle annetaan rakennuslupa ja reaktorirakennuksen liukuvalut alkoivat syyskuun lopussa ja reaktorirakennus nousi harjakorkeuteen 22.10.1971. YIT urakoi rakennukset. Wärtsilä toimitti reaktorin teräksisen suojarakennuksen, Siemens laitoksen säätö- ja automaatiolaitteet, Nokia prosessitietokoneet ja Strömberg sähkölaitteet.

Laitos kytkettiin verkkoon helmikuussa 1977 eli noin 5,5 vuotta liukuvalujen alkamisesta ja hieman alle 7,5 vuotta esisopimuksen solmimisen jälkeen. Laitoksen nettotehon havaittiin yllättäen olevan 440 MW taatun 420 MW asemasta, koska turpiinia oli parannettu Suomen kylmän jäähdytysveden takia. Laitos tuli lopulta maksamaan noin 1140 miljoonaa markkaa (980 M€ v. 2020 rahassa eli 1939 €/kW). Toteutunut hinta oli kilowattia kohti laskettuna 36 % kalliimpi kuin arvioitu hinta (1430 €/kW v. 2021 rahassa).

Loviisa 2 -projektin vetäjänä toimi diplomi-insinööri **Kalervo Nurmimäki**. Yksikkö kytkettiin verkkoon marraskuussa 1980. Sen reaktoriastian pinnoitteessa havaittiin vikoja, jotka jouduttiin korjaamaan ennen polttoaineen latausta. Tämän vuoksi laitos myöhästyi noin vuodella. Loviisa 2 maksoi noin 1160 miljoonaa (724 M€ v. 2021 rahassa eli 1430 €/kW). Koko laitos tuli maksamaan yhteensä 2300 miljoonaa markkaa (1707 M€ v. 2021 rahassa eli 1680 €/kW) (Taulu 5.3.1 ja Kuva 5.3.1 s. 44).

Taulu 5.3.1 Loviisan ydinvoimalan tunnusluvut.

	Laitos	Teho MW	Rak-aika v	Käyttök. %	Rakennuskustannus Mmk	Tehohinta M€/2021	€2021/kW
1	Loviisa-1	507	5,8	87,6%	1138	983	1939
2	Loviisa-2	507	8,3	89,4%	1160	724	1428
	Loviisa	1014	7,0	88,5 %	2298	1707	1683

Olkiluodon 1- ja 2- voimalat

Teollisuuden Voima Oy (TVO) tilasi kaksi voimalaa Asea Atomilta. Olkiluoto 1 oli kokonaistoimitus. Siihen kuului 660 MW tehoinen kiehumusvesireaktori (BWR) ja **Stal Lavalin** 660 MW tehoinen höyryturpiini.

Olkiluoto 1 kytkettiin verkkoon syyskuussa 1978 ja Olkiluoto 2 helmikuussa 1980. Laitokset tulivat maksamaan vastaavasti 1270 ja 1980 miljoonaa markkaa (855 ja 1240 M€ v. 2021 rahassa). Olkiluoto 1 oli myyty tarjoushinnalla 855 M€ nykyrahassa, joka oli 30 % Olkiluoto 2 hintaa halvempi.

Olkiluodon voimala maksoi yhteensä 3260 miljoonaa markkaa (2090 M€ v. 2020 rahassa eli 1175 €/kW). Kummankin yksikön tehoa nostettiin 890 megawattiin. Näin lopulta Olkiluoto tuli kilowattihinnaltaan noin 30 % Loviisaa (1680 €/kW) halvemmaksi. Kuitenkin pitkä ydinpolttoainesopimus ja edullisemmat lainaehdot tekivät molemmat hankkeet suunnilleen yhtä edullisiksi.

Taulu 5.3.2 Olkiluodon voimalat 1 ja 2.

Laitos	Teho MW	Rak-aika v	Käyttök. %	Rakennuskustannus Mmk	Tehohinta M€/2021	Tehohinta €/2021/kW
1 Ol-1	890	4,6	92,6%	1274	855	961
2 Ol-2	890	4,3	93,0%	1982	1237	1390
Olkiluoto 1 ja 2	1780	4,4	90,7%	3256	2092	1175

Loviisa 3

Juuri öljykriisin alla IVOssa tehtiin arvio, että Suomen sähkönkulutus nousi vuoden 1973 arvosta 30 TWh vuonna 1985 arvoon 72 TWh eli eksponentiaalisesti 8 % vuodessa. Näin vuonna 1985 Suomessa tarvittaisiin sähkötehoa 14.000 MW. Siitä 11.000 MW oli käytössä tai rakenteilla, joten lisää tehoa tarvittaisiin noin 3000 MW, josta 1500 MW tulisi olla ydinvoimaa. Näin vuoteen 1985 mennessä pitäisi rakentaa vielä kolme 500 MW tehoista ydinvoimalaa.

Tästä syystä IVO aloitti Loviisa 3- ja 4-yksiköiden hankinnan valmistelun vuonna 1973 Technopromexportin (TPE) kanssa. Tavoitteena oli, että laitokset valmistuisivat vuosina 1981 ja 1982. Kävimme lokakuussa hintaneuvotteluita, joissa ilmeni, että TPE:n pääjohtaja **V. K. Monahov** pyysi Loviisa 3:n laitteista nyt 500 miljoonaa markkaa, Loviisa 1 maksoi 250 miljoonaa markkaa. Numminen oli saanut valtuudet tarjota laitteista 400 miljoonaa markkaa. Näin laitos jäi tilaamatta.

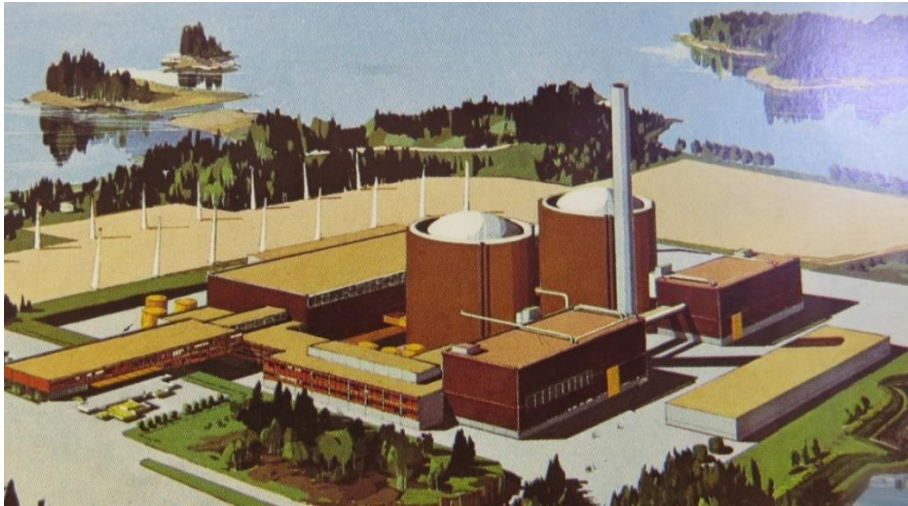
Tämän jälkeen havaittiin IVO:n tutkimusosastolla, että sähkönkulutuksen kasvu olikin vain noin 2 TWh vuodessa (Kuva 5.3.2). Vuonna 1985 sähköenergiaa tarvittaisiin vain noin 52 TWh ja sähkötehoa tarvittaisiin vain 10.000 MW. Sähkötehoa olisi nyt 1980-luvun alussa valmiina 11.000 MW, kun vuosia 1977–1982 Suomeen valmistuisi neljä ydinvoimalaitosta. Näin 1980-luvun alussa sähköä myytiin kesäaikaan sähkökattiloihin, joita IVO oli rakentanut useiden kaukolämpövoimalaitosten yhteyteen. Kiire ydinvoimalaitosten rakentamiselta poistui.

Pienten 440 MW:n laitosten sijasta aloitimme Atomivoimaprojektissa heinäkuussa 1976 VVER-1000-yksikön suunnittelun, kun meille ilmoitettiin, että syksyllä oli Suomeen tulossa Neuvostoliiton energiaministeri **P. S. Neporoshny**. Sen vuoksi teimme IVOn johtajille A3-kokoiset pohja- ja leikkauskuvat VVER-1000-voimalasta sekä VVER-1000- ja 440- voimalaitosten kustannusarviot. Niiden mukaan VVER-1000- voimala maksaisi noin 33 % vähemmän kilowattia kohti kuin kaksi VVER-440-laitosta. Ministerin vierailun aikana tehtiin 17.9.1976 aiesopimus, jonka mukaan aloitettiin yhden VVER-1000-laitoksen suunnittelu kahden VVER-440-laitoksen asemasta. Noin 1000 MW kokoisen voimalan tarve olisi 1980-luvun lopussa.

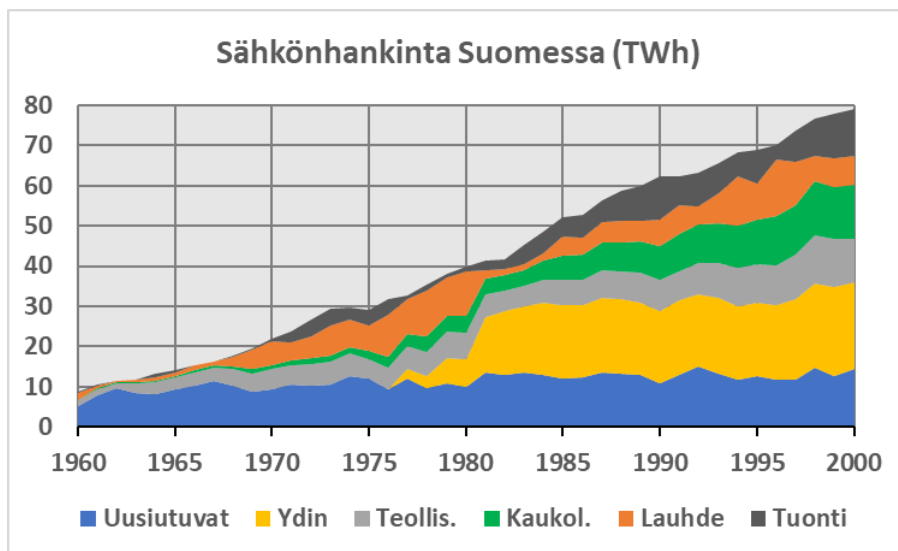
Alustava suunnitelma VVER-1000-laitoksesta saatiin valmiiksi vuonna 1984. VVER-1000-laitoksen kustannuslaskelmat kertoivat, että ydinvoimalla tuotettu sähkö maksasi nyt 133 mk/MWh (49 €/MWh v. 2021 rahassa), kun hiilivoimalla tuotettu sähkö maksaisi 183 mk/MWh (67 €/MWh v. 2021 rahassa). Ilman kivihiilen hinnan kaksinkertaistumista hiilivoima olisi ollut ydinvoimaa halvempaa. Loviisa 3:ssa oli rakennuskuutioita 47 % vähemmän ja betonia 30 % vähemmän kilowattia kohti laskettuna (Taulu 5.3.3) kuin Loviisa 1:ssä.

Taulu 5.3.3 Rakennuskuutioiden ja massojen määrä Loviisa 3:n VVER-1000- laitoksella.

Rakennus	Rakennus- tilavuus Rm3	Betoni- kuutiot m3	Betoni- teräkset t	Rakenne- teräkset t
Reaktorilaitos				
Reaktorirakennus	127400	40875	6644	2440
Turvarakennus	43670	11320	840	211
Polttoainerakennus	10300	1670	163	56
Apurakennus	60140	14845	1558	200
Kiinteide jätt. Varasto	9750	3800	345	26
Dieselrakennus	13800	3420	197	12
Höyryputkitila	22720	6975	1480	223
Yhteensä	287780	82905	11227	3168
Konventionaalinen laitos				
Turpiinirakennus	202800	13100	1012	256
Valvomorakennus	31000	5330	330	13
Huoltorakennus	12590	1810	284	10
Merivesipumppaamo	19500	3230	144	40
Suodatinrakennus	9850	1035	82	20
Suolanpoisto ja veden	6300	630	38	5
Vedenpuhdistus	3000	450	45	3
Ilmastointopiippu	2850	600	53	0
Konttorirakennus	10500	1210	92	0
Varasto ja työpaja	29000	2300	194	10
Muut rakenteet	10200	12200	909	9100
Yhteensä	337590	41895	3183	9457
Koko laitos	625370	124800	14410	12625
Määrä/MW	638	127	15	13



Kuva 5.3.1 Loviisan ydinvoimala (Imatran Voima Oy).



Kuva 5.3.2 Sähkönhankinta Suomessa (Tilastokeskus).



Kuva 5.3.3 Tianwan 1 ja 2.

Voimalan rakentamista varten perustettiin Perusvoima Oy vuoden 1986 alussa ja yhtiö haki lupaa voimalan rakentamiseksi. Juuri samalla viikolla, kun lupa meni Valtioneuvoston käsittelyyn huhtikuussa 1986, tapahtui Tshernobylin onnettomuus ja lupahakemus jäi hallituksen pöydälle. Ydinvoimalaitosten suunnittelu lopetettiin moneksi vuodeksi.

Ei nämä IVOn VVER-1000-suunnitelmat hukkaan menneet. Niistä kiinnostui Kiina, joka on rakentanut neljä näiden piirustusten mukaista yksikköä Tianwanin laitospaikalla (Kuva 5.3.3). Kaksi samanlaista IVOn reaktorilaitoksen suunnitelmiin perustuvaa yksikköä on rakenteilla Tianwanissa ja kaksi Xudabun laitospaikoilla. Tianwanista tulee vuonna 2028 maailman suurin ydinvoimalaitos, kun siinä on käytössä kahdeksan yksikköä, joista kuusi reaktorilaitosta on rakennettu IVOn suunnitelmien pohjalta. IVO suunnittelijat laativat Tianwanin yksityiskohtaiset layout- ja putkistosuunnitelmat CAD-malleilla.

Viides ydinvoimala 1993

Vuonna 1991 Perusvoima Oy käynnisti viidennen ydinvoimalan suunnittelun uudelleen. Yhtiö jätti Kauppa- ja teollisuusministeriölle lupahakemuksen viidennestä ydinvoimalasta toukokuussa 1991. Tarkoituksena oli rakentaa ydinvoimala, joko Loviisaan tai Olkiluotoon. Jos valittava voimala olisi painevesilaitos, se sijoitettaisiin Loviisaan. Kiehutusvesilaitos tulisi Olkiluotoon.

Samaan aikaan valmisteltiin Kauppa- ja teollisuusministeriössä uutta energia- ja ilmastopoliittista ohjelmaa. Kun asia vietiin eduskunnan käsittelyyn syksyllä 1992, ensimmäisen kauden kansanedustaja **Matti Vanhanen** esitti sen yhteydessä ponnen, että Suomen energiapolitiikkaan ei pidä laittaa ydinvoimaa vaihtoehdoksi. Ponsi hyväksyttiin selvin numeroin.

Asian edistämiseksi aloitettiin mittava lobbaustoiminta, jonka kärkimiehinä olivat tekniikan tohtori **Anders Palmgren** Imatran Voimasta ja diplomi-insinööri **Pentti Sierilä** Teollisuusliitosta. Molemmat miehet kertoivat, että Suomeen tulee paha sähköpula vuonna 2000, jos ydinvoimalaa ei rakenneta. Samalla he tuomitsivat vaihtoehtoiset sähköntuotantomuodot haihatteluksi. Lobbaus meni täysin pieleen, koska sen ansiosta ydinvoiman kannatus suomalaisten keskuudessa alkoi vähetä.

Muitakin voimalaitoshankkeita oli esillä. Heti em. Vanhasen ponnen esittämisen jälkeen Wärtsilä lupasi toimittaa ydinvoiman korvaamiseksi suurten kaupunkien yhteyteen kymmenen 100 MW maakaasulla käyvää CHP-laitosta. Wärtsilä teetti VTT:llä selvityksen kaukolämpölaitosten tarpeesta. Selvityksen tekijät, tekniikan tohtori **Eero Tamminen** ja diplomi-insinööri **Juha Forsström** päätyivät siihen, että Suomeen voidaan rakentaa 1250 MW CHP-laitoksia kaukolämmön yhteyteen. Kaasudiesellaitosten tuottaman sähkön hintojen arveltiin olevan 120 mk/MWh (30,5 €/MWh v. 2021 rahassa) kaukolämpökäytössä. Ydinvoiman omakustannushinnaksi saatiin 152 mk/MWh (38,7 €/MWh v. 2021 rahassa). Kaasudieselvoima olisi näin 20 % ydinvoimaa edullisempaa. Neste lupasi rakentaa Kilpilahteen 500 MW tehoisen kaasu- tai jäteöljyvoimalan.

Kun sitten eduskunta äänesti syyskuussa 1993 ydinvoimaluvasta, se päättyi edelleen kielteiselle kannalle. Samalla se hyväksyi myös ponnen, jonka mukaan Suomeen pitää rakentaa lisää kaasudieselvoimaa. Näin lopulta tapahtuikin. Kaupunkien yhteyteen

rakennettiin vuosina 1993–2000 noin 920 MW uutta kaukolämpövoimaa ja teollisuus rakensi 660 MW uutta vastapainevoimaa. Yhdistettyä lämpöä ja sähköä tuottavia CHP-laitoksia rakennettiin yhteensä 1580 MW.

Vuonna 2000 sähköä hankittiin 79,2 TWh eli 13,6 TWh enemmän kuin vuonna 1993. Kasvusta 5,7 TWh kattoivat CHP-laitokset, 2,8 TWh ydinvoiman tehonkorotukset ja 4,3 TWh sähkön tuonti (Taulu 5.3.4). Nämä kattoivat kasvusta yhteensä 8,5 TWh, mikä olisi voinut olla uuden 1200 MW ydinvoimalan tuotanto. Kannattaa myös huomata, että lauhdevoiman tuotanto väheni, vaikka IVO ja TVO rakensivat Meriporin 560 MW hiilivoimalan. Tuontisähkö oli hiilivoimaa halvempaa.

Taulu 5.3.4 Sähkönhankinta vuosina 1993 ja 2000.

Lähde	Sähkönhankinta			Osuudet		
	1993 TWh	2000 TWh	Lisäys TWh	1993 %	2000 %	Lisäys %-yks.
Uusiutuvat	13,3	14,5	1,2	20 %	18 %	-2,0 %
Ydinvoima	18,8	21,6	2,8	29 %	27 %	-1,4 %
Teollisuuden vp	8,7	10,8	2,1	13 %	14 %	0,4 %
Kaukolämpövoima	9,8	13,4	3,6	15 %	17 %	2,0 %
Lauhdevoima	7,4	6,9	-0,4	11 %	9 %	-2,5 %
Nettotuonti	7,5	11,9	4,3	11 %	15 %	3,5 %
Yhteensä	65,5	79,2	13,6	100 %	100 %	

Voimalaitosteho kasvoi vuosina 1993–2000 noin 2230 MW, mutta huippukulutus kasvoi 2930 MW (Taulu 5.3.5). Näin ylijäämää oli vuonna 2000 enää 10 % huippukulutuksesta, kun sitä piti olla 14 % Sähköntuottajain Yhteistyövaltuuskunnan (STYV) suositusten mukaan. Kapasiteettia olisi pitänyt olla 15.170 MW eli tehoa oli noin 410 MW alle STYV:n suosituksen.

Taulu 5.3.5 Voimalaitoskapasiteetti ja huippukulutus.

Tehotase		1993	2000	Lisäys
Voimalaitosteho	MW	12530	14760	2230
Huippukulutus	MW	10380	13310	2930
Ylijäämä	MW	2150	1450	-700
Prosenttia	%	17 %	10 %	

Tiukentuneet turvallisuusvaatimukset

Ydinvoiman rakentaminen oli pysähtynyt USA:ssa vuoden 1979 **Three Mile Islandin** (Harrisburgin) ydinonnettomuuden jälkeen. Tiukentuneet turvallisuusvaatimukset estivät monen ydinvoimalaitoksen käynnistymisen. Samalla voimalaitosten hinnat nousivat ja sähköyhtiöt lopettivat ydinvoimalaitosten tilaukset kokonaan.

Juuri ennen Tree Mile Islandin voimalan onnettomuutta, maailmalla levisi elokuva ”Kiina ilmiö”, jossa oltiin elokuvantekijöiden toimesta ennakoitu, mitä ydinvoimalassa voi tapahtua, jos reaktori sulaa. Kiina ilmiö tarkoitti, että sulanut reaktori voi valua maaperään ja aiheuttaa suuren säteilyvuodon.

Tämä ei ollut uusia asia, koska Rasmussen oli vuonna 1975 arvioinut, että reaktorin sulamisen todennäköisyys on kerran 20.000 vuodessa. Kun maailmassa oli vuonna 1986 noin 400 reaktoria, tuo todennäköisyys olisi tarkoittanut yhtä onnettomuutta 50 vuoden välein. Nyt oli kuitenkin tapahtunut ydinvoimaonnettomuuksia 1979 ja 1986 eli seitsemän vuoden välein.

Tämä tarkoitti, että ydinvoimalaitosten turvallisuusvaatimuksia alettiin parantamaan ja 1990-luvun alussa vaadittiin, että reaktorin sulaessa sula polttoaine täytyy ottaa hallitusti talteen ns. sydänsiepparissa. Ensimmäinen sydänsieppari maailmassa rakennettiin IVOn suunnittelemaan Tianwan 1-yksikköön, joka käynnistyi vuonna 2006.

Arabiterroristit kaappasivat neljä matkustajakonetta syyskuun 11. päivänä 2001. Kaksi niistä lennätettiin päin World Trade Centerin tornitaloja New Yorkissa, yksi lennätettiin päin Pentagonia Washingtonissa ja yksi putosi kesken lennon, kun matkustajat valtasivat ohjaamon.

Tämä vaikutti Suomen viranomaisiin niin, että STUK muutti YVL-ohjeilta niin, että Suomeen rakennettavien ydinvoimalaitosten pitää kestää jumbojetin törmäys laitokselle. Tämä vaatimus tuli Suomen uusille ydinvoimalaitoksille ensimmäisenä maailmassa.

Olkiluoto 3

Vasta vuonna 2002 Eduskunta oli valmis päättämään seuraavan ydinvoimalan rakentamisesta TVO:n Olkiluoto 3-projektin pohjalta. 1990-luvulla sähköntarve tyydytettiin pääasiassa yhdistettyjä sähköä ja lämpöä tuottavien voimalaitosten avulla.

Olkiluoto 3- ydinvoiman periaatepäätös syntyi melkein ilman vastareaktioita muualla teollisuudessa. Nyt tiedettiin, että kaukolämpövoimaa ei voi enää rakentaa kovin paljoa eikä tuulivoimalat olleet vielä kaupallisia. Periaatepäätös eduskunnassa tehtiin toukokuussa vuonna 2002.

TVO tilasi Ol3-voimalan joulukuussa 2003 Arevan ja Siemensin konsortiolta, joka lupasi rakentaa voimalan vuoden 2009 loppuun mennessä. Voimala oli 1600 MW tehoinen painevesireaktorin (PWR) prototyyppi, joka olisi ensimmäinen lajissaan maailmassa. Areva toimittaisi 4300 MW tehoisen reaktorilaitoksen ja Siemens 1700 MW tehoisen höyryturpiinilaitoksen. Laitos varustettaisiin sydämen kaapparilla ja sen reaktorirakennus olisi suojattu jumbojetin törmäykseltä.

Kauppasumman kerrottiin olevan noin 3200 M€ eli (4090 M€ v. 2021 rahassa 2560 €/kW). Kun voimala kytkettiin vuonna 2022 verkkoon, voimalan kerrottiin maksaneen 5500 M€ (3400 €/kW). Se oli nykyrahassa noin 33 % enemmän alkuperäiseen kustannusarvioon verrattuna ja lähes kolminkertainen Olkiluodon 1. ja 2. tehohintoihin (1175 €/kW) verrattuna. Laitokset maksoivat sen päätoimittajana olleelle Areva:lle huomattavasti enemmän ja yhtiö olisi mennyt konkurssiin, ellei Ranskan valtion voimayhtiö EDF olisi ottanut yhtiötä haltuunsa.

Britanniassa rakenteilla olevan **Hinkley Point C**:n kahden EPR-1600-laitoksen kerrotaan maksavan noin 23 miljardia euroa eli 7200 €/kW. Se on noin kaksinkertainen tehohinta

Olkiluoto 3:n tehohintaan verrattuna. Senkään lopullisia kustannuksia ei vielä tiedetä, koska laitos ei ole valmistunut.

Olkiluoto 3:n piti valmistua vuonna 2009, mutta se kytkettiin verkkoon vasta 2022 eli 13 vuotta myöhemmin. Ongelmia oli heti alusta alkaen runsaasti. Laitoksen suunnittelu oli pahasti kesken, kun betonityöt aloitettiin. Kun pohjalaatan valua oli suoritettu, betoni havaittiin laadultaan vettä läpäiseväksi ja työt jouduttiin sen vuoksi keskeyttämään. Toinen vaikea ongelma oli laitoksen automaatiojärjestelmä, joka oli Arevan suunnitelman mukaan täysin tietokonepohjainen. Sitä ei STUK hyväksynyt ja se piti suunnitella kokonaan uudestaan.

Koska rakennustyöt kestivät vuodesta 2005 aina vuoteen 2022 asti, siitä aiheutui paljon ylimääräisiä työvuosia. Jos työmaalla on koko ajan 4000 henkeä, niin neljän vuoden rakennustyöt vaatisivat noin 12.000 miestyövuotta. Mutta projekti kestitkin 18 vuotta, joten miestyövuosia olikin noin 64.000 miestyövuotta. Tästä syntyi lisäkustannuksia karkeasti laskettuna 52.000×50.000 euroa eli noin 2,5 miljardia euroa.

Pitkä aikataulu ja suuri työmaan miestyömäärä aiheutui kehnosta suunnittelusta ja huonosta työmaan organisoimisesta. Se meni tietysti pääasiassa toimittajan maksettavaksi, jonka vuoksi Areva olisi mennyt konkurssiin, ellei Ranskan valtion omistama sähköyhtiö EDF olisi sitä pelastanut.

Kaikesta huolimatta projekti valmistui ja sen tuottama sähkö olisi kohtuuhintaista. Jos voimala maksoi tilaajalle noin 3400 €/kW, sen pääomakustannukset 5 % laskentakorolla ja 7500 tunnin käyttöajalla olisivat noin 32 €/MWh. Polttoaine maksaa noin 6 €/MWh ja käyttö noin 10 €/MWh, joten voimalaitoksen tuottama sähkö maksaa noin 48 €/MWh. Se olisi kohtuullinen hinta sen osakkaille, jotka saavat sähköä voimalan omakustannushinnalla. Se on kuitenkin kalliimpaa kuin tuulivoimalla tuotettu sähkö, joka maksaa noin 40 €/MWh.

Kuudes ydinvoimala

Vuonna 2008 Fortum, TVO ja Fennovoima hakivat kukin erikseen lupaa seuraavan ydinvoimalan rakentamista varten. Elinkeinoministerinä ollut **Mauri Pekkarinen** esitti Valtioneuvostolle, että luvan saavat vain TVO ja Fennovoima. Kerrottiin, että Pekkarinen olisi antanut luvan Fortumille ja Fennovoimalle, mutta ministerin puheille marssi joukko vuorineuvoksia, jotka vaativat lupaa TVO:lle tai muuten teollisuus lähtee Suomesta.

Valtioneuvostossa päätettiin Pekkarisen esityksen mukaisesti, että luvan saavat **TVO** ja **Fennovoima**. Eduskunta vahvisti päätöksen heinäkuussa 2010 äänin 121–71. Aika pian TVO ilmoitti, että se ei aio rakentaa voimalaa. Sillä oli miljardien kiista Arevan kanssa meneillään, joten se ei halunnut jatkaa niillä hinnoilla, mitä Areva pyysi uudesta laitoksesta.

Fennovoiman hanke sai nimen **Hanhikivi 1** ja sitä alettiin viedä tarmokkaasti eteenpäin. Pahaksi onneksi kuitenkin hankkeessa mukana ollut EON vetäytyi projektista lokakuussa 2012, kun Saksa päätti luopua ydinvoimasta ja sen vuoksi myös Siemens lopetti ydinvoimalaitoksen kehittämisen ja myynnin. Samalla kolmannes yhtiön osakkaista katosi ja voimalan tehoa päätettiin pienentää 1600 megawatista 1200 megawattiin.

Tämän kokoisia laitoksia myi myös monta yhtiötä, mutta niistä Fennovoima valitsi Rosatomin, jonka kanssa tehtiin toimitussopimus joulukuussa 2013 **VVER-1200**-tyyppisen voimalan toimittamisesta vuoteen 2024 mennessä. Maaliskuussa 2014 Fennovoiman osakkeista 34 % siirtyi RAOS Voima Oy:lle.

Koska VVER-1200- laitos ei ollut mukana Fennovoiman periaatepäätöshakemuksessa, hankkeesta piti pyytää uusi periaatepäätös. Eduskunta teki myönteisen periaatepäätöksen VVER-1200- laitoksesta joulukuussa 2014. Kuitenkin ehdoksi vaadittiin, että suomalainen osuus Fennovoiman osakkeista piti olla vähintään 60 %.

Myös Fortum saatiin Fennovoiman osakkaaksi, mutta kukaan ei ole kertonut, miten Fortum saatiin mukaan tähän kilpailevaan hankkeeseen. On melko todennäköistä, että Fortum pakotettiin siihen. Sillä oli 5 miljardin sijoitukset Venäjän kaasuvoimalaitoksissa, joita voitiin käyttää myös mahdolliseen kiristykseen. Ei se olisi ollut ensimmäinen kerta, kun Fortumia kiristettiin. Näin kerran 1980-luvulla venäläisen muistion, jossa huomautettiin, että Loviisan polttoainesopimus lakkaa, jos IVO ei osta höyryturpiinia Neuvostoliitosta Joensuun turvevoimalaan.

VVER-voimalan suunnittelu alkoi siis viimeistään joulukuussa 2013. Laitoksen referenssikuvat saatiin Leningradin II-1-laitoksesta, joka kytkettiin sähköverkkoon helmikuussa 2018. Fortumin ja Fennovoiman insinöörien piirissä tiedettiin, että tuon laitoksen suojarakennus oli hajonnut painekokeessa noin kahden barin paineessa noin neljä vuotta ennen laitoksen valmistumisesta, mutta siitä muodostunut estettä Leningradin ydinvoimalaitoksen käynnistämiseksi. Tiedettiin, että myöskään mikään sen edeltävä VVER-laitos ei olisi kestänyt täyttä painetta.

Tämä olisi merkinnyt laitoksen reaktorirakennuksen suunnittelua kokonaan uudelleen tai sitten olisi voitu käyttää Fortumin Tianwania varten tehtyjä piirustuksia. Tianwanin piirustukset eivät Rosatomille kelvanneet ja aloitettiin uudelleensuunnittelu. Suunnittelu ei vielä ollut valmis, kun Venäjä hyökkäsi Ukrainaan helmikuussa 2022. Siihen mennessä laitosta oli suunniteltu vuodet 2014–2021 eli kahdeksan vuotta. Samassa ajassa IVO oli suunnitellut ja rakentanut Loviisan ykkösen. Laitoksen piirustuksia ei kuitenkaan koskaan näytetty julkisuudessa. Kun muutaman kerran kysyin Fennovoimalta laitoksen rakennuskuutioiden määrästä, vastausta ei annettu. Luultavasti niitä oli noin kolmin-kertainen määrä Loviisa 3:n (VVER-1000) rakennuskuutioihin verrattuna (Taulu 5.3.1).

Jos rakentamislupa olisi saatu vuonna 2022, laitoksen rakentaminen olisi voinut alkaa syksyllä 2023 ja laitos olisi ollut valmis aikaisintaan vuonna 2032 eli kahdeksan vuotta myöhemmin, mitä alkuperäisessä sopimuksessa oli luvattu. Toinen ilmeinen syy oli Rosatomin osaamattomuus laitossuunnittelijana. Rakennusten mammuttimainen betoni- ja teräsmäärä ja heikkotasoinen suunnittelu olisivat tarkoittaneet ennätyspitkää projektia, joka olisi saattanut kestää yhtä kauan kuin Olkiluoto 3-projekti eli jopa 17–18 vuotta.

Hanhikiven voimalan kerrottiin maksavan noin 7 miljardia euroa. Sen päälle tulevat vielä omistajan kustannukset, jotka 300 hengen toimistossa olisivat 10 vuoden aikana 3000 miestyövuotta ja maksaisivat noin 200 miljoonaa euroa. Voimalan hinta olisi noin 7,2 miljardia eli 6000 €/kW. Viiden prosentin laskentakorolla ja 25 käyttöajalla kustannuksia syntyisi 426 miljoonaa euroa vuodessa ja 7500 tunnin käyttöajalla 57 €/MWh. Päälle tulisivat vielä käyttö ja polttoaine, jolloin laitoksen sähkö maksasi noin 73 €/MWh.

5.4 Ydinvoiman kustannukset

Investointikustannukset

Suomalaiset energiayhtiöt ovat olleet mukana 13 ydinvoimalan suunnittelussa tai rakennustöissä. Niistä viisi on rakennettu Suomeen (Taulu 5.4.1), neljä Kiinan Tianwaniin ja neljä on edelleen rakenteilla (Taulu 5.4.2). Suomeen rakennettujen ydinvoimalaitosten keskiteho on 880 MW ja keskihinta 2120 €/kW. Pienimmät kustannukset olivat Olkiluoto 1-laitoksella (960 €/kW) ja kalleimmat Olkiluoto 3-laitoksella (3440 €/kW).

Taulu 5.4.1 Suomen ydinvoimalaitokset.

Laitos	Teho MW	Rak-aika v	Käyttök. %	Rakennuskustannus			Tehohinta €2021/kW
				Mmk	M€/2021		
1 Loviisa-1	507	5,8	87,6%	1138	983		1939
2 Loviisa-2	507	8,3	89,4%	1160	724		1428
3 Ol-1	890	4,6	92,6%	1274	855		961
4 Ol-2	890	4,3	93,0%	1982	1237		1390
5 Ol-3	1600	18,0			5500		3438
Suomi ka	879	8,2	90,7 %	1389	1860		2116

Kiinan rakennettujen IVOn suunnitteleminen Tianwanin ydinvoimalaitosten keskikoko oli 1018 MW ja ne maksoivat keskimäärin 2810 €/kW vuoden 2021 rahassa (Taulu 5.4.2). Halvimmat Tianwanin 1 ja 2 laitokset (2050 €/kW) perustuivat kahteen 3000 r/min höyryturpiiniin. Tianwan 3 ja 4 laitoksissa (3500 €/kW) oli yksi 1500 r/min ja 1000 MW tehoinen höyryturpiini, jonka hyötysuhde oli parempi ja kummankin yksikön teho nousi 55 MW.

Taulu 5.4.2 IVOn suunnittelemat Kiinan ydinvoimalaitokset.

Laitos	Aloitus Vuosi	Rakennus- aika	Teho MW	Käyttök. %	Rakennuskustannukset			Tehohinta €2021/kW
					Mmk	MUSD	M€/2021	
1 Tianwan-1	1999	6,6	990	86,3%		1700	2170	2192
2 Tianwan-2	2000	6,8	990	88,8%		1500	1900	1919
3 Tianwan-3	2012	5,0	1045	77,3%		3200	3980	3809
4 Tianwan-4	2013	5,1	1045	79,4%		2800	3400	3254
Tianwan ka		5,9	1018	83,0%			2863	2813
5 Tianwan-7	2021		1200					
6 Tianwan-8	2022		1200					
7 Xudapu-3	2021		1200					
8 Xudapu-4	2022		1200					
Keskiarvo		5,9	1200	83,0%			2863	2813
Yhteensä			8870					

Sähköntuotantokustannukset 2023

Vuonna 2023 Suomen kulutuksen huipputeho on 14.400 MW, josta ydinvoimateho on 4.400 MW, mutta siitä vain 2700 MW on käytettävissä huipun aikana. Tuulivoimatehoa 5.600 MW, mutta siitä vain 5 % eli 250 MW on säävarmaa tehoa ja käytettävissä kulutushuipun aikana. Kulutushuipun aikana tehosta kattavat olemassa olevat voimalaitokset noin 9660 MW, koska Olkiluoto 3 on käytössä tammikuussa 2023.

Puuttuvat 4740 MW tulisi kattaa huippuvoimalla, mutta sitä ei ole olemassa. Huippuvoimateho voidaan jakaa tuulivoiman tasaamiseen tarvittavaa 1420 MW (27 % tuulivoimatehosta), joka voidaan kattaa tuonnilla. Toinen osa on terävin huipputeho 3320 MW, joka tulisi rakentaa pikaisesti. Lisäksi tarvitaan varavoimaa ainakin 14 % (2000 MW) ja 1600 MW säätövoimaa Olkiluoto 3-voimalan tehonvajauksen kompensointiin.

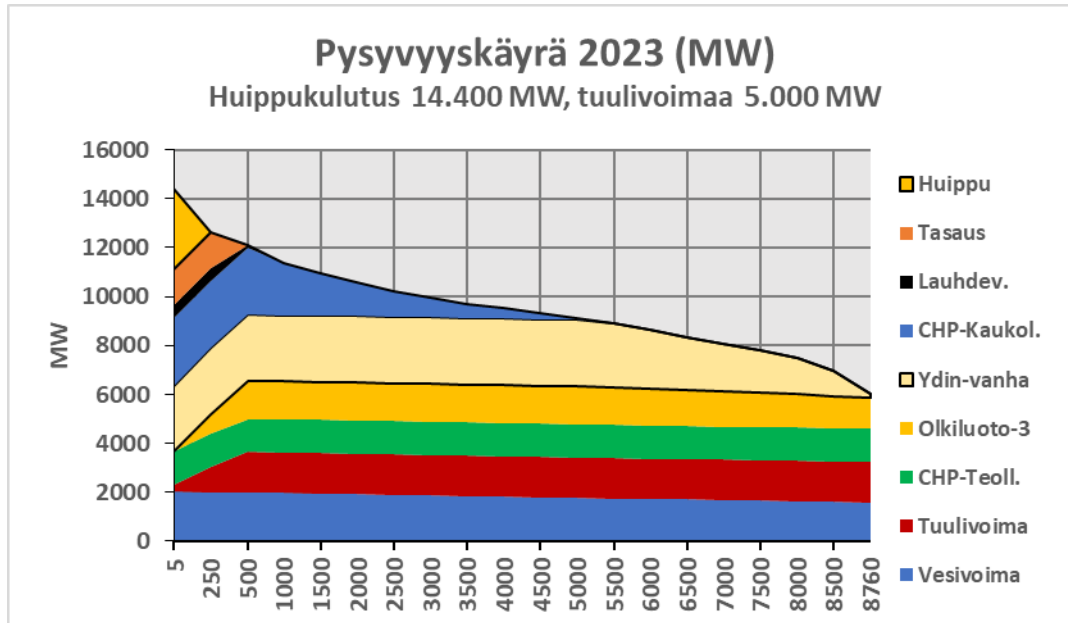
Taulu 5.4.3 Sähköntuotannon kustannukset vuonna 2023. Puuttuva teho on harmaalla.

Kustannukset 2023	Nimellis-teho MW	Huipun aikana MW	Tuotanto vuodessa TWh	Osuus %	Hinta €/MWh	Kustannus vuodessa M€	Osuus €/MWh
Vesivoima	2700	2040	16,0	19 %	30	481	5,7
Tuulivoima	5000	250	14,3	17 %	40	574	6,8
CHP-Teollisuus	2140	1358	12,0	14 %	40	482	5,7
Olkiluoto 3	1600	0	12,9	15 %	50	647	7,7
Vanha ydinvoima	2800	2716	20,9	25 %	30	627	7,4
CHP-Kaukolämpö	3500	2744	6,9	8 %	60	415	4,9
Erillistuotanto	560	549	0,27	0,3 %	197	52	0,6
Tasausvoima	1400	1425	0,52	0,6 %	292	152	1,8
Huippuvoima	4000	3318	0,22	0,3 %	292	65	0,8
Yhteensä	23700	14400	84,2			3495	41,5
Varavoimaa 14 %	2016	2016				143	1,7
Säätövoima	1600	1600				114	1,3
Yhteensä	27316	18016	84,2	100 %	44,6	3752	44,6
Uusiutuvat	7700	2290	30,4	36 %	35	1054	12,5
Ydinvoima	4400	2716	33,8	40 %	38	1274	15,1
Lämpövoima	6200	4651	19,2	23 %	49	949	11,3
Yhteensä	18300	9657	83,4	99 %	39	3278	38,9
Tasaus, huippu, vara	9016	8359	0,75	0,9 %	636	474	5,6
Yhteensä	27316	18016	84,2	100 %	44,6	3752	44,6

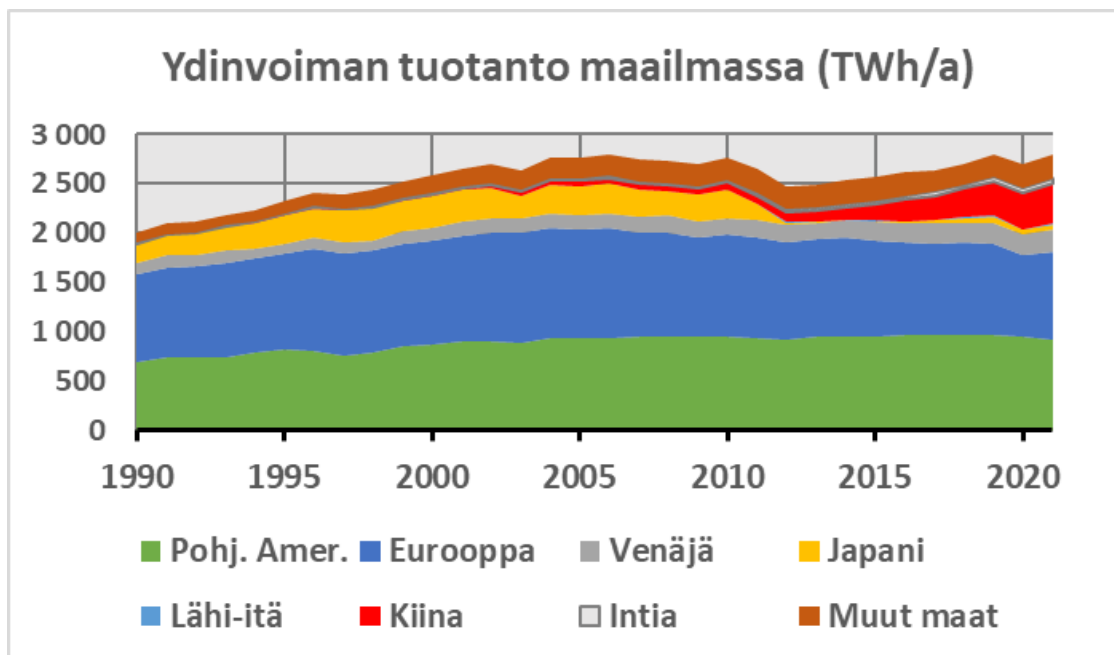
Voimalaitosten tuottama sähkömäärä voidaan laskea sähkönkulutuksen pysyvyyskäyrän (Kuva 5.4.1) avulla. Pysyvyyskäyrän x-akselina on vuoden käyttötunnit ja y-akselina kulloinkin tarvittava sähköteho. Kun voimalat laitetaan päällekkäin niiden muuttuvien kustannusten mukaisessa järjestyksessä, tällöin nähdään, kuinka monta käyttötuntia kukin energiantuotantomuoto saa ja voimalan tuottama energiamäärä.

Suomen sähkön hankinnasta uusiutuvien lähteiden (vesi, tuuli, aurinko) osuus on noin 30 TWh (36 %), ydinvoiman osuus on 34 TWh (40 %), lämpövoimaa on noin 19 TWh (23 %) sekä tasaus-, huippu-, vara- ja säätövoimaa tulisi olla 0,75 TWh (0,9 %).

Koko Suomen sähköntuotanto maksasi vuonna 2023 noin 3750 miljoonaa euroa eli 44,8 €/MWh. Järjestelmän tarvitsemaa **tasaus-, huippu-, vara- ja säätövoimaa tulisi olla noin 8400 MW, mutta nyt sitä ei ole yhtään**. Tasaus-, ja huippu- vara- ja säätövoiman tuotanto olisi noin 0,75 terawattituntia ja sen tuottaminen maksaa noin 470 miljoonaa euroa vuonna 2023. Niiden osuus sähköntuotannon kustannuksia on noin 5,6 €/MWh (13 %).



Kuva 5.4.1 Sähköntuotannon pysyvyyskäyrä 2023. X-akselina on vuoden käyttötunnut ja y-akselina kulloinkin tarvittava sähköteho (MW), Kuvassa on oletettu, että Ol3 on käytössä tammikuussa 2023 kulutushuipun (14.400 MW) aikana.



Kuva 5.5.1 Ydinvoiman tuotanto maailmassa (Lähde BP Energy Statistics).

5.5 Ydinvoiman tulevaisuus

Ydinvoiman rakentaminen loppui maailmassa melkein kokonaan Fukushima onnettomuuden jälkeen vuonna 2011. Japani pysäytti useimmat ydinvoimalat, mutta Kiinan rakentaminen on pitänyt maailman ydinvoiman tuotannon samalla tasolla kuin se oli ennen Fukushima onnettomuutta (Kuva 5.5.1).

Parhaillaan on rakenteilla uusia ydinvoimalaitoksia noin 40.000 MW tehon edestä. Rakentamisvauhti on näin noin 4000 MW vuosittain. Suunnilleen saman verran vanhoja voimalaitoksia poistuu käytöstä, joten on odotettavissa, että ydinvoiman tuotanto säilyy lähellä nykyistä määrää seuraavat kymmenen vuotta eteenpäin.

Pienydinvoimalat

BWRX-laitoksen ensimmäinen prototyyppi rakennetaan todennäköisesti Kanadaan Darlingtonin laitospaikalle. Reaktori on luonnonkiertoinen kiehumusvesireaktori ja sen reaktori on sijoitettu suojarakennukseen, joka on täytetty puoleksi vedellä. Darlingtoniin rakennettaisiin neljä yksikköä (1200 MW), jotka maksaisivat 4800 miljoonaa dollaria eli noin 4000 USD/kW. Ensimmäinen Darlingtonin 300 MW yksikkö valmistuisi vuonna 2028. Kerrottu kustannusarvio voisi tehdä hankkeesta kilpailukykyisen myös Suomessa.

NuScale on ensimmäinen varsinaisesti uudentyypinen voimala. Siinä noin 77 MW tehoisia reaktoreita sijoitetaan suureen altaaseen, joka toimii ylimääräisen jälkilämmön absorboijana onnettomuustilanteissa. Siksi sen luulisi toimivan ilman sähköä vaadittavat 72 tuntia. Sen prototyyppi on Idahossa suunnitteilla oleva **CFPP-voimala** (Carbon Free Power Project), joka käsittää kuusi 77 MW tehoista moduulia, jotka on asennettu suureen vesialtaaseen.

CFPP-voimalan kokonaisteho on 460 MW ja sen odotetaan saavan rakennusluvan vuonna 2025 ja valmistuvan vuonna 2030. Rakennusaika olisi noin viisi vuotta. Teholtaan voimala on Loviisa 1-yksikön kokoinen, jonka rakentaminen kesti noin kuusi vuotta.

Kilpailu tuuli- ja aurinkovoiman kanssa

On vaikea uskoa, että myöskään pienydinvoimalan sähköntuotantokustannukset menisivät tuulivoiman alapuolelle. Kymmenen vuoden kuluttua myös aurinkovoimalat ovat tulleet markkinoille, jolloin aurinkovoimalat saattavat olla myös tuulivoimaa edullisempia.

Aurinkovoiman käyttö osuu kuitenkin Suomessa vain kesäkuukausille, joten ne pienentävät samalla verkosta ostettavaa tehoa kesäaikana, kun esimerkiksi meidän mökin aurinkovoimala tuottaa kaiken tarvittavan tehon toukokuusta elokuuhun.

Luultavasti aurinkosähköä tuotetaan niin paljon, että ostosähkön tarve on kesäkuukausina pienempää ja uuden ydinvoimalan käyttötunnit jäisivät vähäisemmäksi.

Luulen, että vuonna 2030 sähkön hinta on Suomessa 20–40 €/MWh välillä, koska myös tuulivoimaa lisätään runsaasti ja Suomesta tulee sähkön vientimaa (Kuva 6.3.3). Sähkön hinta on niin alhaalla, että uudelle ydinvoimalle ei löydy käyttöaikaa eikä sitä kannata enää rakentaa lisää.

Sota Ukrainassa ja Zaporizzjan ydinvoimala

Ukrainan **Zaporizzjassa** on Euroopan suurin ydinvoimala, joka käsittää kuusi 950 MW:n tehoista yksikköä. Venäjä valtasi voimalan maaliskuussa 2022 Ukrainalta ja on pitänyt voimalan käyttöhenkilökuntaa panttivankeinaan siitä asti. Venäjä on vienyt ydinvoimalan lähelle myös runsaasti sotamateriaalia ja on pelättävissä, että voimala voi kokea räjähdyksiä ja menettää verkkoyhteydet. Se voisi tarkoittaa, että reaktorin jäähdytys ei onnistu ja reaktori sulaa.

Näin tapahtui Fukushima kaikissa kolmessa käytössä olevista ydinvoimalassa vuonna 2011, kun voimala menetti sähköyhteydet. Reaktorien sulamisen yhteydessä syntyi myös vetyä, jonka aiheuttama vetyräjähdys tuhosi kunkin laitoksen reaktorirakennukset kolmen vuorokauden sisällä onnettomuuden alkamisesta. Samalla lähiympäristöön pääsi runsaasti radioaktiivista säteilyä, jonka vuoksi alue jouduttiin evakuoimaan noin 20 km säteellä.

Vastaavanlainen onnettomuus voisi tapahtua myös Zaporizzjan ydinvoimalassa. Turvallisuuden varmistamiseksi olisi järkevintä sulkea reaktorit, jolloin niiden käytetystä polttoaineesta tuleva lämpöteho vaimenisi siedettävälle tasolle. Silloin ydinvoimalan sähköjen menetys ei aiheuttaisi reaktorin sulamista yhtä nopeasti. Näin tapahtuikin syyskuussa 2022, kun IAEA:n asiantuntijaryhmä pääsi vierailemaan voimalassa. Sinne jäi IAEA:n valvojia paikalle valvomaan, että laitos pysyisi tuvalisessa tilassa koko sodan ajan.

Suomessa olevien turvallisuusohjeiden mukaan ydinvoimalat suljettaisiin sotatilanteessa. Niitä ei ole myöskään missään suunniteltu kestäämään ohjusiskuja. Ohjukset voisivat pysäyttää voimalan sähkönsaannin ja mahdollisesti rikkoa suojarakennuksen, jolloin mahdollisen reaktorin sulamisen jälkeen radioaktiivinen säteily leviäisi vapaasti ympäristöön. Noin 20 kilometrin säteillä oleva alue jouduttaisiin evakuoimaan.

Sota ja ydinvoima sopivat erittäin huonosti yhteen. Sotaan varautumien voidaan tehdä parhaiten, jos käytössä on satoja tai tuhansia pieniä voimalaitoksia joka puolella maata. Paras tilanne olisi, jos ne voisivat toimia itsenäisesti, vaikka kantaverkko ei olisi käytettävissä.

Ehdotimme Wärtsilässä ollessani vuonna 2006 sähköpulan ollessa lähellä kauppa- ja teollisuusministeri **Mauri Pekkariselle**, että suurten kaupunkien ja teollisuuslaitosten yhteyteen rakennettaisiin 12 noin 50 MW:n tehoista kaasulla ja öljyllä toimivaa moottorivoimalaa niiden lämpövoimalaitosten yhteyteen.

Nyt sopiva voimalakoko voisi olla 30 MW ja voimalaitoksia tulisi olla 200 kappaletta, jolla voitaisiin kattaa puuttuvien huippu- ja varavoimalaitosten 6100 MW tarve (Taulu 5.4.3). Sen lisäksi tarvitaan vielä 1600 MW säätövoimaa.

Toiminta ilman sähkön tuontia

Ydinvoimalat puolestaan tarvitsevat vahvan kantaverkon, koska yhden 1600 MW tehoisen ydinvoimalan tehon menetys voi aiheuttaa koko valtakunnan verkon pimenemisen. Näin tapahtuisi varsinkin silloin, jos Ruotsin rajayhteydet eivät ole käytettävissä tehonmenetyksen aikana.

Jos 1600 MW reaktori pysähtyy äkillisesti, kulutusta leikataan heti 300 MW ja kaksi kolmasosaa 1300 MW (870 MW) puuttuvan tehon korvaavista pyörivistä reserveistä tulee Ruotsista rajajohtoja pitkin ja yksi kolmasosa 430 MW tulee Suomen voimalaitoksista. Suomen rajajohtojen ollessa suljettuna Suomi kestää vain noin 700–800 MW tehoisen reaktorin äkillisen poisputoaminen verkosta. Tämä oli syynä, miksi Loviisan ydinvoimalan tehoksi valittiin 420 MW, kun sähkön kulutus oli noin 40 TWh vuodessa. Pienet ydinvoimalat ovat järkevämpiä kriisien maailmassa, jossa maiden sähköverkot voivat joutua toimimaan itsenäisesti.

Vuonna 2023 Suomen sähkön tuotanto on noin 80 TWh ja itsenäisenä toimiva verkko pystyisi ylläpitämään vain noin 800 MW tehoisia ydinvoimalaitoksia ja Olkiluoto 3 pitäisi ajaa puolelle teholla. Noin 800 MW voimalan tehon putoaminen verkosta voidaan hallita taajuussäädöllä.

Saarekkeena toimivassa Suomessa oleva noin 11.000–12.000 MW voimalakapasiteetti ei riittäisi tuottamaan sähköä talven pakkastunteina. Tehossa olisi noin 5000–7000 MW vaje ja sähköä jouduttaisiin katkomaan jokaisena talvena. Suomi voisi toimia saarekkeena vuonna 2023 turvallisesti, jos huippuvoimalaitoksia lisättäisiin nuo puuttuvat 5000–7000 MW. Jos huippuvoimalat rakennettaisiin hajautettuina 30–50 MW yksikköinä suurimpien kaupunkien ja tehtaiden yhteyteen, niiden avulla paikallista tuotantoa voitaisiin ylläpitää, vaikka kantaverkko olisi pimeänä pitkiäkin aikoja.

Toiminta ilman Olkiluotoa

Nyt kerrotaan, että Olkiluoto 3 ei ole käytettävissä tammikuussa 2023. Se tarkoittaa, että sähkötehoa on käytettävissä vain noin 9600 MW. Sähkötehoa piti olla käytettävissä 14.400 MW. Tehosta puuttuu noin 5000 MW. Ruotsista saadaan Tornion kautta 1500 MW ja tasavirtalinkin kautta 1200 MW sekä Virosta 1000 MW.

Tehoa on yhteensä 9600 + 3700 eli 13.300 MW. Sähkötehon vaje on 14.400–13.300 eli 1100 MW. Mutta myös Ruotsin ja Viron tuonti on hyvin epävarmaa, koska Ruotsissa on myös 10–20 % vaje sähkötehosta. Tuonnin varaan Suomen sähköhuoltoa ei pitäisi koskaan päästää.

Nyt on hyvin todennäköistä, että sähkö joudutaan säännöstelemään. Säännöstely tapahtuu kiertävien sähkökatkojen avulla, jolloin Fingridin käyttökeskus antaa jokaiselle sähkön jakeluyhtiölle määräyksen vähentää sähköä esimerkiksi 10 tai 20 %. Jakeluyhtiöt ovat jakaneet verkon ryhmiin niiden merkityksen mukaan. Ensimmäisenä sähkön katkon kokevat tavalliset omakotitaloalueet, joiden lähellä ei ole sairaaloita tai voimalaitoksia.

Aalto-yliopiston tutkijat arvioivat, kuinka kauan tehopula kestää, jos Venäjän tuonti lakkaa ja päätyivät arvioon 4 tuntia (Kuva 5.5.1). Jos Olkiluoto 3 ei ole toiminnaksi tehopulan kesto on 16 tuntia. Jos sähkön tuonti lakkaa kokonaan tehopulaa on 2500 tuntia vuodessa.



Kuva 5.5.1 Tehovajeen kesto Aalto Yliopiston tutkijoiden mukaan.

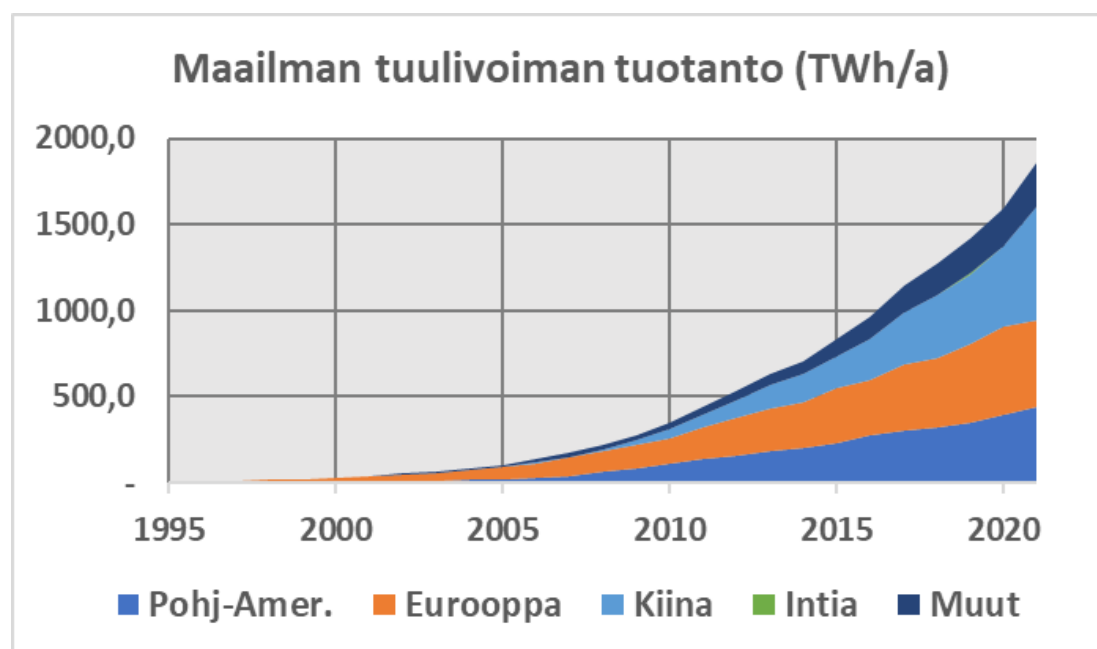
Nyt olisi kaikkien syytä varautua tammikuussa hyvin todennäköisesti tuleviin sähkökatkoihin. Tästä on kerrottu tarkemmin luvussa 11.3 ja 11.4.

6 TUULIVOIMA VASTAAN YDINVOIMA

6.1 Tuulivoiman kehitys

Tuulivoima alkoi nousta uudeksi sähköntuotantolähteeksi 1980-luvulla, kun Kaliforniassa rakennettiin tuulivoimalaitoksia. Vuonna 1995 Kaliforniassa oli 35 % koko maailman tuulivoimatehosta. Pian tuulivoiman tuotanto alkoi myös Euroopassa aluksi Saksassa ja Tanskassa.

Vuonna 2021 tuulivoiman tuotanto jakautui tasaisesti Pohjois-Amerikan (24 %), Euroopan (27 %) ja Kiinan kesken (35 %) (Kuva 6.1.1). Kasvu oli eksponentiaalista, jolloin tuulivoiman tuotanto kasvoi vuodesta 2010 vuoteen 2021 5,4-kertaiseksi eli noin 16 % vuodessa.



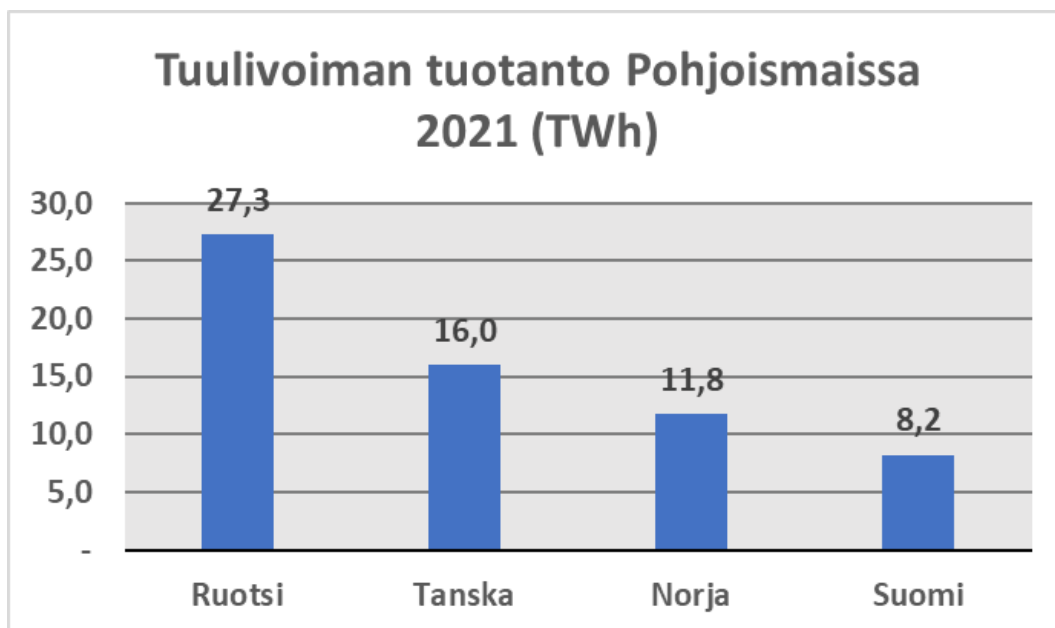
Kuva 6.1.1 Maailman tuulivoiman tuotanto (TWh, BP Statistics).

Jos kasvu jatkuisi samanlaisena kuin vuonna 2021 eli 266 TWh vuodessa, vuonna 2025 tuulivoimaa tuotettaisiin jo 1860+1330 eli 3190 TWh. Tuulivoima ohittaisi ydinvoiman tuotannon, joka oli vuonna 2021 noin 2800 TWh.

Tuulivoiman nopean kehityksen takana on uudet tuulivoimalat, joiden teho on noussut jo 7,2 MW:iin, kun roottorin halkaisija on 170 metriä. Voimala tuottaa sähköä 18–36 GWh vuodessa keskinopeuden vaihdella kuudesta 12 metriin sekunnissa. Huipunkäyttöaika on vastaavasti 6 m/s tuulella noin 2500 h/a ja 12 m/s keskituulella 5000 h/a. Keskimääräinen tuotanto tuulennopeuden ollessa 9 m/s on 27 GWh ja huipunkäyttöaika 3750 tuntia vuodessa.

Eniten tuulivoimaa oli vuonna 2021 Pohjoismaista Ruotsissa, jossa tuulivoimalla tuotettiin 27 TWh eli noin 16 % maan 169 TWh tuotannosta (Kuva 6.1.2). Tanska tuotti tuulivoimaa

puolestaan 16 TWh, joka oli lähes 50 % maan 33 TWh tuotannosta. Suomen tuulivoiman tuotanto oli 8,2 TWh, joka oli vasta 11 % Suomen 73 TWh tuotannosta. Se voisi nousta helposti nelinkertaiseksi vuoteen 2030 mennessä.



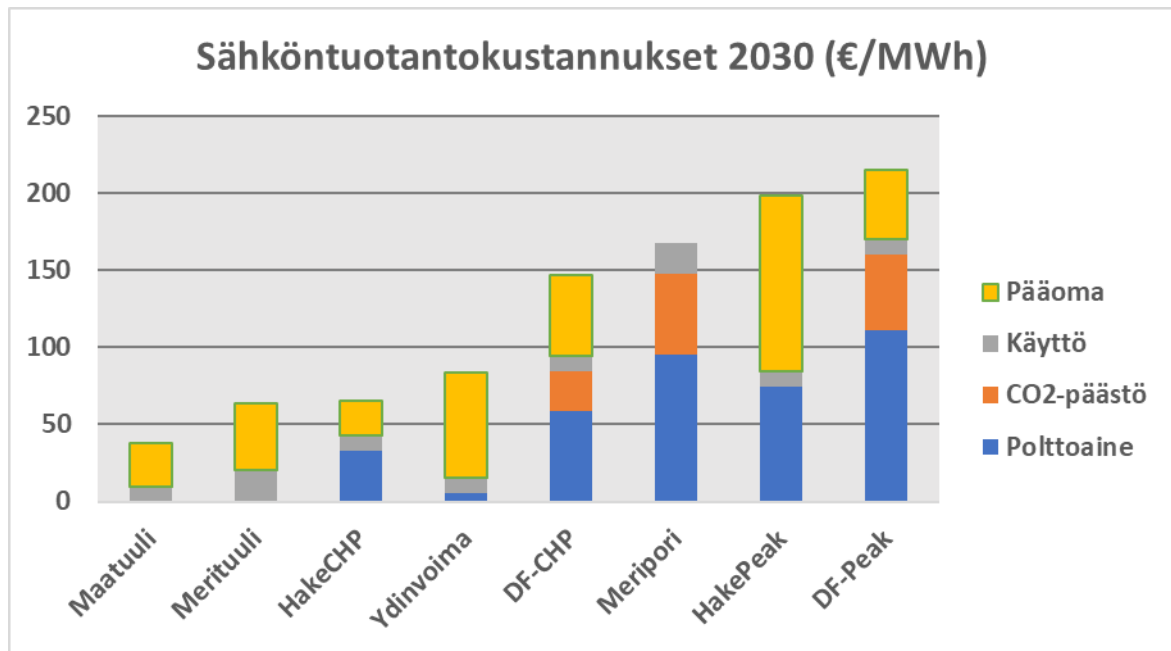
Kuva 6.1.2 Tuulivoiman tuotanto Pohjoismaissa (BP Energy Statistics).

6.3 Tuulivoiman ja ydinvoiman kustannukset

Maatuulivoiman investointikustannukset on arvioitu oleva 100 MW tuulipuistossa 1290 €/kW. Pääomakustannukset ovat 5 % korolla ja 25 vuoden pitoajalla 92 €/kWh. Jos huipunkäyttöaika on 3300 tuntia vuodessa, pääomakustannukset ovat 28 €/MWh. Jos käyttökustannuksia syntyy 10 €/MWh, niin sähkön tuottaminen maksaa noin 38 €/MWh (Taulu 6.2.1 ja Kuvat 6.2.1 ja 6.2.2).

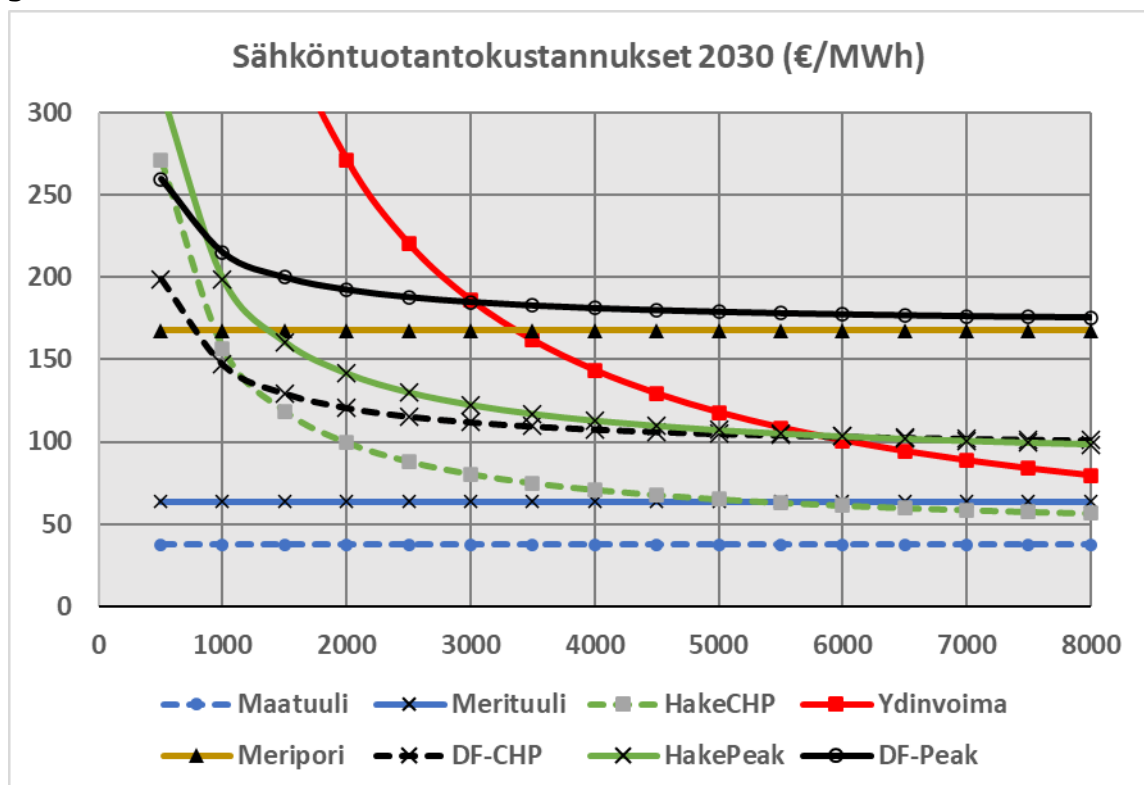
Taulu 6.2.1 Sähköntuotannon kustannukset €/MWh (Liite 1),

Sähköntuotantokustannukset		Maatuuli	Merituuli	HakeCHP	Ydinvoima	DF-CHP	Meripori
Teho	MW	100	100	100	1600	100	550
Investointi	€/kW	1290	2150	1613	7200	735	0
Huipunkäyttöaika	h/a	3300	3500	5000	7500	1000	1000
Polttoaine				32,5	5,7	58,8	95,2
CO2-päästö				0,0	0,0	25,9	52,4
Käyttö		10,0	20,0	10,0	10,0	10,0	20,0
Pääoma		27,7	43,6	22,9	68,1	52,2	0,0
Yhteensä		37,7	63,6	65,4	83,8	146,9	167,6



Kuva 6.2.1 Sähköntuotantokustannukset pohjavoiman tuotannossa (€/MWh) (käyttöajat: maatuuli 3300 h, merituuli 3500 h, Hake CHP 5000, ydin 7500) ja huippuvoiman tuotannossa (DF-CHP 1000 h, Meripori 1000 h, Hake-Peak 1000 h ja DF-Peak 1000 h).

3



Kuva 6.2.2 Sähköntuotantokustannukset huippukäyttöajan funktiona (edullisimmat tuotantotavat käyttötuntien ollessa 0–1000 DF-CHP (DF=Dual Fuel moottorivoimala), 1000–5000 Hake CHP, yli 1000 Maatuuli).

Ydinvoiman kustannukset

Uusimmat rakenteilla olevat EPR-1600-laitokset maksavat Hinkley Point C:ssä noin 23 miljardia euroa eli noin 7200 €/kW (*EDF revises Hinkley Point C schedule and costs 20 May 2022*). Tällöin pääomakustannukset ovat noin 511 €/kW/a (Liite 1), jos laitos käy 7500 tuntia vuodessa täydellä teholla siitä tulee 68 €/MWh. Kun siihen lisätään polttoaine ja käyttökustannukset 16 €/MWh, päädytään omakustannushintaan 84 €/MWh.

Ydinvoiman sähköntuotantokustannukset ovat tänään huomattavasti korkeammat kuin tuulivoiman. On vaikea uskoa, että kukaan haluaisi rakentaa ydinvoimalan, jonka sähkö maksaa noin 84 €/MWh, jos tuulivoimaa on saatavissa hinnalla 38–64 €/MWh (Kuvat 6.2.1).

Ydinvoiman kustannukset ovat myös korkeammat kuin Hake-CHP voimalalla kaikilla käyttötunneilla. Ydinvoima tuottaa myös kalliimpaa sähköä kuin DF-CHP-voimalat (Dual Fuel- eli kaasu/öljy-moottori), jos laitosta käytetään vuodessa 4000 tuntia tai vähemmän (Kuva 6.2.2).

DF-CHP-moottorivoimalat olisivat puolestaan halvin tapa tehdä sähköä, jos käyttötunnit ovat alle 1000 tuntia vuodessa. Tämä voisi olla järkevä huippuvoiman tuotantomuoto, koska suurin teho tarvitaan kovimpien pakkasteen aikaa yhtä aikaa sekä sähkö- että kaukolämpöverkoissa.

Ydinvoimalan maksimihinta

Jos sähkö maksaa 40 €/MWh, niin ydinvoimala tuottaa käyttökattetta noin 24 €/MWh (40–16 €/MWh). Jos laitos käy 8000 tuntia vuodessa, katetuottoa syntyy 192 euroa/kilowattivuosi. Jos annuiteetti on 7,1 % (pitoaika 25 vuotta ja korko 5 %), niin voimala saa maksaa korkeintaan 2700 €/kW.

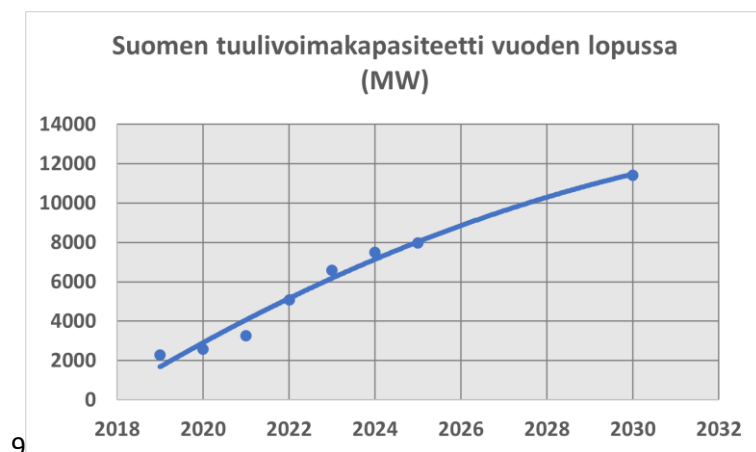
Tähän kilowattihintaan on Kiinassa rakennettu IVOn suunnittelemaa VVER-1000-laitoksia. Sen sijaan ranskalaiset EPR-1600-laitokset maksavat noin 7200 €/kW eli 2,7 kertaa enemmän kuin tavoitehintaa. SMR-laitosten hinnoista on kerrottu, että BWRX-laitoksen hinta voisi olla noin 4000 USD/kW, mutta sekin on 1,5 kertaa enemmän kuin tavoitteena oleva 2700 €/kW tehohinta. Näin 40 euron Suomessa ei ydinvoimalla löydy enää markkinoita ilman kaukolämpöä.

Ainoa kannattavaksi tuleva ydinvoimalaitos voisi Suomessa olla Loviisa 3, joka tuottaisi myös ydinkaukolämpöä Helsingille. Jos laitos perustuisi 1000 MW voimalaan, se voisi tuottaa kaukolämpöä noin 1500 MW, jolloin sen sähköteho pienisi noin 460 MW talvella. Silloin sen lämmöntuotanto olisi talvella noin $1500 \times 5000 \text{ h} = 7,5 \text{ TWh}$ kaukolämpöä. Sähköntuotanto olisi $540 \times 5000 = 2,7 \text{ TWh}$ sähköä. Se tuottaisiin kesällä pelkästään sähköä $1000 \times 2500 \text{ h} = 2,5 \text{ TWh}$, jolloin sähkön kokonaistuotanto olisi 5,2 TWh.

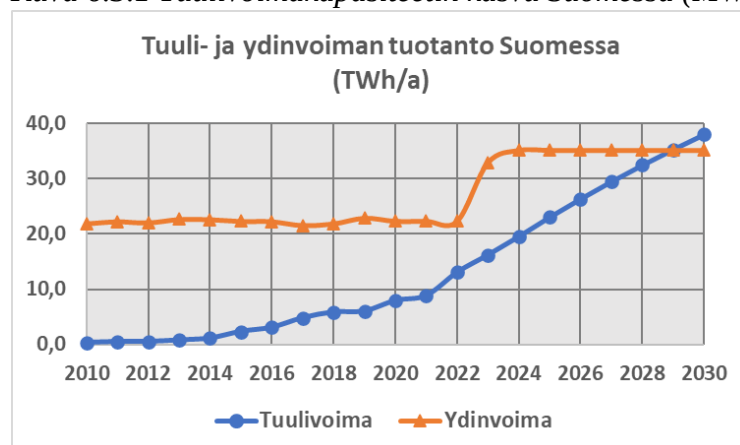
Sähköstä saadaan tuloja $5,2 \times 40 \text{ €/MWh} = 208 \text{ M€/a}$ ja kaukolämmöstä $7,5 \times 40 \text{ €/MWh} = 300 \text{ M€/a}$. Kulut olisivat $1000 \text{ MW} \times 7,5 \times 16 = 120 \text{ M€/a}$ ja katetuottoa syntyisi $208+300-120 = 388 \text{ M€/a}$. Voimala saisi maksaa $388 / 0,071 = 5460 \text{ M€}$ eli 5460 €/kW. Tämä hinta olisi hieman enemmän kuin BWRX 300 voimalassa, jonka arvioidaan maksavan 4000 USD/kW.

6.3 Suomen sähköntuotanto vuoteen 2030 asti

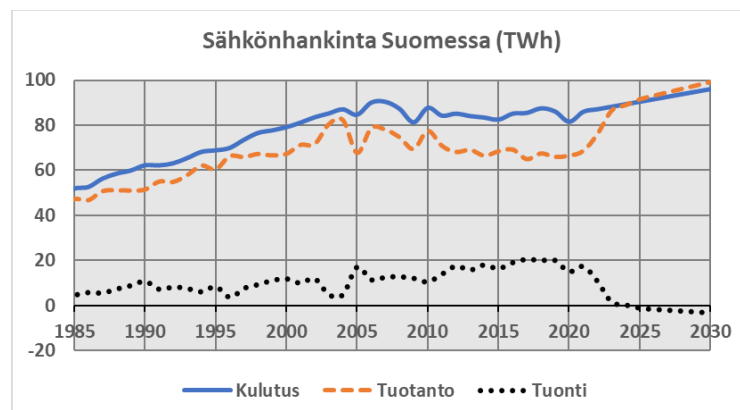
Tuulivoiman kapasiteetti kasvaa seuraavien vuosien aikana vuoden 2022 lopun noin 5000 megawattista noin 8000 megawattiin vuonna 2025 rakenteilla olevien tuulivoimaprojektien ilmoitusten mukaan (Kuva 6.3.1). Tuulivoimatehon ennuste vuodelle 2030 on 11.400 MW, jolloin tuulivoimaa voidaan tuottaa 38 TWh (Kuva 6.3.2) ja tuulivoima ohittaa ydinvoiman tuotannon.



Kuva 6.3.1 Tuulivoimakapasiteetin kasvu Suomessa (MW).

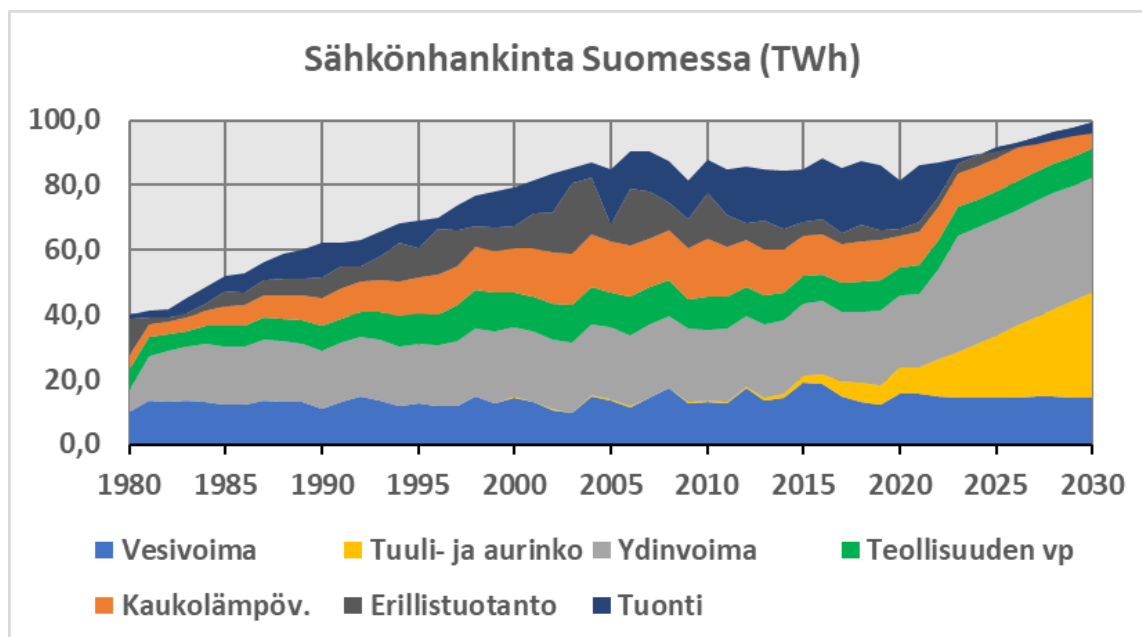


Kuva 6.3.2 Tuuli- ja ydinvoiman tuotanto Suomessa (TWh/a).

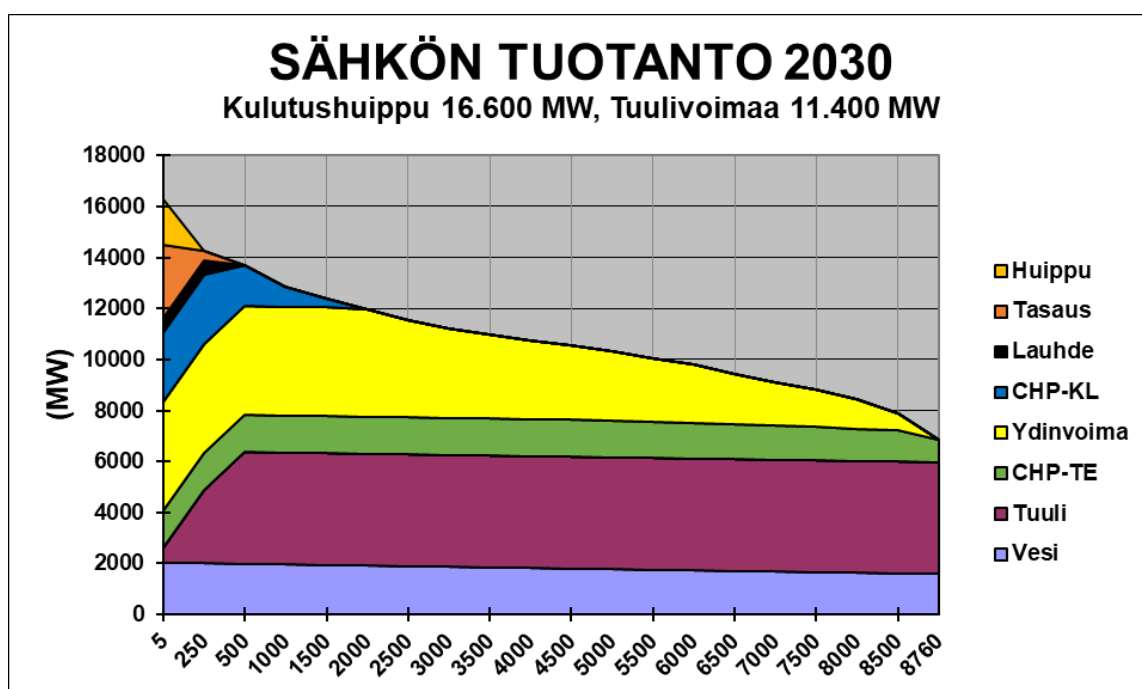


Kuva 6.3.3 Sähkön kulutus, tuotanto ja nettotuonti (TWh).

Tuulivoiman ja ydinvoiman lisääntyminen tarkoittavat, että Suomesta tulee sähkön vientimaa viimeistään vuonna 2025 (Kuvat 6.3.3 ja 6.3.4).



Kuva 6.3.4 Sähkön hankinnan kehitys vuosina 1990–2030. Erillistuotanto (lauhdevoima, diesel/ kaasumootorit ja kaasuturpiinit).



Kuva 6.4.1 Sähköntuotannon pysyvyyskäyrä vuonna 2030 (y-akseli tuotanto MW, x-akseli käyttötunnit vuodessa). Ydinvoimasta tulee marginaalituottaja, joka määrää sähkön hinnan välillä 2000–8760 tuntia ja kaukolämpövoima välillä 500–2000 tuntia.

6.4 Sähköntuotannon kustannukset 2030

Pysyvyyskäyrä vuonna 2030 kertoo, että ydinvoimalat alkavat käydä osakuormalla ja huippuvoimaa tarvitaan noin 5200 MW (Kuva 6.4.1). Huippuvoimasta noin 3800 MW tarvitaan tuulivoiman tasaamiseen ja 1200 MW terävimmän huipun kattamiseen. Niiden lisäksi tarvitaan varavoimaa 14 % huipputehosta eli 2300 MW ja säätövoimaa 1600 MW Olkiluoto 3:n putoamisen varalle (Taulu 6.4.1).

Sähköntuotanto jakautuu niin, että uusiutuvat lähteet tuottavat 54 TWh (57 %) sähköstä, ydinvoima 25 TWh (27 %), lämpövoima 15 TWh (16 %) ja muut voimalat 0,39 TWh (eli 0,4 %) tarvittavasta sähköstä. Sähköntuotannon kustannukset ovat 4270 miljoonaa euroa eli noin 45 €/MWh.

Taulu 6.4.1. Sähköntuotannon kustannukset vuonna 2030.

Kustannukset 2030	Nimellis-teho MW	Huipun aikana MW	Tuotanto vuodessa TWh	Osuus %	Hinta €/MWh	Kustannus vuodessa M€	Osuus €/MWh
Vesivoima	2700	2040	16,0	16,9 %	30	480	5,1
Tuulivoima	11400	570	38,2	40,2 %	40	1527	16,1
CHP-Teollisuus	2140	1455	12,4	13,0 %	50	619	6,5
Ydinvoima	4400	4270	25,2	26,5 %	40	1008	10,6
CHP-Kaukolämpö	3500	2744	2,6	2,8 %	60	158	1,7
Lauhdevoima	560	549	0,19	0,2 %	197	38	0,4
Tuulivoiman tasaus	3784	3784	0,28	0,3 %	752	212	2,2
Huippuvoima	1188	1188	0,11	0,1 %	752	50	0,5
Yhteensä	29672	16600	95,0	100,0 %	43,1	4092	43,1
Varavoimaa 14 %	2324	2324				99	1,0
Säätövoimaa	1600	1600				68	0,7
Yhteensä	33596	20524	95,0	100,0 %	44,8	4260	44,8
Uusiutuvat	14100	2610	54	57,0 %	37	2007	21,1
Ydinvoima	4400	4270	25	26,5 %	40	1008	66,3
Lämpövoima	6200	4748	15	16,0 %	54	815	8,6
Yhteensä	24700	11628	94,6	99,6 %	40	3830	40,3
Tasaus, huippu, vara	8896	8896	0,39	0,4 %	1095	429	4,5
Yhteensä	33596	20524	95,0	100,0 %	44,8	4260	44,8

Huippu-, vara-, säätö- ja tasausvoimaa tarvitaan noin 9000 MW ja niiden osuus Suomen sähköntuotannon kustannuksista on noin 4,5 €/MWh. Huippu- ja tasausvoiman tuotanto on noin 0,39 TWh. Jos huippuvoima tuotetaan öljyllä sen CO₂-päästöt ovat noin 625 g/kWh eli 0,24 miljoonaa tonnia. Jos nämä jaetaan koko tuotannon (95 TWh) kesken, sähkön CO₂-päästöksi tulee 3 g/kWh. DF-voimalat voivat toimia tarvittaessa myös sähköstä ja savukaasuista tehdyllä metanolilla, joka on CO₂-päästöistä vapaata.

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee voimakkaasti vuoden aikana. Tyypillisen tuulivoima-järjestelmän pysyvyyskäyrän mukaan 11.400 MW tuulivoimatehosta saadaan verkkoon keskimäärin 4300 MW sähköä, joka on noin 38 % asennetusta tehosta (Kuva 6.4.2). Sähköjärjestelmässä syntyy ongelmia yleensä silloin, kun tuulivoiman tuotanto on lähellä huippua, jolloin sähkön hinta painuu lähelle nollaa ja kun tuulivoiman tuotanto on minimissään talvi pakkasella, jolloin tehoa tarvitaan maksimimäärä.

Tuulivoiman tasaus dualfuel-voimalalla (Kuva 6.4.3)

Kulutuksen huipun aikana tuulivoiman teho on noin 5 % asennetusta tehosta, jolloin tuulivoimatehoa voidaan tasata tekemällä voimalaitostehoa niin paljon, että sähköä saadaan keskitehon verran eli 4350 MW (3780+570 MW). Jos 3780 MW voimalaitokset tehdään dualfuel-moottoreilla, niiden hinta on noin 600 €/kW. Niiden pääomakustannukset ovat noin $3780 \text{ MW} \times 600 \text{ €/kW} \times 0,071 = 161 \text{ M€}$.

Hyötysuhde on 45 %, jolloin polttoainekustannukset ovat öljyn hinnalla 50 €/MWh noin $280 \text{ GWh} / 0,45 \times 50 \text{ €/MWh} = 31 \text{ M€}$. Kun tähän lisätään CO₂-päästöoikeus 610 g/kWh $\times 80 \text{ €/t} = 46 \text{ €/MWh}$ ja käyttö 20 €/MWh, saadaan käyttökustannuksiksi $280 \text{ GWh} \times 64 \text{ €/MWh} = 18 \text{ M€}$. Tuulivoiman tasaaminen maksaa näin $(161+31+18) 210 \text{ M€}$ eli 750 €/MWh.

Tuulivoimalla tuotetun sähkön kustannukset ovat yhteensä 1527 miljoonaa euroa ja tasaussähkön kustannuksiksi saadaan 210 miljoonaa euroa. Tuulisähkön ja tasaussähkön kustannukset ovat yhteensä 1740 miljoonaa euroa. Niiden tuotanto on yhteensä $38,2 + 0,3 = 38,5 \text{ TWh}$, jolloin tuulivoiman tuotanto maksaa tasaus mukaan laskettuna keskimäärin noin 45,2 €/MWh. Tuulisähkön tasaaminen nostaa tuulisähkön hintaa 40 eurosta noin 5,2 €/MWh eli 13 %.

Tuulivoiman tasaus metanolilla (Kuva 6.4.4)

Tuulivoimasähköä voidaan tasata myös tuulivoiman avulla tehdyllä metanolilla. Tällöin metanolitehtaan ja tuulivoimajärjestelmän avulla voidaan tuottaa kaikki se 0,28 TWh sähköä, mikä tarvitaan kulutushuipun aikana.

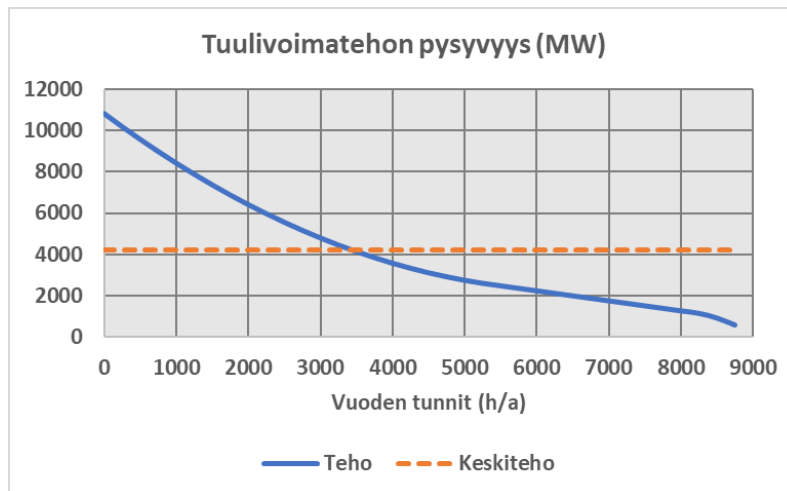
Jos tuulivoimajärjestelmän kapasiteetti on 11.400 MW, siitä yli 8850 MW oleva teho pitää leikata vedyn tuotantoa varten (Kuva 6.4.3). Näin tuulivoiman 38,2 TWh tuotannosta 1,0 TWh menee metanolin tuotantoon ja verkkoon saadaan 37,2 TWh. Tällä 1,0 TWh sähkömäärällä saadaan metanolia 0,6 TWh ja metanolista voidaan tehdä sähköä 42 % hyötysuhteella 0,28 TWh.

Vedyn valmistamisen investointikustannukset ovat noin 800 €/kW, jolloin 2000 MW elektrolyysilaitokset maksavat noin 1600 M€ eli 114 M€ vuodessa.

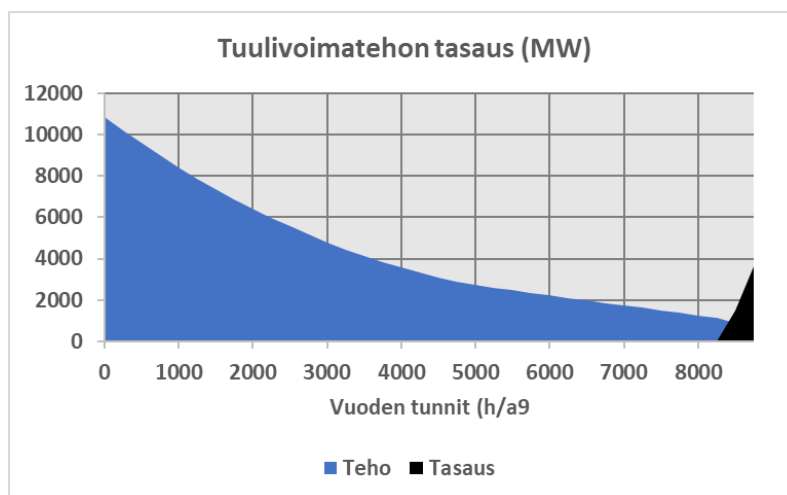
Metanolia saadaan noin 0,6 TWh. Kun metanolin lämpöarvo on 5,5 kWh/kg, metanolia tarvitaan noin 0,1 miljoonaa tonnia vuodessa. Metanolitehtaiden investointikustannukset olisivat noin 700 €/t eli 70 M€, josta saadaan vuosikustannuksiksi 5 M€ vuodessa.

Tasaustehoa tarvitaan 3780 MW, jonka rakentaminen maksaa 600 €/kW hinnalla noin 2280 M€. Pääomakustannuksia syntyy näin 161 M€ vuodessa.

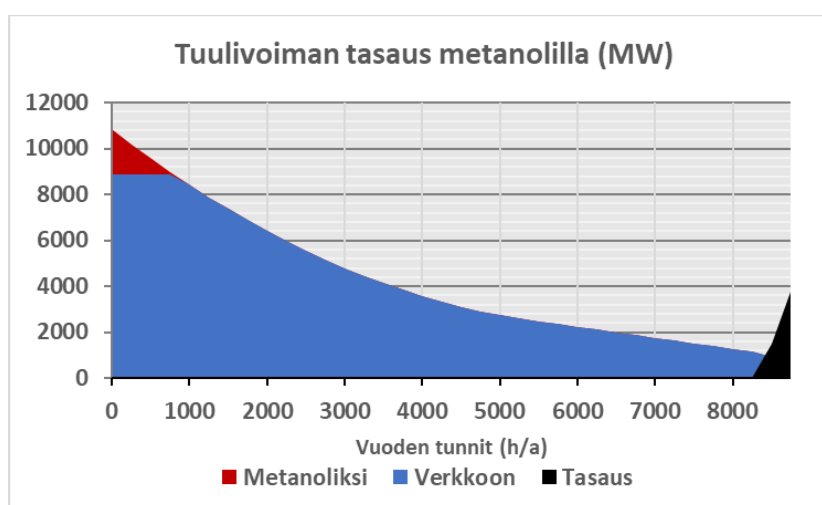
Tuulivoiman tuotantokustannuksiin 1527 M€ tulee lisätä vetylaitoksen ja metanolilaitoksen pääomakustannukset (114 ja 5 M€/a) ja tasausvoimalan pääomakustannukset (161 M€/a). Näin kokonaiskustannukset ovat $1527 + 119 + 161 = 1810$ miljoonaa euroa vuodessa. Kun tämä jaetaan tuotetun sähkön määrällä 36,5 TWh ($36,2+0,3$) saadaan sähkön omakustannushinnaksi 49,5 €/MWh. Metanolilla tasaaminen nostaa tuulivoiman omakustannushintaa noin 9,5 €/MWh eli 24 %.



Kuva 6.4.2 Tuulivoiman tuotanto, kun tuulivoimatehoa on 11.400 MW.



Kuva 6.4.3 Tuulivoiman taseus tuuliminimin aikana.



Kuva 6.4.4 Tuulivoimasähkön taseus metanolimoottoreilla.

Ydinvoiman tasaus

Vastaavasti ydinvoimajärjestelmässä voidaan tuottaa vuonna 2030 sähköä noin 26 TWh vuodessa. Sen tuottaminen maksasi uuden kapasiteetin hinnalla 84 €/MWh noin 2180 M€ vuodessa. Sitä varten pitäisi rakentaa ainakin 1600 MW säätövoimaa, joka investoinnit olisivat noin 960 M€ ja pääomakustannukset noin 68 miljoonaa euroa vuodessa.

Jos ydinvoiman luotettavuus on 97 %, sitä varten tarvitaan varaenergiaa noin 0,78 TWh vuodessa, jonka tuottaminen maksaa noin $0,78 \text{ TWh} \times 480 \text{ €/MWh}$ eli 375 miljoonaa euroa vuodessa. Näin öljyvoimalla tasattu ydinvoimapohjainen 26,8 TWh järjestelmä maksaisi yhteensä noin 2620 M€ ($2180+68+375$) eli noin 98 €/MWh. Hinta on yli kaksinkertainen öljyvoimalla tasattuun tuulivoiman omakustannushintaan 45 €/MWh verrattuna.

Sähkön pörssihinta ja myyntihinta vuonna 2030

Sähkön hinta noudattaa aina sähkön marginaalituottajan kustannuksia. Kun tarkastelee vuoden 2030 pysyvyyskäyrä (Kuva 6.4.1), huomataan, että ydinvoima on marginaalituottaja pohjatunnit 2000–8760 eli 6760 tuntia vuodessa. Silloin sähkön hinta voisi olla ydinvoiman muuttuvin kustannusten 16 €/MWh tasolla.

Tuntien 500–2000 aikana marginaalituottajia ovat kaukolämpövoimalat, joiden muuttuvat kustannukset ovat hakkeen hinnalla 30 €/MWh noin 43 €/MWh. Viimeiset 500 tuntia marginaalituottajia ovat öljykäyttöisten CHP-laitokset, joiden muuttuvat kustannukset ovat 95 €/MWh.

Näin sähkön keskihinta voisi vuonna 2030 olla noin $(6760 \times 16 + 1500 \times 43 + 500 \times 95) / 8760 = 25 \text{ €/MWh}$. Sähkön myyntihinta asiakkaille olisi vastaavasti 3,4 senttiä kilowattitunti, johon sisältyy alv24 ja 10 % myyntikate.

Huippu- ja varavoima HVV Oy

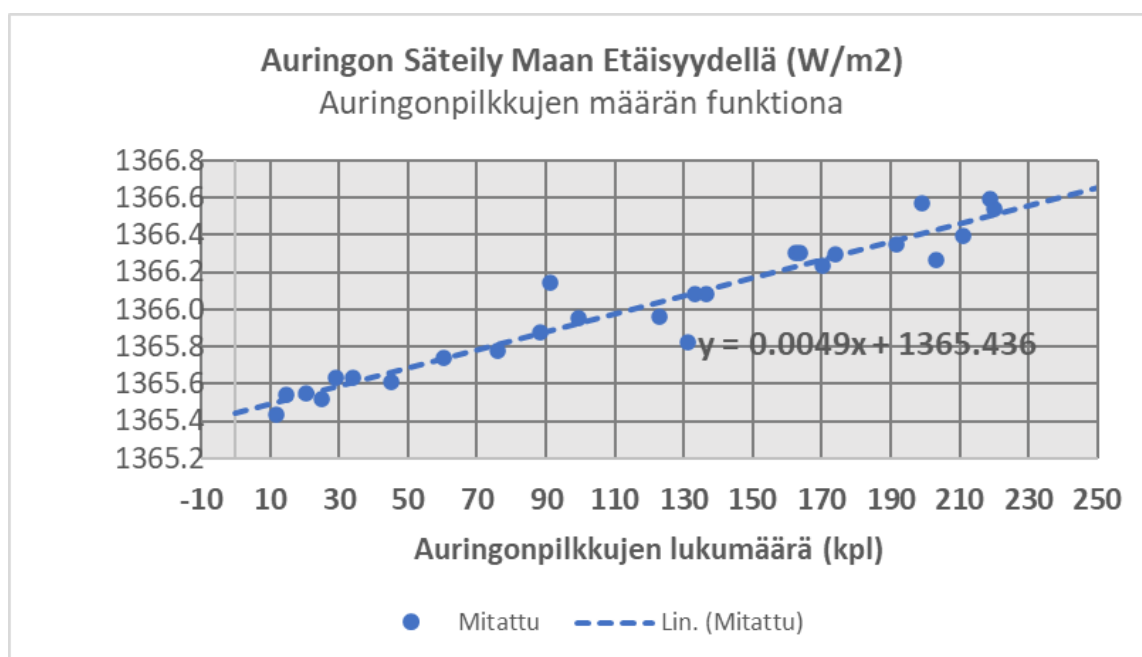
Suomen sähköntuotanto on vajonnut mittavaan tehopulaan, joka voitaisiin korjata esimerkiksi perustamalla uusi yhtiö **Huippu- ja varavoima HVV Oy**. Se hankkisi huipun aikana puuttuvan tasaus-, huippu-, vara- ja säätötehon eli noin 9200 MW. Yhtiö voisi olla myös kokonaan valtion omistuksessa, kuten Fingrid.

Sen liikevaihto olisi noin 650 miljoonaa euroa ja sillä voisi olla tuulivoiman tasaamista varten tarvittavia voimalaitoksia 3800 MW, huippuvoimaa 1400 MW, varavoimaa 2400 MW ja säätövoimaa 1600 MW. Yhtiön kulut laskutettaisiin esimerkiksi sähkön siirtomaksujen yhteydessä. Osan voisi kohdistaa myös sähkön tuottajille.

7 AURINKOSÄHKÖN TUOTTAMINEN

7.1 Aurinkoenergian perusteita

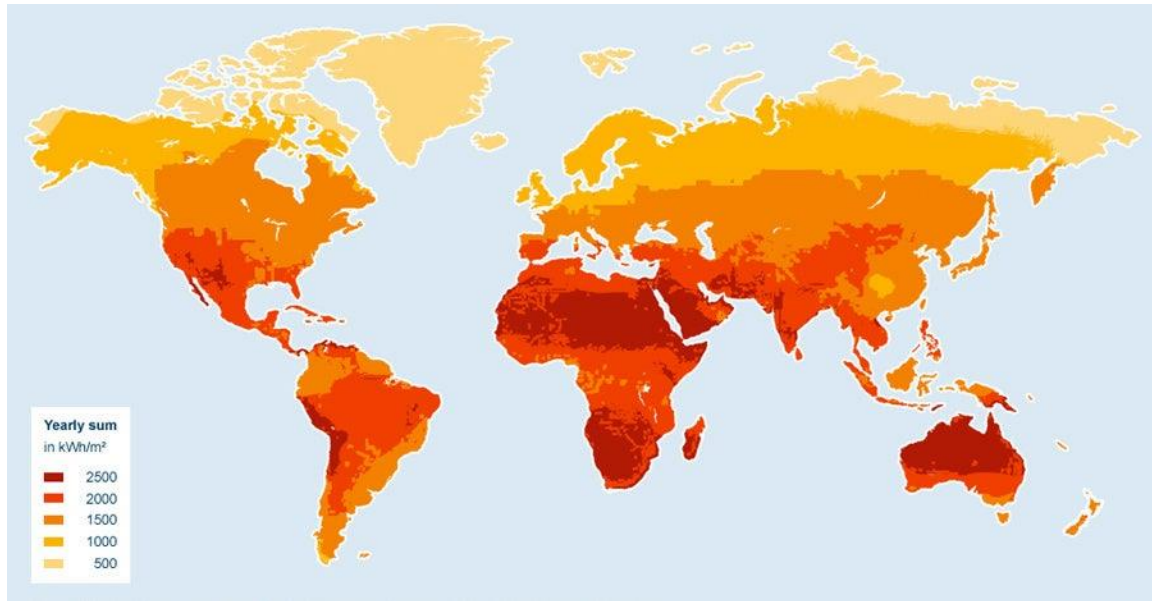
Auringosta tulee maapallolle säteilyä noin $1365,8 \text{ W/m}^2$, jos auringonpilkkujen määrä on 87 kappaletta vuodessa (Kuva 7.1.1). Koska aurinko paistaa ympyrän muotoiselle tasolle ja vaikuttaa keskimäärin pallonmuotoiselle alueelle, maapallon keskimäärin saama teho on ympyrän ja pallon neliöiden suhde eli yhden suhde kolmeen. Näin maapallolle tulee säteilyä keskimäärin noin 455 W/m^2 .



Kuva 7.1.1 Auringon säteily maan etäisyydellä auringonpilkkujen määrän funktiona (W/m^2) (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

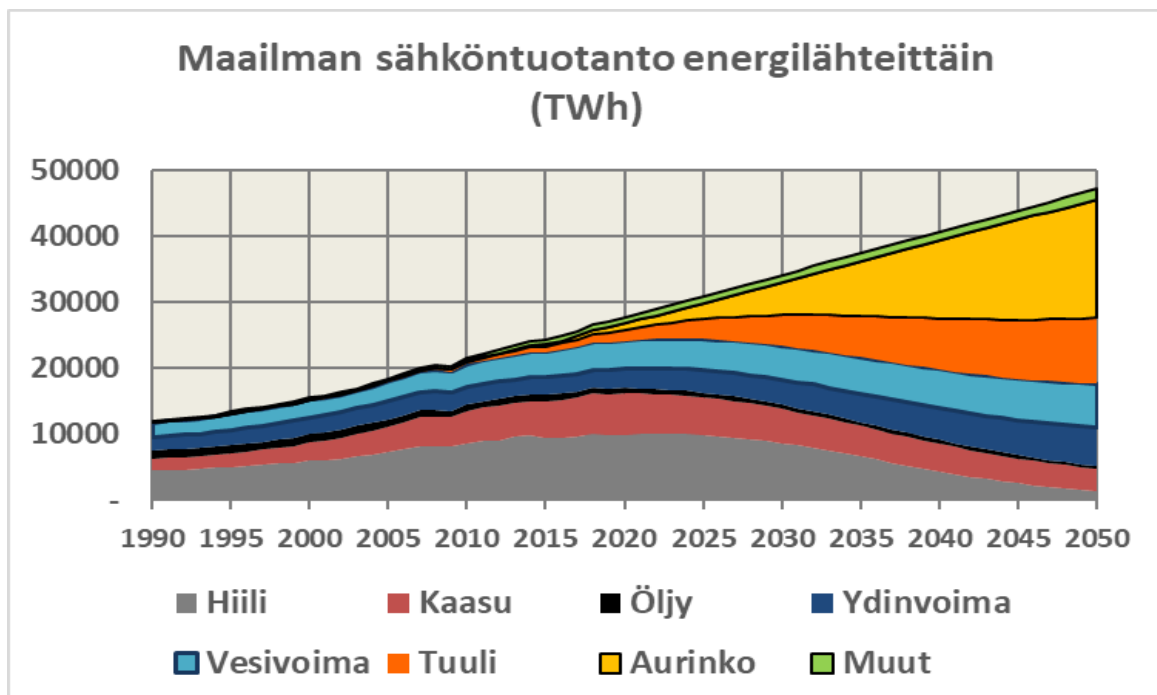
Koska Suomi sijaitsee 60 leveysasteen korkeudella, säteily ei kohdistu kohtisuoraan, vaan sen säteilyteho vaihtelee kuukausittain ja on pienempi kuin päiväntasaajalla. Mutta paneelit voi kääntää noin 40 asteen kulmaan, jolloin auringonpaiste osuu niihin kesällä samalla tavalla kuin vaakatasossa oleviin paneeleihin päiväntasaajalla. Keskipäivällä aurinko paistaa kesäkuussa $90-24$ eli 66 asteen kulmassa, jolloin paneeli voisi olla 24 asteen kulmassa. Syyskuussa kulma on noin $66-24 = 32$ astetta, jolloin paneelin tulisi olla kallistettuna 58 astetta. Keskimääräinen arvo on noin 41 astetta.

Suomi kuuluu alueeseen, joka saa aurinkoenergiaa vuodessa keskimäärin noin 1000 kWh/m^2 (Kuva 7.1.2). Kun paneelien hyötysuhde on luokkaa 18 %, saadaan neliön kokoisesta alasta vuodessa sähköä 180 kWh/m^2 ja kymmenestä $1,7$ neliömetrin kokoisista paneeleista saadaan sähköä noin 3060 kWh . Tällaisella järjestelmällä katetaan myös noin 38 % meidän kesämökkimme sähköntarpeesta.



Kuva 7.1.2 Auringosta vuoden aikana tuleva säteilyn määrä (kWh/m²).

Aurinkoenergiaa saadaan esimerkiksi Etelä-Euroopassa noin 1500–2000 kWh/m², josta saadaan sähköä noin 270–360 kWh/m². Olen arvioinut, että vuonna 2050 noin 38 % koko maailman sähköntarpeesta katetaan aurinkosähkön avulla (Kuva 7.1.3).



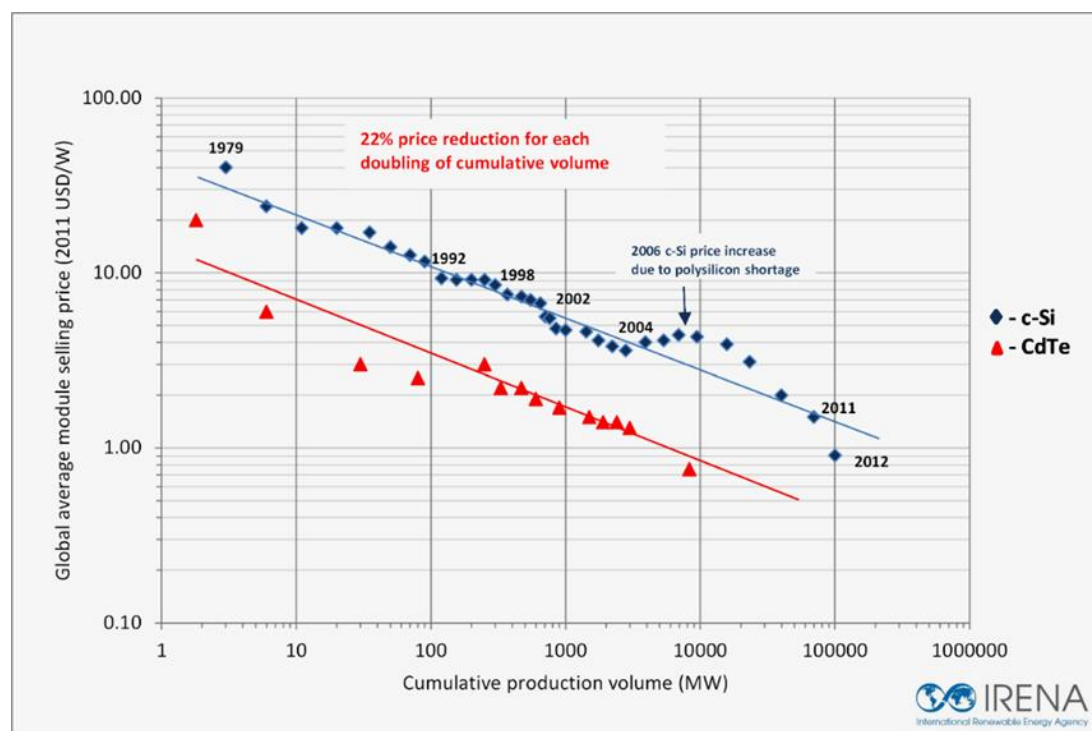
Kuva 7.1.3 Maailman sähköntuotanto energialähteittäin (TWh/a) (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Maailma tarvitsee aurinkosähköä vuonna 2050 noin 20.000 TWh. Etelä-Euroopan oloissa auringosta saatava sähkömäärä on noin 360 kWh/m² (18 % x 2000 kWh/m²). Yhden terawattitunnin tuottamiseen tarvitaan Etelä-Euroopan oloissa paneeleita noin 2.600.000 m² (1.000.000 MWh / 0,38 MWh/m²) eli 2,6 neliökilometriä. Vuonna 2050 maailman tarvitseman aurinkosähkön (20.000 TWh) tuottamiseen tarvitaan paneeleita noin 0,52 miljoonaa neliökilometriä. Se vastaisi maa-alaa 720 km x 720 km, joka olisi 1,4 kertaa Suomen kokoinen.

EU:n sähkön tarve on puolestaan noin 1500 TWh, josta 600 TWh tehtäisiin auringolla. Siihen tarvittava maa-ala on 1600 neliökilometriä (600 TWh x 2,6 km²) eli alle tuhannesosa Euroopan Unionin neljän miljoonan neliökilometrin pinta-alasta.

Kustannukset

Aurinkosähkön eksponentiaalinen kasvu on seurausta aurinkopaneeleiden nopeasta hinnanlaskusta. Paneelien hinta on laskenut keskimäärin 22 %, kun valmistusmäärä on kaksinkertaistunut (Kuva 7.1.4). Tavanomaisten piistä tehtyjen paneelien hinta on laskenut jo noin 600 dollariin per kilowatti. Kuitenkin aurinkosähköjärjestelmään kuuluvat lisäksi vaihtosuuntaaja (invertteri) ja asennukset, jolloin koko järjestelmän hinta on tänään noin 1200–1500 €/kW arvonlisäveron kanssa.

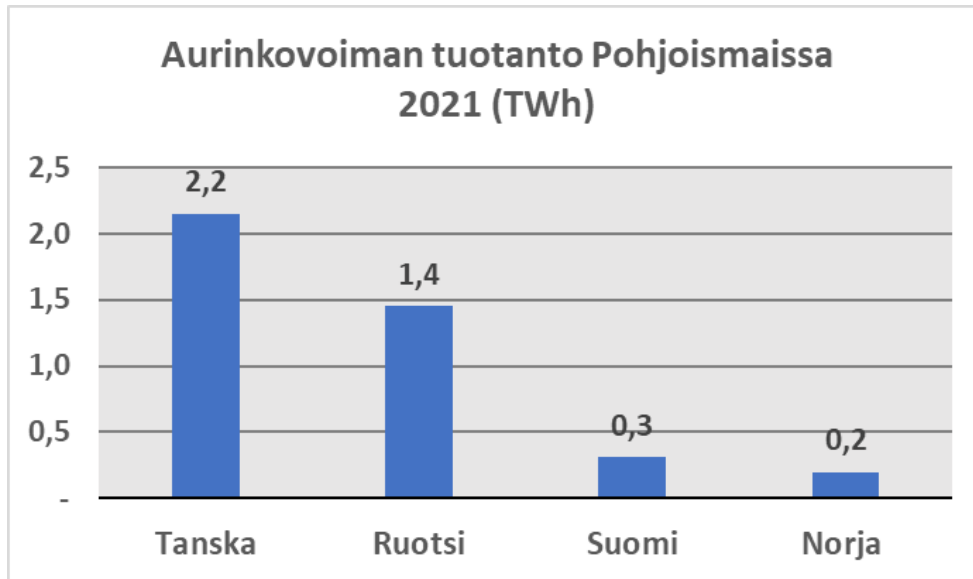


Kuva 7.1.4 Aurinkopaneeleiden valmistuskustannukset (USD/W).

Yhden kilowatin aurinkosähköjärjestelmä (1350 €/kW) tuottaa puolestaan sähköä noin 850 kilowattituntia vuodessa, joten investointi yhtä kilowattituntia kohti on noin 1,6 euroa per kilowattitunti. Sitä voidaan verrata esimerkiksi tuulivoimaan, joka maksaa noin 1290 €/kW ja tuottaa sähköä noin 3300 tuntia, jolloin yhtä kilowattituntia kohti investointi on noin 0,39 euroa per kilowattitunti. Tuulivoima pitää kuitenkin siirtää koteihin, jolloin tuulivoiman kustannuksiin pitää lisätä vielä siirtokustannukset.

Aurinkoenergiajärjestelmän kustannukset muodostuvat lähinnä pääomakustannuksista. Jos järjestelmä maksaa 1200 €/kW (1500 €/kW ilman avustuksia), siitä tulee vuosikustannuksia 25 vuoden käyttöajalla ja 5 % laskentakorolla laskettuna noin 85 €/kWh (107 €/kWh ilman avustuksia). Kun tämä jaetaan käyttötuntien määrällä, saadaan sähkön omakustannushinnaksi noin 10 senttiä kilowattitunnilta (12 c/kWh ilman avustuksia).

Pohjoismaista aurinkosähkön tuotantoa on eniten Tanskassa ja Ruotsissa (Kuva 7.1.5). Suomi ja Norja ovat vasta ottamassa ensimmäisiä askeleita. Aurinkosähköä tuotetaan Tanskassa jo noin 7 % maan sähköntuotannosta. Suomen tuotanto jää 0,3 prosenttiin. Suomessa pientalot pääsevät helposti aurinkosähkössä noin 30–40 % osuuteen.



Kuva 7.1.5 Aurinkosähkön tuotanto Pohjoismaissa (TWh, BP Energy Statistics).



Kuva 7.2.1 Kymmen paneelin aurinkoenergiajärjestelmä (Kuva: Asko Vuorinen).

7.2 Aurinkoenergiajärjestelmän rakentaminen

Teetimme aurinkosähköjärjestelmän vuonna 2021 kesämökkimme katolle. Kerroin, että sähköä kuluu noin 8000 kWh vuodessa, jonka perusteella pyysin tarjouksia noin kymmenen paneelin järjestelmistä. Tilasimme kymmenen DeLongin- paneelin järjestelmän, jonka tehoksi tuli 3700 wattia ja Sun Grown invertterin, joka mahdollistaisi vielä viiden lisäpaneelin asentamisen. Katolle tuli kaksi viiden paneelien riviä ja kolmas rivi mahtuisi siihen hyvin (Kuva 7.2.1).

Järjestelmä maksoi 5600 euroa (1500 €/kW), josta laitteiden osuus oli noin 3300 euroa (900 €/kW). Työn osuus oli 2400 euroa, josta kotitalousvähennys olisi noin 1000 euroa. Tällöin nettohinta kuluttajalle olisi noin 4600 euroa eli 1240 €/kW. Laitteen pääomakustannukset laskettuna 3 % korolla ja 25 vuoden pitoajalla ovat 264 €/a.

7.3 Aurinkosähkölaskuri

Nyt kun aurinkosähköstä on vuoden verran kokemuksia kesämökiltämme, olen tehnyt siltä pohjalta laskurin, jonka avulla eri tarjouksia voi vertailla. Ensin pitää tietää oma kulutus kuukausittain. Se saa verkkoyhtiön nettisivuilta tai sähkölaskuista. Se syötetään Excel-ohjelman riviin sähkön osto (Taulu 7.3.1).

Taulu 7.3.1 Sähkönkulutus ennen aurinkopaneeleita.

Mökin aurinkopaneleiden kannattavuus				Asko Vuorinen		
				19.7.2022		
Ilman paneeleita						
Vuosi 2022	Tuotanto kWh	Osto kWh	Aurinko kWh	Kulutus kWh	Myynti kWh	Netto kWh
Tammikuu	0	889		889		889
Helmikuu	0	966		966		966
Maaliskuu	0	466		466		466
Huhtikuu	0	876		876		876
Toukokuu	0	373		373		373
Kesäkuu	0	806		806		806
Heinäkuu	0	1069		1069		1069
Elokuu	0	501		501		501
Syyskuu	0	318		318		318
Lokakuu	0	624		624		624
Marraskuu	0	514		514		514
Joulukuu	0	802		802		802
Yhteensä	0	8204	0	8204	0	8204

Kun lomakkeeseen syötetään aurinkovoimalan teho, niin saadaan kuukausittainen aurinkosähkön tuotanto olemassa olevan järjestelmän arvoista laskettuna ja miten se jaetaan omaan kulutukseen ja myyntiin kuukausittain (Taulu 7.3.2). Laskelma perustuu meidän mökkimme järjestelmään, joka on ollut yhden vuoden käytössä.

Taulu 7.3.2 Paneelien tuotanto, ostosähkö ja sähkön myynti.

Paneelien kanssa		10	370	3700	W	
Vuosi 2022	Tuotanto	Osto	Aurinko	Kulutus	Myynti	Netto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Tammikuu	1	888	1	889	0	888
Helmikuu	0	966	0	966	0	966
Maaliskuu	178	438	28	466	150	287
Huhtikuu	466	694	182	876	284	410
Toukokuu	515	245	128	373	387	-142
Kesäkuu	565	535	271	806	294	241
Heinäkuu	520	800	269	1069	251	549
Elokuu	493	316	185	501	308	8
Syyskuu	246	226	92	318	154	72
Lokakuu	95	586	38	624	57	529
Marraskuu	50	500	14	514	36	464
Joulukuu	10	800	2	802	8	792
Yhteensä	3140	6994	1210	8204	1930	5064
Tuntia/a	849					

Sähkön omakustannushinnaksi saadaan 8,4 c/kWh (Taulu 7.3.3). Se on 7,6 c/kWh halvempaa sähköä kuin ostosähkö, jonka energia maksaa 6 c/kWh, sähkön siirto 10 c/kWh eli yhteensä 16 c/kWh. Jos sähkön myynnistä saa 6 c/kWh, säästö on 309 euroa vuodessa. Investoinnin takaisinmaksuajaksi 14,9 vuotta, tuotto prosentiksi 6,7 % ja sisäiseksi koroksi 4,5 %.

Taulu 7.3.3 Aurinkopaneeleiden kannattavuuslaskelma.

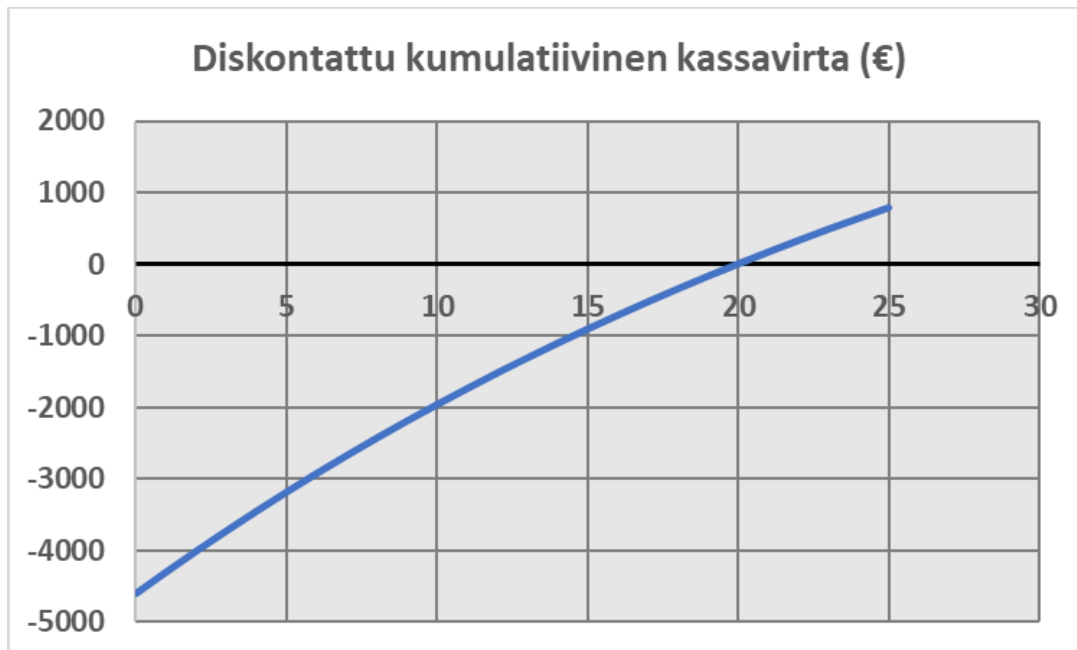
Omakustannushinta				Tuottolaskelma		
Paneelit	10 x 370	W	3700	Sähköenergia	€/kWh	0,06
Tuotanto		kWh	3140	Sähkön siirto	€/kWh	0,10
Investointi		€	5600	Osto yhteensä	€/kWh	0,16
Kotitalousvähennys		€	-1000	Sähkön myynti	€/kWh	0,06
Netto			4600	Tulojen lisäys	€	116
Laskentakorko		%	3,0 %	Oston väheneminen	€	73
Pitoaika		a	25	Siirron väheneminen	€	121
Annuiteetti		%	5,7 %	Säästö vuodessa	€	309
Pääomakulut		€	264	Investointi	€	4600
Omakustannushinta		c/kWh	8,4	Takaisinmaksuaika	a	14,9
Ostosähkö		c/kWh	16,0	Tuotto	%	6,7 %
Säästö		c/kWh	-7,6	Sisäinen korko	%	4,5 %

Investoinnin sisäinen korko voidaan laskea arvioidun kassavirran avulla (Taulu 7.3.4). Aurinkopaneeleiden sisäinen korko (4,5 %) on suunnilleen samanlainen, kuin sijoitukset yksiön tai ETF-indekseihin. Vuonna 2000 S&P 500-indeksi arvo oli 140 ja vuoden 2022 syyskuussa 368 eli arvo oli noussut 2,63-kertaiseksi. Niiden tuotto on ollut 22 vuoden aikana keskimäärin noin 4,5 % vuodessa. Sitä parempaan tuottoon pääsee vain hyvin harva ammattisijoittaja.

Taulu 7.3.4 Kumulatiivinen diskontattu kassavirtalaskelma

Laskentakorko		3 %			
Vuodet	Kassavirta	Disk.tekijä	Disk KV	Kumulatiivinen	
0	-4600	1,00	-4600	-4600	
1	309	0,97	300	-4300	
2	309	0,94	292	-4008	
3	309	0,92	283	-3725	
4	309	0,89	275	-3450	
5	309	0,86	267	-3183	
6	309	0,84	259	-2924	
7	309	0,81	252	-2672	
8	309	0,79	244	-2428	
9	309	0,77	237	-2191	
10	309	0,74	230	-1961	
11	309	0,72	224	-1737	
12	309	0,70	217	-1520	
13	309	0,68	211	-1310	
14	309	0,66	205	-1105	
15	309	0,64	199	-907	
16	309	0,62	193	-714	
17	309	0,61	187	-527	
18	309	0,59	182	-345	
19	309	0,57	176	-168	
20	309	0,55	171	3	
21	309	0,54	166	169	
22	309	0,52	161	331	
23	309	0,51	157	487	
24	309	0,49	152	640	
25	309	0,48	148	787	
Sisäinen					
korko	4,5 %				

Aurinkovoimalan kumulatiivinen diskontattu kassavirta 3 % laskentakoron mukaan laskettuna (Kuva 7.3.1) kertoo, että investoinnin takaisinmaksuaika on 20 vuotta.

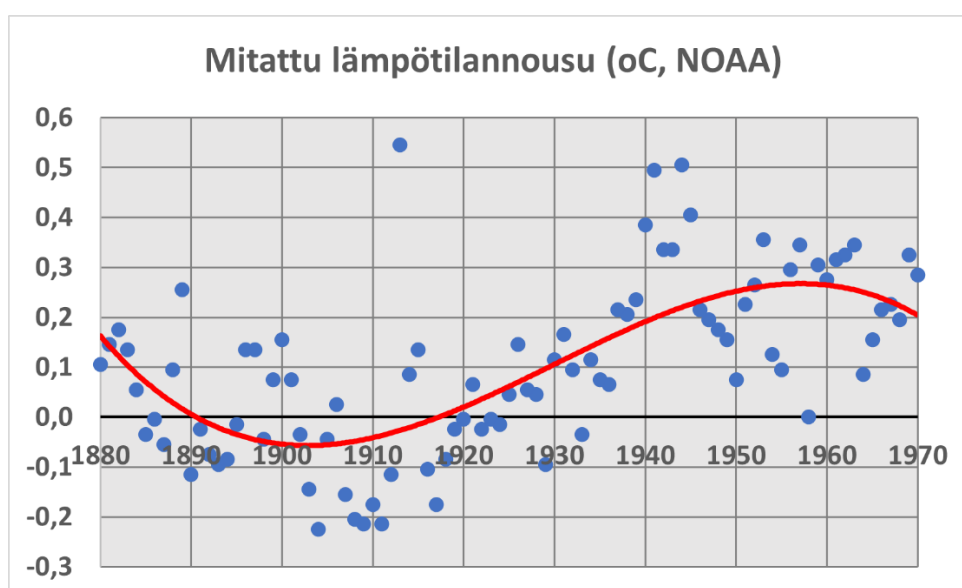


Kuva 7.3.1 Teholtaan noin 3,7 kW olevan aurinkovoimalan diskontattu kumulatiivinen kassavirta, kun laskentakorko on 5 %.

8 TAISTELU ILMASTONMUUTOSTA VASTAAN

8.1 Ilmaston lämpeneminen

Lämpötilan maailmanlaajuiset mittaukset alkoivat USA:ssa ja Britanniassa vuonna 1880, josta asti on pidetty kirjaa vuosien keskilämpötiloista usean tutkimuslaitosten toimesta. Niistä pidän luottavimpana lähteenä NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). Vuoteen 1960 mennessä lämpeneminen oli vasta noin 0,27 astetta eikä sen noususta huolestuttu (Kuva 8.1.1). Itse asiassa lämpötilan nousu oli tapahtunut jo vuoteen 1940 mennessä ja sen jälkeen lämpötila oli laskenut hieman ja jotkut varoittivat, että uusi jääkausi on tulossa.



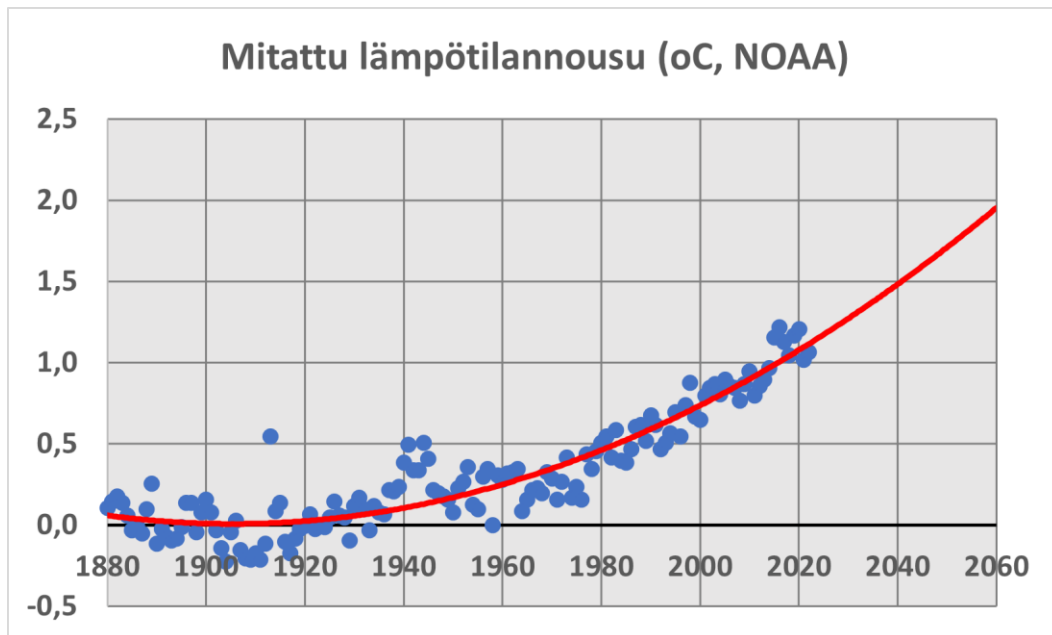
Kuva 8.1.1 Lämpötilan poikkeama vuosin 1881–1910 keskiarvosta (NOAA).

Lämpeneminen oli ollut vuosina 1890–1960 eli 70 vuodessa 0,27 astetta eli 0,004 astetta vuodessa.

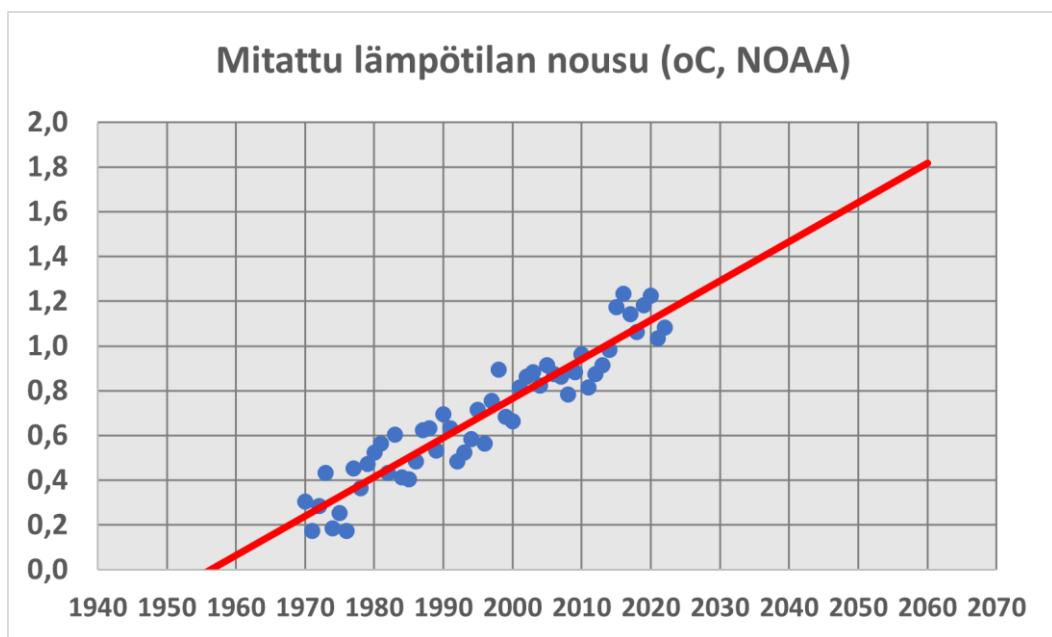
Vuonna 1990 havaittiin, että ilmasto oli alkanut lämmetä uudelleen. Siihen mennessä lämpeneminen oli jo noin 0,6 astetta. Vuosien 1960–1990 aikana 30 vuodessa lämpeneminen on ollut 0,35 astetta eli 0,012 astetta vuodessa (Kuva 8.1.2).

Vuoden 1990 jälkeen lämpeneminen on puolestaan ollut (0,6–1,1) eli 0,5 astetta 30 vuodessa eli 0,017 astetta vuodessa. Polynomisen trendin mukaan 1,5 asteen lämpeneminen ylittyy noin vuonna 2040 ja 2,0 astetta vuonna 2060.

Kun tarkastelee vuosia 1970–2021, havaitaan kuitenkin, että lämpötilan nousu on ollut melko lineaarista. Vuodesta 1970 lämpötila on noussut 0,2 asteesta 1,1 asteeseen 2021 (Kuva 8.1.3). Nousutrendi on 0,9 astetta 51 vuodessa eli 0,018 astetta vuodessa. Tämän trendin mukaan vuonna 2050 lämpötilan nousu onkin vasta noin 1,6 astetta ja vuonna 2060 noin 1,8 astetta. Näyttää siltä, että lämpötilan nousun trendi on kääntymässä laskevaksi.



Kuva 8.1.2 Lämpötilan poikkeama 1881–2021 keskiarvosta (NOAA).



Kuva 8.1.3 Lämpötilan nousutrendi 1970–2021 (NOAA).

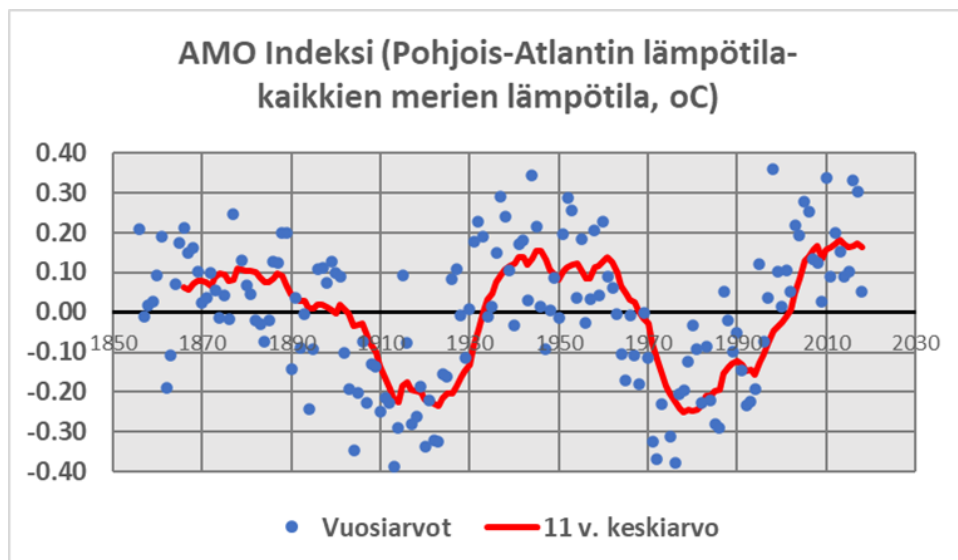
Suomen lämpötila

Suomen lämpötilan nousu on hyvin toisenlaista. Lämpötila nousu tapahtui jo vuoteen 1940 mennessä asteen verran, mutta laski sen jälkeen takaisin (Kuva 8.1.4). Uusi nousu alkoi vuoden 1990 jälkeen, jolloin lämpötila nousi Sodankylässä 1,5 asteeseen vuoteen 2020 mennessä. Helsingin lämpötila ei suinkaan edusta ilmastoa oikein, koska siinä on noin 0,5 asteen kaupunkiefekti, joka aiheutuu asfaltoiduista kaduista. Havaittu 60 vuoden sykli aiheutuu puolestaan AMO-ilmiöstä eli Pohjois-Atlantin oskillaatiosta.



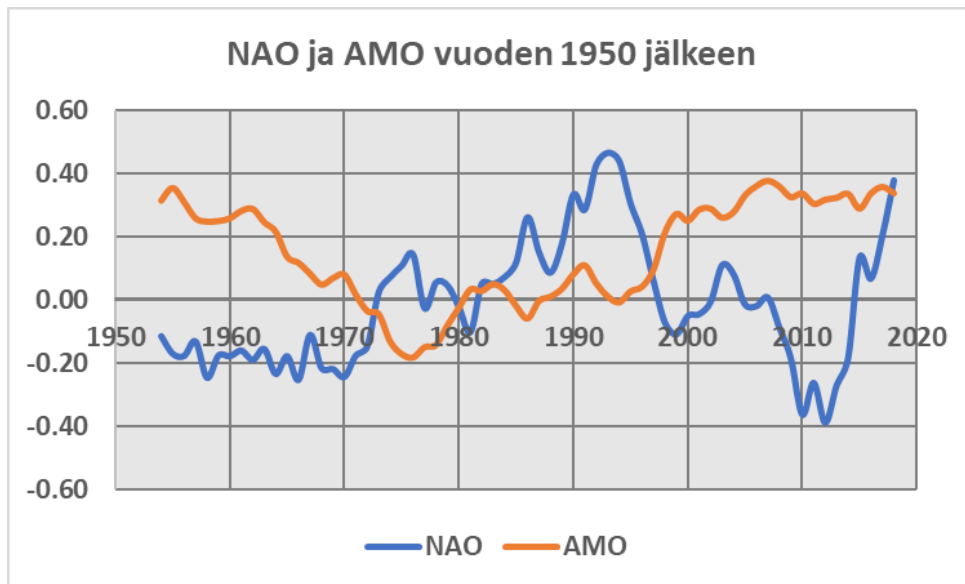
Kuva 8.1.4 Suomen lämpötilan nousu (Ilmatieteen laitos).

AMO-ilmiö (Atlantic Multiyear Oscillation) kertoo, että Pohjois-Atlantin lämpötilaero kaikkiin muihin meriin vaihtelee 60 vuoden sykleissä. Juuri nyt Pohjois-Atlantin lämpötila on noin 0,2 astetta korkeampi kuin muiden merien lämpötila (Kuva 8.1.5).



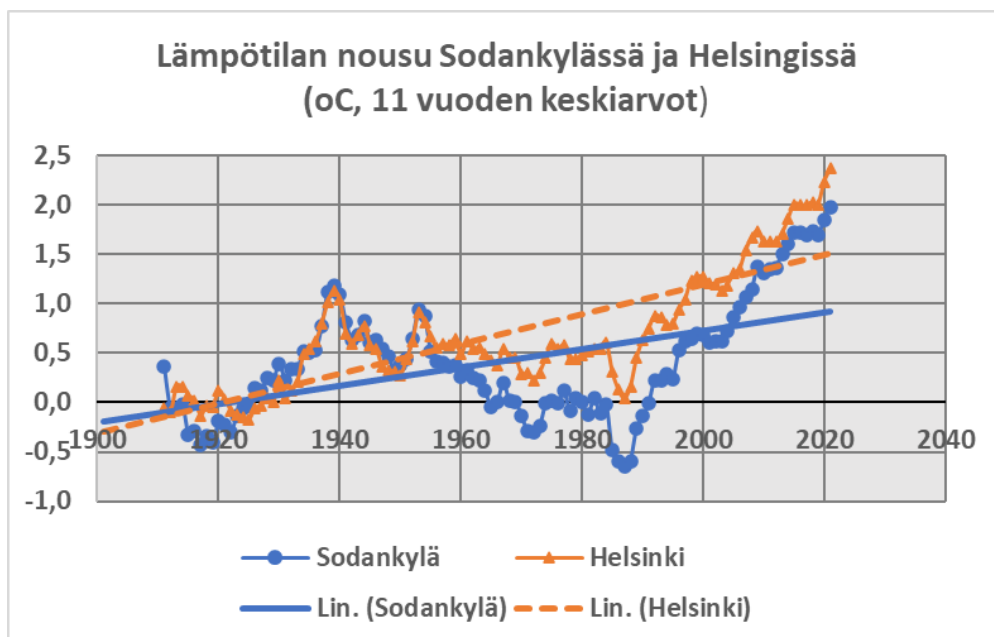
Kuva 8.1.5 AMO ilmiö eli Pohjois-Atlantin lämpötilan ero kaikkien merien lämpötilaan.

Suomen tuulisuuteen ja samalla lämpötilaan vaikuttaa myös toinen ilmiö, NAO, (North Atlantic Oscillation). Siinä mitataan ilmanpaineiden eroa Azoreitten saariryhmän ja Islannin välissä. Tämän paine-eron vaihtelu on ollut myös syklistä ja juuri näinä vuosina tämä paine-ero on maksimissaan (Kuva 8.1.6). Se tarkoittaa, että Islannin luona on suurempia matalapaineita ja tuulet puhaltavat Pohjoismaihin Islannin eteläpuolelta ja tuovat Pohjolaan leudompaa säätä. Kun samalla myös merivesi on Pohjois-Atlantilla tavallista lämpimämpää, niin Suomen ilmasto on näiden kahden tekijän vaikutuksesta poikkeuksellisen lämmintä.



Kuva 8.1.6 NAO (North Atlantic Oscillation) ja AMO (Atlantic Multiyear Oscillation) ovat yhtä aikaa maksimiarvoissaan (NOAA).

Suomen lämpötilan nousua on vaikea tulkita. Yksi keino on piirtää mittaustuloksista lineaarinen trendi (Kuva 8.1.7). Se eliminoisi 60-vuoden syklillä esiintyvän AMO-ilmion. Tällöin havaitaan Sodankylän lämpötilan nousseen 0,9 astetta ja Helsingin lämpötilan 1,5 astetta. Sekä Helsingin, että Sodankylän edelliset huippuarvot olivat 1,2 astetta vuonna 1940. Vuonna 2021 Sodankylän huippu oli 2,0 ja Helsingin 2,4 astetta. Huipusta huippuun lämpötila oli noussut Sodankylässä 0,8 astetta ja Helsingissä 1,2 astetta 60 vuodessa. Vastaavana ajanjaksona koko maailman lämpötila on noussut 0,2 asteesta 1,1 asteeseen eli 0,9 astetta. Näin on vaikea väittää, että lämpötila nousisi Suomessa nopeammin kuin muualla.



Kuva 8.1.7 Lämpötilan nousu Sodankylässä ja Helsingissä (Ilmatieteen laitos).

Juuri nyt ollaan NAO- ja AMO-ilmiöiden huippuvaiheessa, joten nämä ilmiöt saattaavat nostaa Sodankylän lämpötilaa vuoden 2000 jälkeen vain tilapäisesti. Tämä asia nähdään noin vuosina 2030–2040, jolloin NAO- ja AMO-indeksin pitäisi olla neutraaleja.

8.2 Lämpötilan nousun ennusteet

Ilmaston lämpenemisen pystyi mallintamaan ensi kerran ruotsalainen kemisti **Svante Arrhenius** (1859–1927), joka julkaisi vuonna 1896 artikkelin ”*On the Influence of carbon acid in the Air upon the Temperature of the Ground*”. Hän laski artikkelissa, että hiilidioksidipitoisuuden kaksinkertaistuessa ilmakehän lämpötila nousee 5–6 astetta.

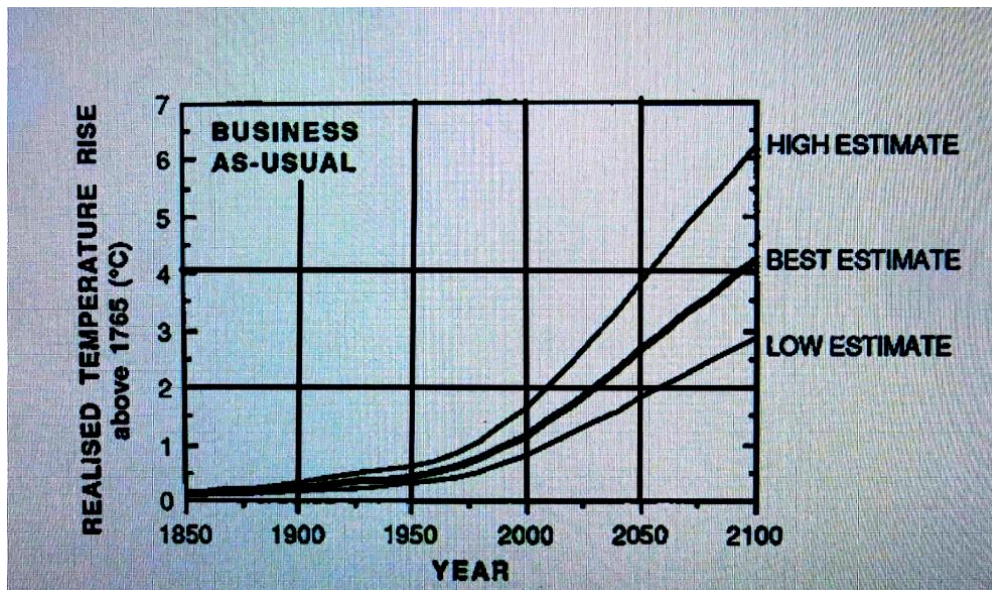
Samuel Langeleyn (1834–1906) oli tehnyt keksimällään bolometrillä kuun infrapunasäteilyn mittauksia USA:n Kalliovuorilla. Arrhenius laati näiden mittausten perusteella taulukot, joiden mukaan ilmakehä lämpenisi päivántasaajalla 5 astetta ja napapiirillä 6 astetta, josta voidaan olettaa keskimääräisen nousun olevan 5,5 astetta. Lämpenemisen mallin hän esitti noudattavan kaavaa $dT = A \times \ln(C/Co)$, jossa C on ilmakehän CO₂-pitoisuus ja A-vakio on noin 8,0. Viiden ja puolen asteen nousu saadaan kaavasta $5,5 = 8 \times \ln(2)$.

Kesti kuitenkin pitkään ennen, kun ilmaston lämpenemisestä alettiin huolestua. Seuraava askeleen otti tohtori **Charles Keeling** (1928–2005), joka aloitti ilmakehän CO₂-pitoisuuden mittaukset Mauna Loan tulivuorella, Hawajilla vuonna 1958. Hänen ensimmäisen mittauspäivänsä tulos oli helposti muistettava luku 314 miljoonasosaa (ppm). Ensimmäisen täyden vuoden 1959 keskiarvoksi tuli 316 ppm.

Hyvin pitkään on kiistelty siitä, mikä on lämpenemisen aiheuttanut ja kuinka paljon siitä on ihmisen osuus. Öljy-yhtiöt rahoittivat tutkimuksia, joiden tarkoituksena oli todistaa, että ilmaston lämpeneminen johtuu muista kuin CO₂-päästöistä ja ihmisistä. Toisaalta löytyi myös järjestöjä ja vihreä liike, jotka todistivat, että ilmasto lämpenee erittäin nopeasti juuri päästöjen vaikutuksesta.

Olen löytänyt netistä videon siitä, miten Nobel-palkinnon saanut professori todistelee, kuinka CO₂ ei voi vaikuttaa ilmaston lämpenemiseen. Lisäksi paikallisia eri yliopistojen ns. tiedemiehiä on samalla asialla. Ilmasto kiinnostaa aiheena ihmisiä ja sen varjolla on helppo päästä televisioon, jos taustalla on sopiva tutkinto. Kuitenkin jopa IPCC:n tiedemiesten joukko on eri mieltä monista asioista, eikä sieltä myöskään löydy selitystä, minne CO₂-päästöistä katoaa puolet.

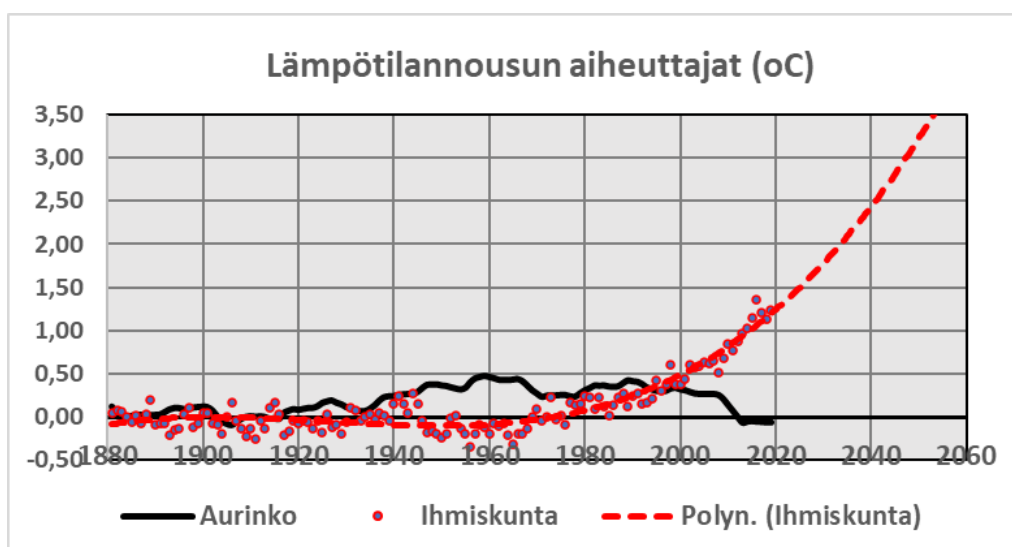
Toisaalta vuonna 1990 valmistui IPCC:n ensimmäinen raportti, jonka ennuste lämpenemisestä oli melko synkkä. Sen mukaan ilmasto lämpenisi parhaan ennusteen (Best Estimate) mukaan vuoteen 2050 mennessä noin 2,8 astetta ja alhaisen (Low Estimate) mukaan 1,8 astetta (Kuva 8.2.1). Näyttää siltä, että lämpötilan nousu on 1,8 astetta eli vastaa alhaisen ennusteen arvoja. Nyt kuitenkin Pariisin sopimuksessa halutaan, että lämpeneminen olisi korkeintaan 1,5–2,0 astetta.



Kuva 8.2.1 IPCC:n ensimmäisen raportin ennuste lämpötilan noususta (1992).

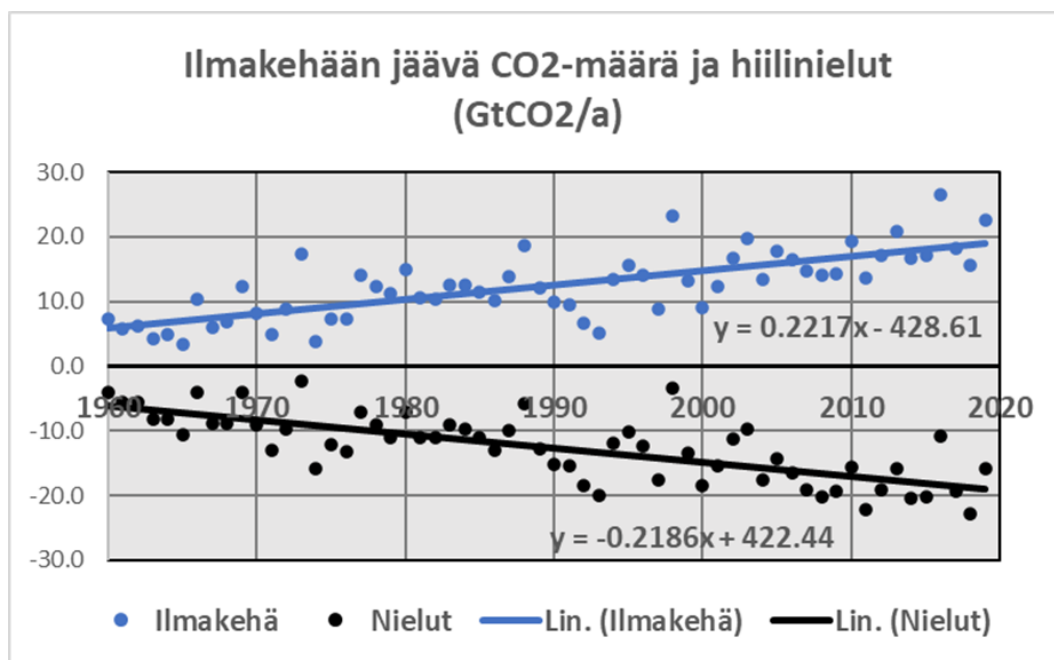
Omat selvitykseni ilmastomuutoksesta on kerrottu kirjassani ”Ilmaston lämpötilan nousun pysäytys kahteen asteeseen” vuodelta 2021. Kerron siinä ensin, mikä on auringon ja ihmisen osuus ilmaston lämpenemisestä vuoteen 2020 mennessä. Selvitin ensin, mikä on auringon osuus ja vähensin sen mitatuista lämpötilasta ja sain ihmiskunnan osuuden (Kuva 8.2.2).

Päädyin siihen, että aina vuoteen 1980 asti ilmaston lämpötilan muutokset pystyttiin selittämään auringonpilkkujen lukumäärän avulla. Sen jälkeen lämpötilan nousu aiheutuu muista syistä, joista tärkein on hiilidioksidipitoisuus. Kuvan 8.2.2 mukaan vuoden 2000 jälkeen ihmiskunnan osuus lämpötilan noususta on 0,75 astetta 20 vuodessa eli 0,0375 astetta vuodessa. Trendin mukaan ihmisen osuus lämpötilan noususta vuoteen 2050 mennessä olisi noin 3,2 astetta, joka oli lähellä IPCC:n parhaan ennusteen arviota noin 2,7 astetta.

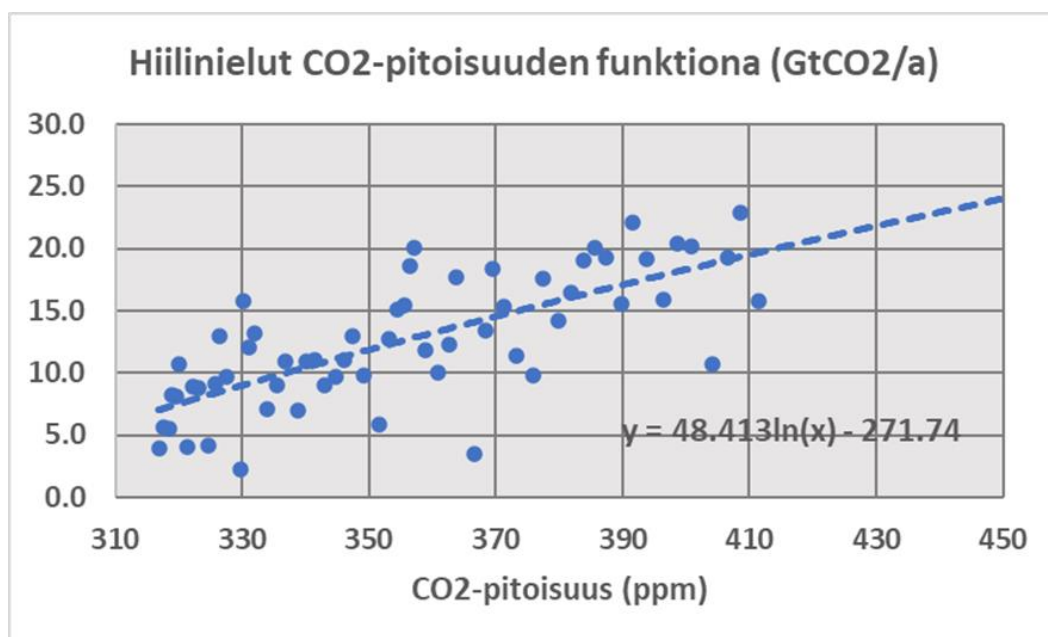


Kuva 8.2.2 Auringon ja ihmiskunnan vaikutus lämpötilan noususta.

Kun tein mallinnuksen ilmakehän CO₂-pitoisuudesta ja havaitsin, että noin puolet maailman CO₂-päästöistä absorboituu hiilinieluihin (Kuva 8.2.3). Kun tutkin sen jälkeen, mikä vaikutus ilmakehän CO₂-pitoisuus on hiilinieluihin päädyin siihen, että hiilinielut kasvavat ilmakehän CO₂-pitoisuuden funktiona (Kuva 8.2.4).

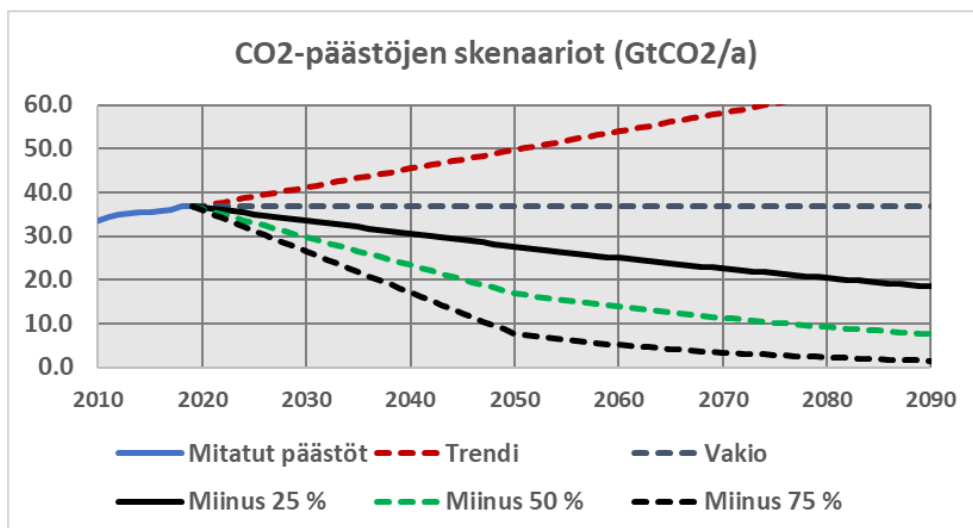


Kuva 8.2.3 Ilmakehään ja nieluihin jäävä hiilidioksidin määrä (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).



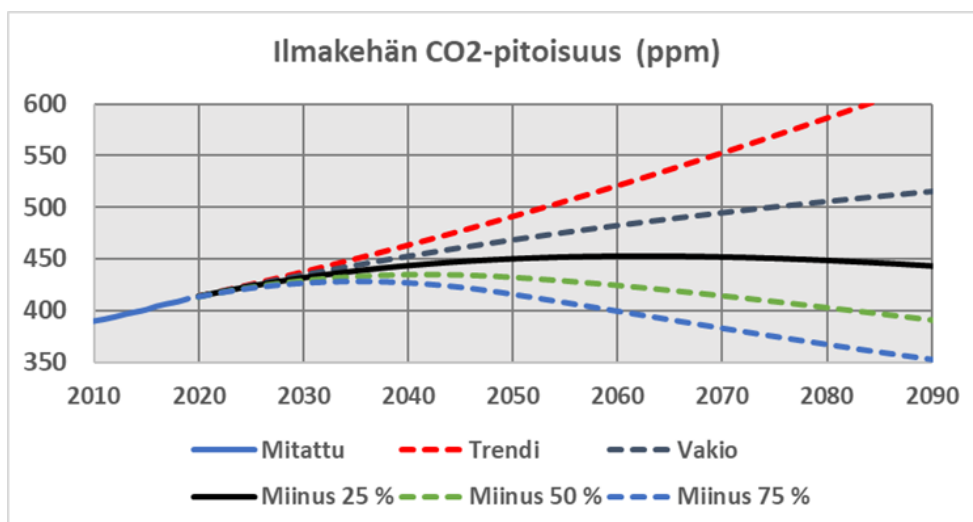
Kuva 8.2.4 Hiilinielut ilmakehän CO₂-pitoisuuden funktiona (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Laskin sitten useita päästöskenaarioita, joissa oletin, että päästöt säilyvät vakiona tai laskevat 25 % tai 50 % vuoteen 2050 mennessä (Kuva 8.2.5). Miinus 25 %-skenaariossa CO₂-päästöt vähenevät vuoteen 2050 mennessä 27 gigatonniin ja Miinus 50 %-skenaariossa 18 gigatonniin.



Kuva 8.2.5 CO₂-päästöt eri skenaarioissa (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Laskin sitten, miten nielut kehittyvät CO₂-pitoisuuden funktiona. Kun vähensin päästöistä nielut, pystyin laskemaan, kuinka paljon ilmakehän CO₂-massa lisääntyy ja kuinka ilmakehän CO₂-pitoisuus muuttuisi erilaisilla päästöskenaarioilla (Kuva 8.2.6). Sen mukaan pitoisuus nousee nykyisen päästötrendin mukaan vuoteen 2060 mennessä arvoon 520 ppm. Jos päästöt säilyvät nykytasolla (Vakio), vuonna 2060 pitoisuus on 480 ppm. Miinus 25 %-skenaariolla huippu on 450 ppm, joka saavutetaan vuonna 2060. Kun taas Miinus 50 %, skenaariolla huippu jää lukemaan 430 ppm vuonna 2035.



Kuva 8.2.6 Ilmakehän CO₂-pitoisuus eri skenaarioissa (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Havaitsin, että tarkin mallinnus lämpötilan noususta saadaan kolmen suureen, SCA2-mallin avulla (Kaava 8.2.1).

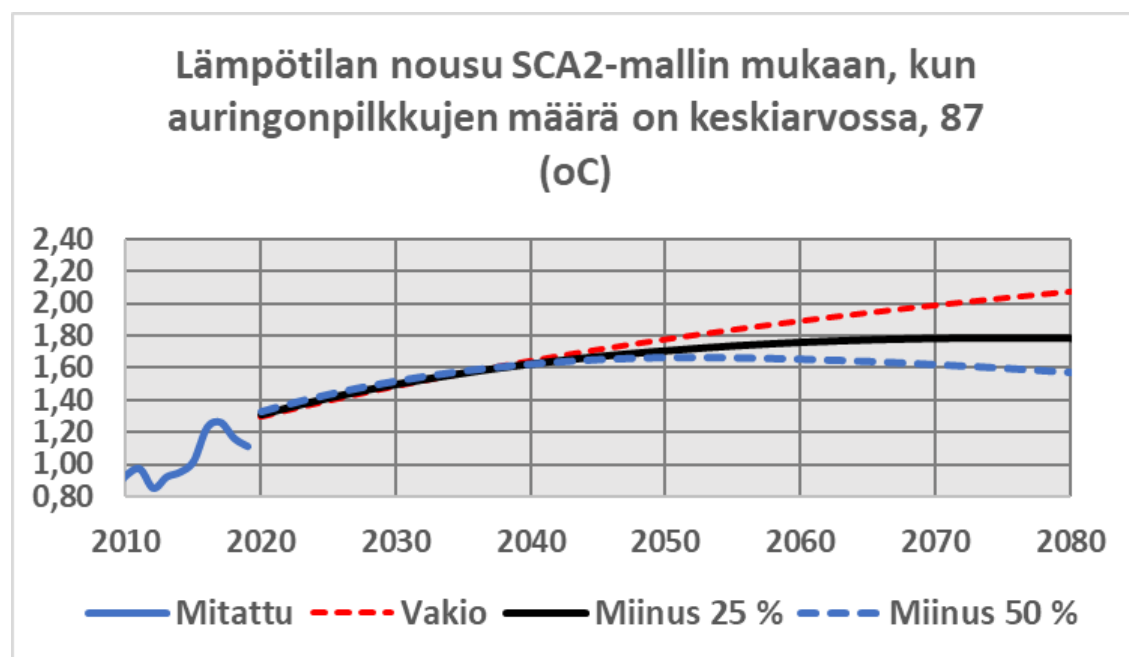
(8.2.1)	$dT = 0,5344 \times \ln(Sp) + 3,896 \times \ln(C/286,1) - 0,30 \times \ln(S_e/26,5) - 2,152$
----------------	--

Missä Sp = auringonpilkkujen lukumäärän 11 v keskiarvo (Sunspots)

C = ilmakehän CO_2 -pitoisuus (ppm)

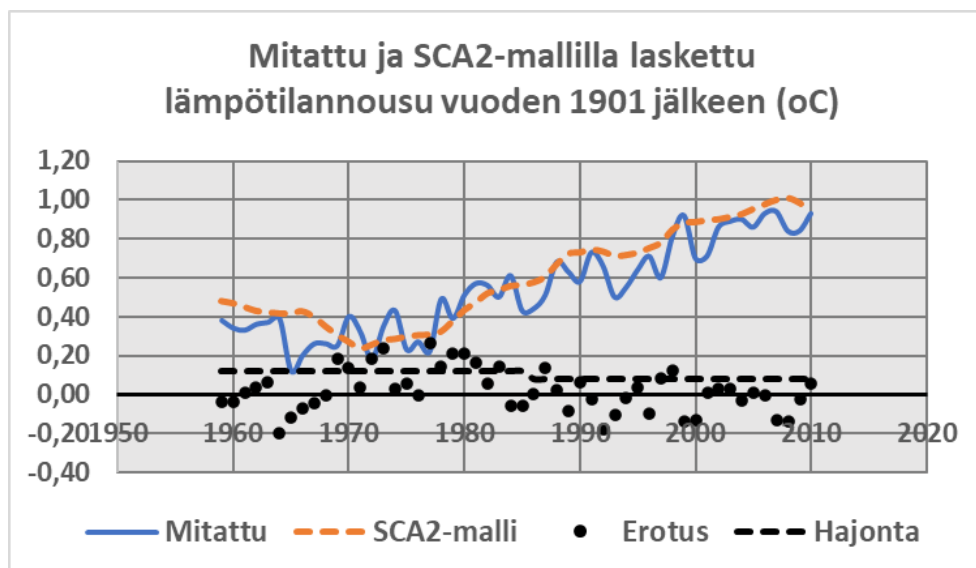
Se = SO_2 -päästöt (Gt/a)

SCA2-mallin mukaan on laskettu kolme skenaariota lämpötilan nousulle (Kuva 8.2.7), kun auringonpilkkujen määrä on normaalitasolla (87 pilkkua vuodessa). Kuvan mukaan lämpötilan nousu ylittää 2,0 astetta vuonna 2070, jos päästöt säilyvät vakioina. Jos päästöt vähenevät vastaavasti 25 % vuoteen 2050 mennessä, lämpeneminen pysähtyy 1,8 asteeseen (Miinus 25 %-skenaario). Jos päästöt vähenevät 50 % lämpeneminen pysähtyy 1,7 asteeseen (Miinus 50%-skenaario).



Kuva 8.2.7 Ilmaston lämpeneminen kolmessa skenaariossa, kun auringonpilkkujen määrä on keskimääräisen eli 87. Miinus 25 %-skenaariossa lämpötilan maksimi jää 1,8 asteeseen ja Miinus 50 %-skenaariossa 1,7 asteeseen. (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Näin kehitetty SCA2-mallilla laskettu ja mitattu lämpötila ovat hyvin lähellä toisiaan ja niiden erotuksen keskihajonta on koko tuolla välillä 0,11 astetta ja vuoden 1982 jälkeen 0,08 astetta (Kuva 8.2.8).



Kuva 8.2.8 Mitattu ja SCA2-mallilla laskettu lämpötila verrattuna vuoden 1901 lämpötilaan (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

8.3 Kahden asteen alittava energiaohjelma

Olen laskenut kirjassani ”Ilmakehän lämpötilan nousun pysäytys kahteen asteeseen” energiaohjelman koko maailmalle ja suurimmille maaryhmille. Sen mukaan maailman CO₂-päästöjä pitää vähentää vuoteen 2050 mennessä alle hiilinielujen tason, joiden arvioin olevan noin 18 GtCO₂.

Sähköntuotannon oletan kasvavan nykyisestä 27 PWh:sta (1 Peta = 1000 Teraa) vuoteen 2050 mennessä lähes kaksinkertaiseksi eli 47 PWh:n tuntumaan (Taulu 8.3.1). Ennusteen mukaan Kiina tarvitsee silloinkin 27 % maailman sähköstä. USA:n osuus jää noin 12 prosenttiin ja EU:n noin 10 prosenttiin sähkön kulutuksesta. Yhdessä nämä kolme kuluttavat noin puolet maailman tarvitsemasta sähköstä.

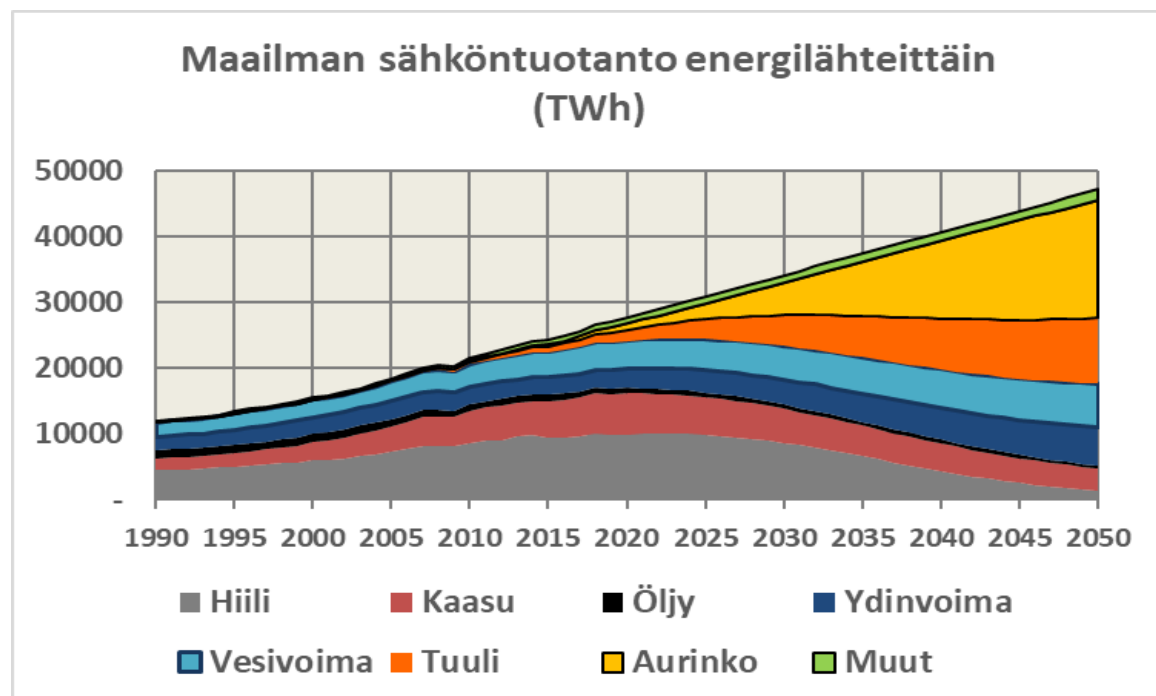
Taulu 8.3.1 Sähköntuotanto maailmassa alueittain vuoteen 2050 mennessä (TWh/a).

Maailma	Sähköntuotanto		Sähköntuotanto			Osuudet		
	2019	2050	Kasvu	Kasvu/a	Kasvu	2019	2050	Kasvu
Alue	TWh	TWh	TWh	TWh/a	%	%	%	%-yks.
EU	3215	4673	1457	47	45.3%	11.9%	9.9%	-2.0%
USA	4401	5641	1240	40	28.2%	16.3%	12.0%	-4.3%
Venäjä	1118	1738	620	20	55.4%	4.1%	3.7%	-0.5%
Kiina	7503	12567	5064	163	67.5%	27.8%	26.7%	-1.1%
Intia	1559	3469	1910	62	122.5%	5.8%	7.4%	1.6%
Lähi-Itä	1265	2505	1240	40	98.1%	4.7%	5.3%	0.6%
Muut	7943	16562	8619	278	108.5%	29.4%	35.1%	5.7%
Yhteensä	27005	47155	20150	650	74.6%	100.0%	100.0%	

Sähköntuotanto energialähteittäin on esitetty Taulussa 8.3.2 ja Kuvassa 8.3.1. Uusiutuvien sähköntuotannon lähteiden osuus kasvaa 7 PWh:sta arvoon 36 PWh vuonna 2050. Silloin noin 38 % sähköstä tuotetaan aurinkovoimalla ja 18 % tuulivoimalla. Vesivoimalla tuotetaan noin 14 %, ydinvoimalla noin 12 % ja fossiilisilla lähteillä 11 %. Maailma siirtyy aurinkovoiman aikaan vuonna 2035, jolloin aurinkosähkö ohittaa hiilivoiman suurimpana sähköntuotannon lähteenä.

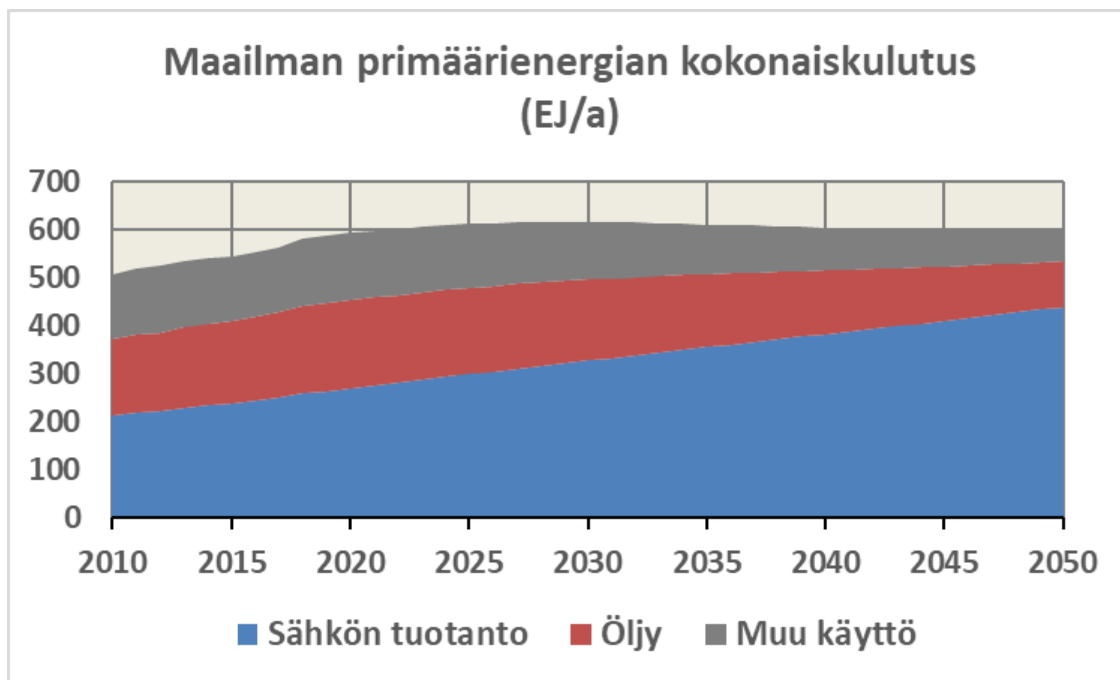
Taulu 8.3.2 Sähköntuotannon energialähteet maailmassa (TWh).

Maailma Lähde	Tuotanto		Tuotanto			Osuudet		
	2019 TWh	2050 TWh	Muutos TWh	Muutos/a TWh/a	Muutos-% %	2019 %	2050 %	Muutos %-yks.
Hiili	9824	1360	-8464	-273	-86.2%	36.4%	2.9%	-33.5%
Kaasu	6298	3435	-2862	-92	-45.5%	23.3%	7.3%	-16.0%
Öljy	825	441	-384	-12	-46.5%	3.1%	0.9%	-2.1%
Ydinvoima	2796	5759	2963	96	106.0%	10.4%	12.2%	1.9%
Vesivoima	4222	6702	2480	80	58.7%	15.6%	14.2%	-1.4%
Tuuli	1430	9913	8484	274	593.4%	5.3%	21.0%	15.7%
Aurinko	724	17991	17266	557	2384.6%	2.7%	38.2%	35.5%
Muut	885	1553	668	22	75.4%	3.3%	3.3%	0.0%
Yhteensä	27005	47155	20150	650	74.6%	100.0%	100.0%	0.0%
Uusiutuvat	7261	36159	28898	932	398.0%	26.9%	76.7%	49.8%

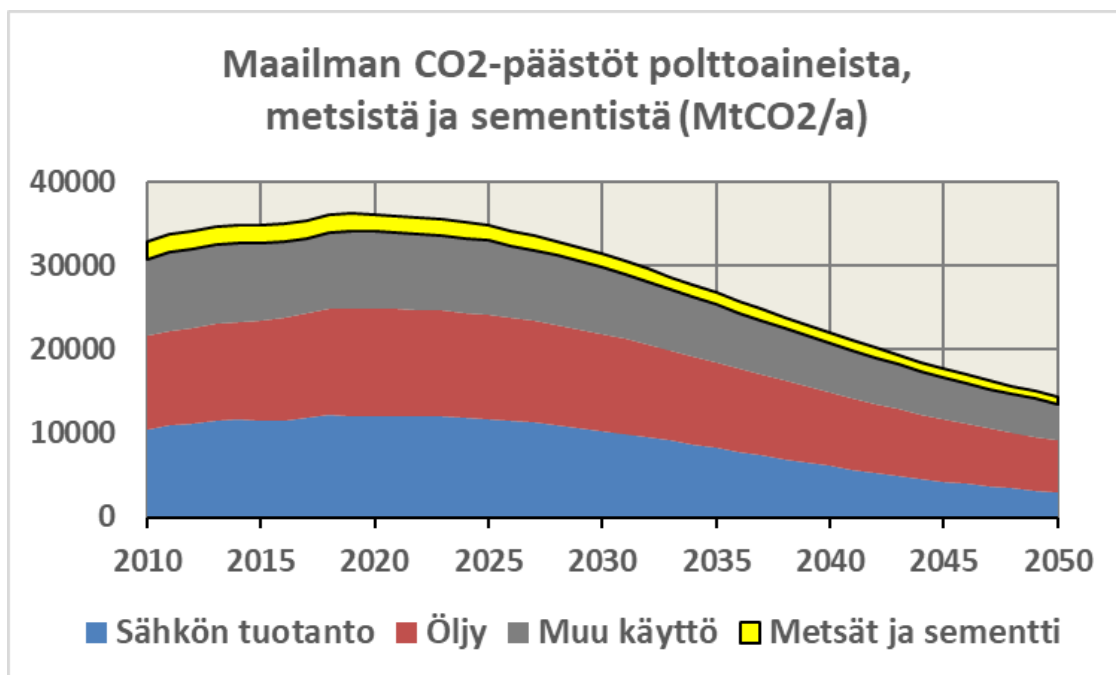


Kuva 8.3.1 Sähköntuotanto energialähteittäin maailmassa (TWh/a) (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Maailman primäärienergian kulutus pysähtyy arvoon 600 EJ/a vuonna 2025 (Kuva 8.3.2), koska yhä suurempi osa energiasta tuotetaan sähköllä. Sähkön osuus nousee nykyisestä noin 50 % osuudesta noin 70 prosenttiin vuoteen 2050 mennessä.



Kuva 8.3.2 Maailman primäärienergian kulutus (EJ/a) (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).



Kuva 8.3.3 Maailman CO₂-päästöt energiantuotannosta, metsistä ja sementistä (MtCO₂/a) (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Sähköntuotannon aiheuttamat CO₂-päästöt puolestaan vähenevät nykyisestä 13,1 gigatonnista noin 3,2 gigatonniin vuoteen 2050 mennessä ja ovat 75 % pienemmät kuin vuonna 2019 (Taulu 8.3.3).

Taulu 8.3.3 Maailman CO₂-päästöt sähköntuotannossa alueittain (MtCO₂/a).

Maailma Alue	Päästömäärä		Päästömäärä			Osuudet		
	2019 MtCO ₂	2050 MtCO ₂	Muutos MtCO ₂	Muutos/a MtCO ₂ /a	Muutos % %	2019 %	2050 %	Muutos %-yks.
EU	857	207	-650	-21.0	-76%	6.6%	6.4%	-0.1%
USA	1887	272	-1615	-52.1	-86%	14.4%	8.5%	-6.0%
Venäjä	440	121	-320	-10.3	-73%	3.4%	3.8%	0.4%
Kiina	4864	736	-4129	-133.2	-85%	37.2%	22.9%	-14.3%
Intia	1153	747	-405	-13.1	-35%	8.8%	23.3%	14.5%
Lähi-itä	716	248	-468	-15.1	-65%	5.5%	7.7%	2.2%
Muut	3144	880	-2264	-73.0	-72%	24.1%	27.4%	3.3%
Yhteensä	13062	3210	-9851	-317.8	-75%	100.0%	100.0%	

Maailman kokonaispäästöt vähenevät 36 gigatonnista vuonna 2019 arvoon 14 gigatonnia vuonna 2050 (Taulu 8.3.4 ja Kuva 8.3.3). Vuonna 2050 CO₂-päästöistä 43 % aiheutuu öljystä ja 21 % sähkön tuotannosta.

Taulu 8.3.4 Maailman CO₂-päästöt energiantuotannosta, metsistä ja sementistä

Maailma Lähde	CO ₂ -päästöt		CO ₂ -päästöt			Osuudet		
	2019 Gt	2050 Gt	Muutos Gt	Muutos Gt/a	Muutos %	2019 %	2050 %	Muutos
Sähkö	12005	3005	-9001	-290	-75.0%	33.1%	20.8%	-12.3%
Öljy	12870	6225	-6645	-214	-51.6%	35.5%	43.1%	7.7%
Muut	9351	4328	-5024	-162	-53.7%	25.8%	30.0%	4.2%
Metsät ja sementti	2064	879	-1185	-38	-57.4%	5.7%	6.1%	0.4%
Yhteensä	36290	14436	-21854	-705	-60.2%	100.0%	100.0%	

Päästöjen vähentämistarpeet maaryhmittäin

Maailmassa tavoitteena tulee olla laskea CO₂-päästöt tasolle 18 gigatonnia vuoteen 2050 mennessä. Silloin maailmassa on noin 9 miljardia ihmistä, jolloin tavoite on kullekin maalle saada CO₂-päästöt alle kahden tonnin per asukas.

Se tarkoittaa hyvinkin eri suuruisia ohjelmia eri maille. Kun maat jaetaan kolmeen ryhmään niiden asukasta kohti laskettujen päästöjen suhteen, niin **suuripäästöisten ryhmään** kuuluvat maat, joiden CO₂-päästöt ovat 7,3–41 tonnia per asukas (Taulu 8.3.5). Suuripäästöisistä maista on vauraita (USA, Kanada, Japani, Saksa), joilla pitäisi olla rahaa laittaa päästönsä kuriin. USA:n vähennystarve on 85 % ja Saksan vähennystarve on 74 %.

Toinen suuripäästöisten joukko on öljyvaltioita (Qatar, Kuwait, Oman, Saudi Arabia, Kazakstan, Venäjä ja Iran), joilla ilmeisesti on rahaa, mutta ei intoa, koska haluavat käyttää omia energialähteitään.

Kolmas joukko on hiilipohjaisen energiajärjestelmän valinnoita maita, kuten Kiina, Puola, Tšekin tasavalta ja Australia. Niidenkin pohjana on omat energiavarat, joiden käytöstä on vaikea luopua. Jotta nämä pääsisivät tasolle 2 t/asukas, päästöjä tulisi laskea vuoteen 2050 mennessä 73 % (Kiina) – 95 % (Qatar).

Taulu 8.3.5 Eniten CO₂-päästöjä aiheuttavat ongelmavaltiot (t/capita, BP Energy Statistics).

Maa	t/cap	Säästö	Maa	t/cap	Säästö
1 Qatar	41,1	95 %	15 Kazakhstan	11,6	83 %
2 Singapore	39,3	95 %	16 Trinidad & Tobago	11,4	82 %
3 Emigraatit	28,0	93 %	17 Venäjä	10,8	82 %
4 Kuwait	23,9	92 %	18 Alankomaat	10,2	80 %
5 Oman	18,1	89 %	19 Belgia	9,9	80 %
6 Saudi Arabia	16,0	88 %	20 Tšekin tasavalta	8,6	77 %
7 Turkmenistan	15,4	87 %	21 Hong Kong	8,5	77 %
8 Luxemburg	14,4	86 %	22 Japani	8,4	76 %
9 Australia	14,3	86 %	23 Puola	8,2	76 %
10 USA	14,2	86 %	24 Kypros	8,0	75 %
11 Kanada	13,8	85 %	25 Iran	7,8	74 %
12 Viro	13,6	85 %	26 Saksa	7,6	74 %
13 Taiwan	11,8	83 %	27 Etelä-Afrikka	7,3	73 %
14 Etelä-Korea	11,8	83 %	28 Kiina	7,3	73 %

Qatar on öljyvaltio, joka järjestää jalkapallon MM-kilpailut marras-joulukuussa 2022. Olisiko ollut syytä kysyä ensin, mitä maa aikoo tehdä CO₂-päästöilleen, ennen kisojen myöntämistä? Qatar on lisännyt CO₂-päästöjään 100 miljoonalla tonnilla vuoden 1990 jälkeen.

Keskiryhmän maat

Keskiryhmän maiden CO₂-päästöt ovat henkilöä kohti laskettuna 4,0–7,3 tonnia (Taulu 6.3.6). Tähän ryhmään kuuluu Suomi (6,7), EU (6,1) ja koko Eurooppa (5,6). Suomea edellä ovat myös Norja, Islanti ja Tanska. Suomi on eniten päästöjä aiheuttama Pohjoismaa. Myös suurista maista Italia, Espanja, Britannia ja Ranska aiheuttavat Suomea vähemmän päästöjä.

Tämän keskimmäisen maaryhmän tulisi laskea päästöjään 50 % (Argentiina) – 72 % (Malesia). **Suomen** tulisi laskea päästöjään puolestaan 70 %. Jos tavoitteen jakaa tasaisesti 29 vuodelle, siitä tulee keskimääräiseksi vähennystarpeeksi 1,0 miljoonaa tonnia vuodessa. Jos joka vuosi lasketaan sama prosenttiosuus edellisen vuoden päästöistä, päästöjen vähennystarve on 4 % joka vuosi.

Taulu 8.3.6 Keskimääräiset (4,0–7,3 t/capita) CO₂-päästöt aiheuttaneet valtiot (BP Energy Statistics).

Maa	t/cap	Säästö	Maa	t/cap	Säästö
29 Maleesia	7,3	72 %	42 Islanti	5,4	63 %
30 Israel	7,2	72 %	43 Kreikka	5,3	62 %
31 Irlanti	6,9	71 %	44 Italia	5,3	62 %
32 Suomi	6,7	70 %	45 Espanja	5,2	61 %
33 Itävalta	6,5	69 %	46 Britannia	5,0	60 %
34 Uusiseelanti	6,4	69 %	47 Tanska	4,8	58 %
35 Norja	6,2	68 %	48 Turkki	4,7	58 %
36 EU	6,1	67 %	49 Unkari	4,7	57 %
37 Bulgaria	6,1	67 %	50 Chiile	4,4	55 %
38 Valko-Venäjä	6,1	67 %	51 Liettua	4,4	55 %
39 Slovakia	5,8	66 %	52 Ranska	4,2	52 %
40 Eurooppa	5,6	64 %	53 Ukraina	4,0	51 %
41 Slovenia	5,5	64 %	54 Argentiina	4,0	50 %

Vähäpäästöiset maat

Vähäpäästöisten valtioiden päästöt ovat alle 4 tonnia asukasta kohti laskettuna (Taulu 8.3.7). Siihen ryhmään kuuluu Euroopan maista Latvia, Kroatia, Portugali, **Ruotsi** ja Romania. Alle kahden tonnin tasolle pääsevät suurista maista Egypti, Brasilia, Intia, Filippiinit, Pakistan ja Bangladesh. Ruotsin tarvitsee vähentää päästöjään vain 47 % vuoteen 2050 mennessä. Siihen riittää, jos joka vuosi vähennys on noin 2 % vuodessa eli puolet vähemmän kuin Suomen 4 % vuodessa.

Suomessa on epärealistisesti eduskunnassa paukuteltu henkseleitä, että Suomi olisi muka ensimmäinen maa maailmassa, jonka päästöt ovat pienemmät kuin nielut vuoteen 2035 mennessä. Ruotsin päästöt (3,8 t/c) ovat jo tänään 43 % Suomea (6,7 t/c) pienemmät. On uskottavampaa, että Ruotsista tulee hiilineutraali ehkä kymmenen vuotta ennen Suomea.

Taulu 8.3.7 Vähiten CO₂-päästöjä aiheuttaneet valtiot (t/capita).

Maa	t/cap	Säästö	Maa	t/cap	Säästö
55 Latvia	3,9	49 %	69 Vietnam	2,8	28 %
56 Kroatia	3,9	49 %	70 Egypti	2,1	5 %
57 Portugali	3,9	48 %	71 Indonesia	2,1	3 %
58 Thaimaa	3,9	48 %	72 Brasilia	2,0	2 %
59 Ruotsi	3,8	48 %	73 Ecuador	2,0	-1 %
60 Sveitsi	3,8	48 %	74 Marokko	1,8	-8 %
61 Romania	3,7	46 %	75 Intia	1,8	-9 %
62 Azerbaidžan	3,5	42 %	76 Columbia	1,7	-18 %
63 Irak	3,4	42 %	77 Peru	1,7	-19 %
64 Uzbekistan	3,3	40 %	78 Filippiinit	1,2	-63 %
65 Pohj. Magedonia	3,3	39 %	79 Sri Lanka	1,1	-88 %
66 Algeria	3,1	36 %	80 Pakistan	1,0	-99 %
67 Venezuela	3,1	36 %	81 Bangladesh	0,6	-230 %
68 Meksikko	2,9	30 %	Koko maailma	4,3	54 %

8.4 Valtioiden ja EU:n toimenpiteet

Yhdistyneiden kansakuntien ohjelmat

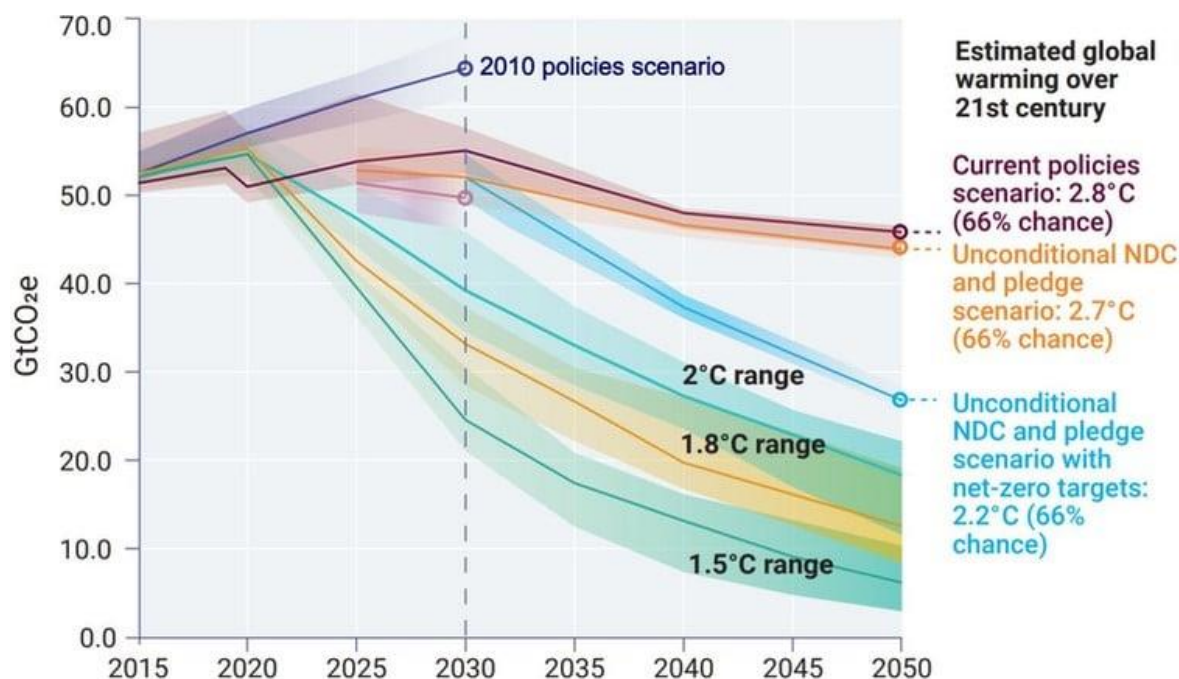
Ilmaston lämpeneminen tuli kaikkien maiden tietoisuuteen Yhdistyneiden Kansakuntien eli YK:n järjestämässä Rion Ilmastokokouksessa kesäkuussa 1992. Siellä perustettiin toimeen UNFCCC (The United Nations Framework Convention on Climate Change), jonka tavoitteeksi määriteltiin ilmaston lämpenemisen pysäyttäminen.

Vuoden 1997 joulukuussa allekirjoitettiin **Kyoto Protocol** UNFCCC:n jäsenten toimesta, jossa päästöille asetettiin tavoitteet. Niiden tarkoituksena oli stabilisoida ihmisen aiheuttama (antropogeeninen) ilmakehän kaasujen pitoisuus siedättävälle tasolle. Pöytäkirjan sitoumukset tulisivat voimaan vuodesta 2005 alkaen.

Euroopan Unionin maat sitoutuivat vähentämään päästöjään vuoden 1990 tasolta vuoteen 2020 mennessä 20 % (Liite 2). Monet muut maat sitoutuivat vähentämään sitä vähemmän. USA ei ratifioinut pöytäkirjaa ollenkaan ja lupautui siihen, että sen päästöt eivät kasva enempää kuin 9,5 % vuoteen 2020 mennessä.

Vuonna 2005 EU:ssa aloitettiin CO₂-päästöoikeuksien kauppa, jonka avulla päästöjen väheneminen pyrittiin keskittämään ensin edullisempiin vähennyskohteisiin. Yksi ensimmäisistä toiminnoista Suomessa oli CO₂-veron säätäminen ensimmäisenä maailmassa.

Seuraava merkittävä ilmastokokous pidettiin Pariisissa vuonna 2015, jolloin maat sitoutuivat rajoittamaan lämpötilan nousun korkeintaan kahteen asteeseen ja laatimaan kukin oman ohjelmansa päästöjen vähentämiseksi.



Kuva 8.4.1 Glasgow'n COP 26 -kokouksen yhteydessä tehdyt lupaukset päästöistä ja ilmaston lämpenemisestä. Tässä CO₂-päästöihin on laskettu myös metaanipäästöt.

COP 26 -kokous

Glasgow'ssa vuonna 2021 pidetyssä COP 26 -kokouksessa (*UN Climate Change Conference in Glasgow October-November 2021*) kerrottiin, että senhetkiset sitoumukset johtavat päästöjen pysymiseen melkein samalla 50 gigatonnin tasolla metaanipäästöt mukaan laskettuna ja silloin ilmasto lämpenisi noin 2,8 astetta (Kuva 8.4.1).

Kahden asteen skenaario vaatisi päästöjen pudottamista noin 55 gigatonnista vuonna 2020 noin 20 gigatonniin vuonna 2050. Lämpötilan nousu voidaan rajoittaa 1,5 asteeseen, jos CO₂-päästöt puolitetaan vuoteen 2030 mennessä.

EU:n Fit for 55-ohjelma

Vuonna 2020 EU:ssa päätettiin ”**Fit for 55**”-ohjelmasta, jonka mukaan EU haluaa laskea ilmastopäästöjä 55 % metaani mukaan laskettuna vuoteen 2030 mennessä (Kuva 8.4.2, ilman metaania). Tavoite -55 % johtaisi siihen, että vuonna 2050 CO₂-päästöt olisivat nollassa. Kuitenkin EU:n metsien hiilinielu on noin 0,3 gigatonnia, joten CO₂-päästöt olisivat sen alapuolella. Viimeisen tiedon mukaan EU:n tavoitteena on hiilinielun nostaminen 310 miljoonaa tonniin vuonna 2030.

EU:lla tuntuu siis olevan järjettömän kova tavoite laskea CO₂-päästöt nolnaan vuoteen 2050 mennessä. Vaikuttaa siltä, että heille eivät ole lainkaan tuttuja hiilinielut, joista on kerrottu muun muassa kuvissa 8.2.3 ja 8.2.4. Nyt jo tätä kirjoittaessani voi havaita, että tiukka päästötavoite on nostanut CO₂-päästöoikeuden hinnan tasolle 70–90 euroa tonnilta.

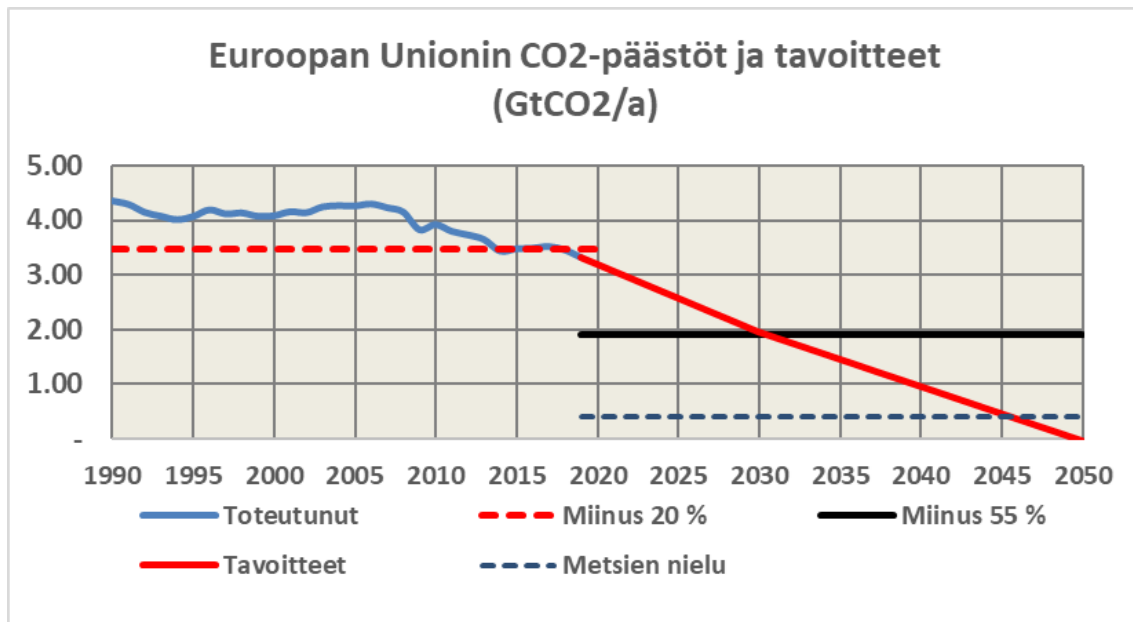
EU:lle riittäisi kahden tonnin ohjelma

Kahden asteen alittamiseen riittäisi, että koko maailman päästöt ovat 20 gigatonnia eli noin 2 tonnia per asukas. EU:n asukasluku on 2050 noin 500 miljoonaa asukasta, joten sen tavoitteeksi riittäisi samalla kahden tonnin tavoitteella, että vuonna 2050 EU:n CO₂-päästöt olisivat alle 1 Gt/a. Silloin 55 %-säästön tulisi toteutua vasta vuonna 2037 (Kuva 8.4.3).

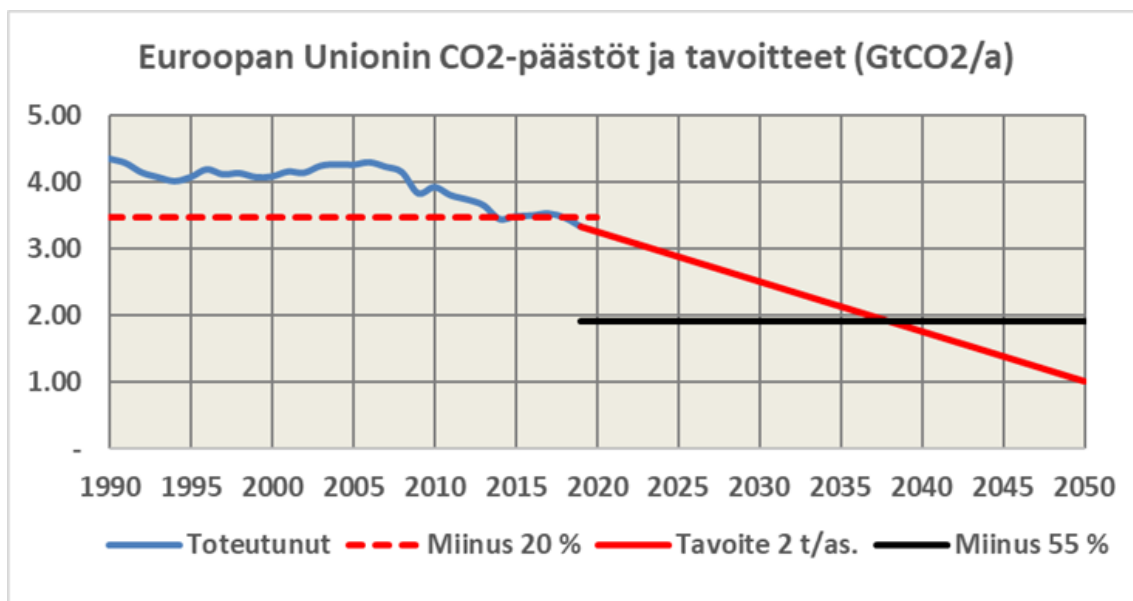
Tiukka CO₂-tavoite puolestaan tarkoittaa, että marginaalituottajana toimivan hiilivoiman CO₂-kustannukset ovat nyt noin 52 €/MWh ja hiilisähkö maksaa noin 168 €/MWh. Näin kaikki EU:n kansalaiset maksavat sähköstä noin 5,2 senttiä siitä, että EU saavuttaisi Fit for 55-tavoitteen. Tästä tulee 2800 TWh kulutuksella EU:n kansalaisten lisälaskuksi noin 146 miljardia euroa vuodessa.

Suomen sähkönostajien lisälasku FIT for 55-ohjelmasta on noin 85 TWh kulutuksella noin 4,4 miljardia euroa joka vuosi. Tämä raha ei suinkaan päädy valtiolle vaan sähkönmyyjien taskuihin, koska sähköstä 67 % tehdään CO₂-vapaasti ilman lämpövoimaa. Olemme nähneet, kuinka Suomen sähköyhtiöiden voitot ovat kasvaneet.

Juuri tällä hetkellä vaikuttaa siltä, että CO₂-päästöjen kasvu on pysähtynyt koronavirukseen ja Ukrainan sodan seurauksena. Bensin hinta on kohonnut 50 %, hiilen hinta on kohonnut nelinkertaiseksi ja sähkön spot-hinta viisinkertaiseksi vuodessa (katso luku 10.3).



Kuva 8.4.2. Euroopan Unionin Fit for 55-skenaario (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).



Kuva 8.4.3 Yhden gigatonnin tavoite EU:lle vuodeksi 2050 olisi sopiva (Lähde: Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

Korkeat hinnat vaikuttavat ruuan hintoihin ja pienentävät ihmisten ostovoimaa. Sen vuoksi kansantalous on kääntymässä kohti taantumaa ja ihmiset säästävät energiaa. Koska bruttokansantuote ja energia kulkevat käsi kädessä, voidaan olettaa, että myös energian kulutus on laskemassa. Se taas merkitsee, että CO₂-päästöt laskevat ensi vuonna merkittävästi.

Yhteenveto

Yhteenvetona voidaan todeta, että maailman energiantuotannon CO₂-päästöt ovat vuodesta 1990 vuoteen 2021 kasvaneet 12,6 Gt eli 59 % (Taulu 8.4.1). Kasvu on viimeisen 11 vuoden aikana ollut kuitenkin 2,9 gigatonnia, kun se oli vuosina 2000–2010 noin 7,4 Gt.

Taulu 8.4.1 Maailman CO₂-päästöt energiantuotannosta (Gt, BP Energy Statistics).

Alue	Päästöt vuodessa (Gt)				Päästöjen lisäys (Gt) kymmenessä vuodessa			Lisäys vuodesta 1990	Osuudet mailman päästöistä (%)			
	1990	2000	2010	2021	2000	2010	2021		1990	2000	2010	2021
EU	3,8	3,5	3,4	2,7	-0,2	-0,1	-0,7	-1,0	18 %	15 %	11 %	8 %
USA	5,0	5,7	5,5	4,7	0,8	-0,3	-0,8	-0,3	23 %	24 %	18 %	14 %
Japani	1,1	1,2	1,2	1,1	0,1	-0,0	-0,1	-0,0	5 %	5 %	4 %	3 %
Kiina	2,3	3,3	8,1	10,5	1,0	4,8	2,4	8,2	11 %	14 %	26 %	31 %
Intia	0,6	1,0	1,6	2,6	0,4	0,7	0,9	2,0	3 %	4 %	5 %	8 %
Muut	8,6	8,9	11,2	12,3	0,3	2,3	1,1	3,7	40 %	38 %	36 %	36 %
Yhteensä	21,3	23,6	31,0	33,9	2,3	7,4	2,9	12,6	100 %	100 %	100 %	100 %
Lisäys		2,3	9,7	12,6	2,3	7,4	2,9	12,6				
Prosenttia		11 %	46 %	59 %	11 %	35 %	13 %	59 %				

Kiinan päästöt ovat kasvaneet vuodesta 1990 lähtien 8,2 Gt eli 65 % koko maailman päästöjen kasvusta. Myös Intia ja kehitysmaat ovat lisänneet päästöjään 2,0 ja 3,7 Gt kumpikin. Nämä maat aiheuttavat nyt yhteensä 75 % koko maailman päästöistä.

EU on pystynyt puolestaan vähentämään päästöjään 1,0 Gt eli -27 %. Myös USA ja Japani ovat vähentäneet päästöjään, mutta vain yhteensä vain kolmanneksen siitä, mikä oli EU:n vähennys. EU, USA ja Japani yhdessä aiheuttivat 8,5 gigatonnin päästöt vuonna 2021 eli 25 % maailman päästöistä.

Kiinan päästöt olivat vuonna 2021 noin 10500/1445 eli 7,3 tonnia per asukas. Näin Kiinan tulisi vähentää päästöjään 5,3 t/asukas (74 %) päästäkseen kahden tonnin tavoitteeseen. EU, USA ja Japani päästivät yhteensä 8500/904 eli 9,4 tonnia asukasta kohti. Näin niiden tulisi vähentää päästöjään 7,4 tonnia per asukas (79 %).

Intian ominaispäästöt olivat 2600/1395 eli 1,8 tonnia per asukas, joten Intia voisi jopa lisätä päästöjään 5 %. Muiden maiden yhteensä 12300/5032 eli 2,4 tonnia per asukas, joten vähennystarve on 17 %.

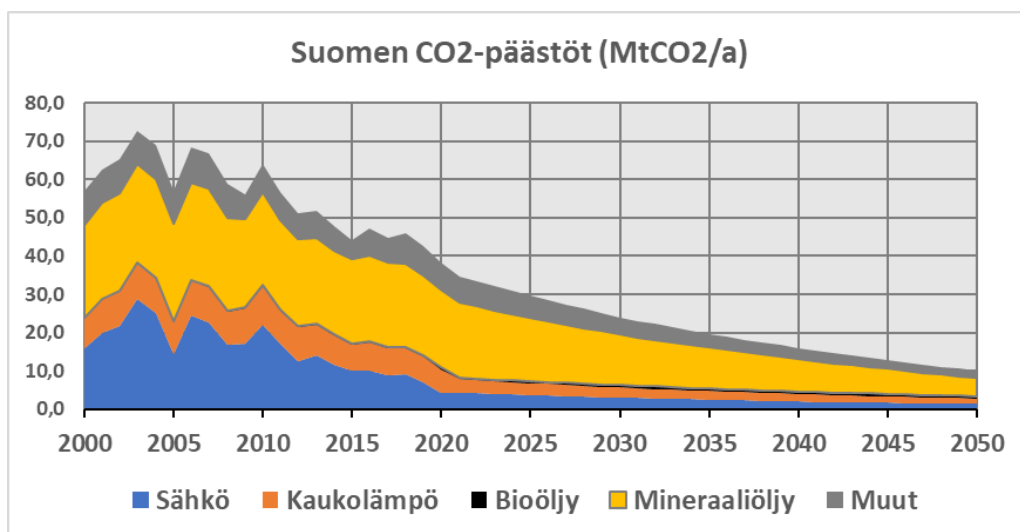
8.5 Suomen päästöohjelma

Suomen CO₂-päästöt ilman maankäyttösektoria ovat olleet vuonna 2020 noin 38 miljoonaa tonnia CO₂ (Taulu 8.5.1 ja Kuva 8.5.1). Siitä öljyn osuus oli noin 53 %, sähkön osuus noin 11 % ja kaukolämmön osuus noin 16 %.

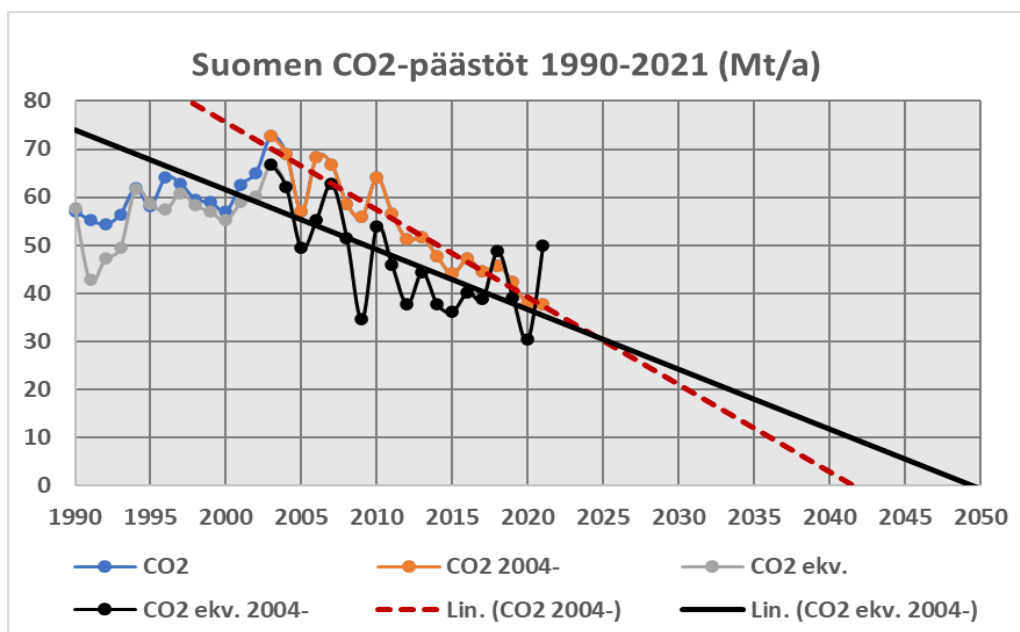
Vuoteen 2050 mennessä päästöjen tulisi laskea kahden tonnin per asukas ohjelman mukaan noin 10 miljoonaa tonniin. Lasku on vuoden 38 miljoonasta tonnista noin 75 %. Vuonna 2050 öljyn osuus on vielä 48 %, sähkön osuus 13 % ja kaukolämmön osuus noin 14 % CO₂-päästöistä.

Taulu 8.5.1 Suomen CO₂-päästöt (Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen).

	Sähkö	Kaukolämpö	Bioöljy	Mineraaliöljy	Muut	Yhteensä
Päästöt	MtCO ₂ /a	MtCO ₂ /a	MtCO ₂ /a	MtCO ₂ /a	MtCO ₂ /a	MtCO ₂ /a
2000	16,0	7,8	0,0	24,3	9,0	57,1
2020	4,3	6,2	0,4	20,4	7,2	38,4
2050	1,3	1,4	0,7	4,8	1,8	10,0
Osuudet	%	%	%	%	%	%
2000	28%	14%	0%	43%	16%	100%
2020	11%	16%	1%	53%	19%	100%
2050	13%	14%	7%	48%	18%	100%



Kuva 8.5.1 Suomen CO₂-päästöjen kehitys (Ilmastonmuutoksen pysytys kahteen asteeseen).



Kuva 8.5.2 Suomen CO₂-päästöjen kehitys (Tilastokeskus).

Suomen CO₂-päästöt ilman LULUCF-nieluja ovat vähentyvät lineaarisen trendin mukaan vuoteen 2030 mennessä tasolle 20 Mt, joka on 55 % pienempi kuin vuonna 1990 (Kuva 8.5.2, katkoviiva). Trendin mukaan CO₂-päästöt menisivät nollaan vuonna 2042.

Suomen netto-CO₂-päästöt LULUCF-sektori mukaan laskettuna pienenevät lineaarisen trendin mukaan vuoden 58 miljoonasta tonnista nollaan vuonna 2050. Se vastaa EU-tavoitetta olla hiilineutraali vuonna 2050. Suomen tavoite olla hiilineutraali vuonna 2035 sen sijaan ei ole toteutumassa.

Päästökauppa

On viisasta kulkea korkeintaan EU:n ja muun maailman tahdissa. Nyt kun EU on kiristänyt päästökiintiöitään, CO₂-päästömaksujen nousu nostaa myös Suomessa sähkön hintaa noin seitsemällä sentillä (katso luku 10.3), vaikka Suomen sähköntuotannon CO₂-päästöt ovat enää vain 50 g/kWh.

Päästökauppa rankaisee Suomen sähkönostajia, vaikka syy on Saksan sähkössä ja Suomen öljynkäytössä. Saksa aiheuttaa noin 60 €/MWh sähkön hinnan nousun koko EU:n alueella CO₂-päästökaupan takia. Saksan sähkön CO₂-päästöt ovat noin 360 g/kWh ja koko EU:n noin 150 g/kWh. Suomen päästöt sähköntuotannosta ovat noin 50 g/kWh. Suomen CO₂-päästöistä kaksi kolmasosaa aiheutuu öljystä.

Suomelle riittää hyvin tavoitteeksi sama kuin muullekin maailmalle, että varsinaiset CO₂-päästöt ovat alle 11 Mt eli 2 t/asukas vuonna 2050 (Kuva 8.5.1). Jos haluamme mennä sitä nopeammin, siitä aiheutuu suuria kustannuksia kansalaisille ja elinkeinoelämälle. Sähkön hinnat nousevat, vaikka Suomen sähkö on käytännössä jo tänään hiilivapaata.

Turve tulisi puolestaan erottaa päästökaupasta siihen määrään asti, mikä vastaa turpeen uusiutumista. Turvesoiden turvemäärä kasvaa vuodessa noin 40 miljoonaa kuutiota, johon asti tupeen käyttöä voisi kasvattaa.

Öljy aiheuttaa puolet Suomen päästöistä

Suurin ongelma Suomelle on öljyn aiheuttamat CO₂-päästöt, jotka ovat noin puolet koko Suomen CO₂-päästöistä (Kuva 8.5.1). Sen vuoksi olisi tärkeää lisätä kannusteita esimerkiksi öljylämmityksessä ja polttomoottoriautoilusta luopumiseksi.

CO₂-päästöoikeusmaksut nostavat sähkön hintaa noin 60 €/MWh (Kuva 10.3.8). Kevyen polttoöljyn vero on 30 senttiä litra eli 30 €/MWh. Se on vain puolet siitä, mitä sähkölämmittäjä maksaa Fit for 55-ohjelmasta.

Sähköä verotetaan tänään raskaammin kuin öljyä, joka ei kuulu CO₂-päästökauppaan. Nyt olisi syytä nostaa öljyn veroja niin paljon, että ne olisivat samalla tasolla, kuin sähkön, jossa päästökauppa nostaa sähkön hintaa noin 7,4 senttiä per kilowattitunti alv24 mukaan laskettuna.

YHTEENVETO

Maailmassa on siis hyvinkin mahdollista rajoittaa lämpötilan nousu alle kahden asteen. Siihen voidaan päästä, jos CO₂-päästöjä vähennetään 50 % vuoteen 2050 mennessä. Se edellyttää, että

1. Kaikille maille annetaan tavoite pienentää CO₂-päästöt tasolle alle kaksi tonnia asukasta kohti.

Kivihiili

2. Kivihiilellä tuotettu sähkö korvataan pääasiassa tuuli- ja aurinkovoimalla.

3. Kivihiilen käyttö voimalaitoksissa lopetetaan tai korvataan öljyllä huippukuormalaitoksissa (Suomessa hiilen käyttö loppuu vuonna 2029).

4. Hiilen käyttö korvataan vedyllä teräksen valmistuksessa.

Öljy

5. Öljyn käyttöä vähennetään muuttamalla autoilu ja kodit sähköiseksi.

6. Bioöljyn käyttö nostetaan noin 30 %:iin öljynkulutuksesta.

7. Maakaasun ja öljyn käyttöä korvataan muutamalla kotien lämmitys sähkölle ja lämpöpumpuille.

Autoilu ja asunnot

8. Asuntojen lämmitys muutetaan sähkö- tai lämpöpumppulämmitykselle.

9. Polttomoottoriautojen valmistus lopetetaan vuonna 2035.

Voimalaitokset

10. Pohjasähkön tuotantoa lisätään aurinko- ja tuulivoimalla.

11. Huippu- ja säättövoima tehdään öljy- ja kaasuvoimalla.

12. Nopea varavoima tehdään akuilla.

Hiilinielut

13. Hiilinieluja lisätään vähentämällä metsien hävitystä, istuttamalla puita ja tekemällä suurin osa asuintaloista puusta.

Päästöille hinta

14. CO₂-päästöille annetaan hinta, jonka tulisi olla sitä korkeampi, mitä kauempana maa on **Kaksi tonnia per asukas-** päästötavoitteesta.

15. Suomen sähköntuotannon CO₂-päästöt ovat lähellä nollaa, joten Suomessa CO₂-päästöhinta ei saa rangaista Suomen sähkön käyttäjiä. Sähkön CO₂-päästöt ovat tänään 50 g/kWh ja öljyn 275 g/kWh. Verotus pitää kohdistaa öljyyn.

9 ÖLJY VASTAAN SÄHKÖ

9.1 Sota lämmitysenergiasta

Öljylämmitys alkoi tunkeutua Suomen koteihin 1950-luvulla. Sitä ennen lähes kaikki omakotitalot lämpenivät koivuklapeilla. Öljyn huippu nähtiin vuonna 1980, jonka jälkeen sen kulutus alkoi laskea. Tilalle tulivat kaukolämpö, puu- ja sähkölämmitys.

Maailmassa oli kärsitty kaksi öljykriisiä vuosina 1973 ja 1979, jolloin öljyn hinta kallistui huomattavasti. Siitä huolimatta öljyala lobbasi ja yritti kieltää sähkölämmityksen Suomessa kokonaan.

IVO vastasi tähän teettämällä 1000 sähkölämmitteisen talon selvityksen, jossa saatiin kerättyä faktoja sähkölämmitystalojen sähkönkulutuksesta ja päästöistä. Taloja oli kahdenlaisia, joista suora sähkölämmitys oli yleisin, mutta myös varaavia sähkölämmitystaloja rakennettiin varsinkin niissä kaupungeissa, joissa yösähkö oli paljon päivä sähköä halvempaa.

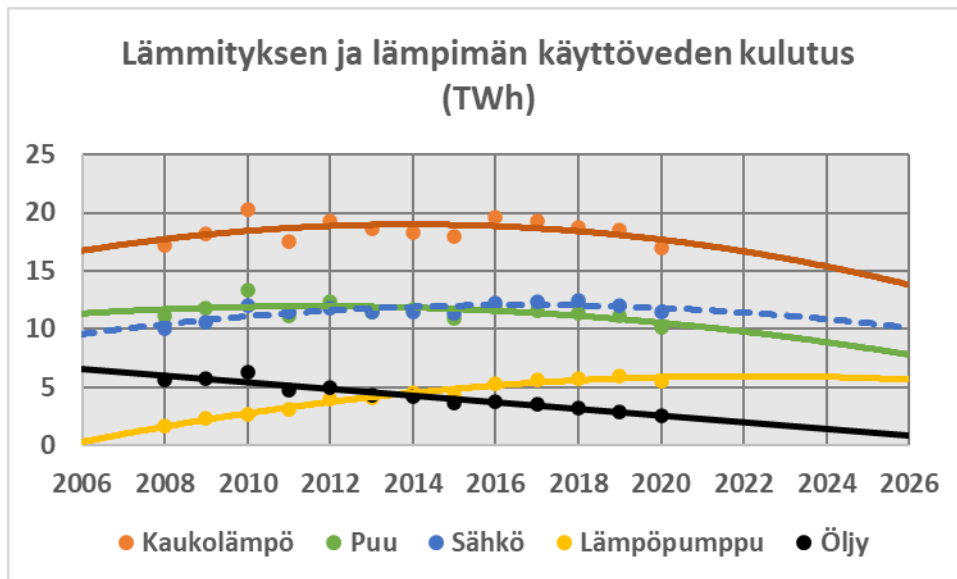
Kunnalliset sähkölaitokset ostivat sähköä IVO:n tukkutariffilla, jossa oli 1984 lähtien kolme osaa: pohjasähkö, keskisähkö ja huippusähkö. Huippusähkön hinta vastasi kaasuturpiinien kustannuksia, jossa energia maksoi kolme kertaa kevyen polttoöljyn verran. Tehomaksu määräytyi koko vuodeksi suurimman tunnin mukaisesti. Näin sähkölaitokset asensivat varaavilla sähkölämmityksellä varustettuihin taloihin kauko-ohjattuja releitä, joiden avulla taloihin annettiin sähköä vain kello 22 ja 6:n välillä.

1980-luvulle tultaessa sähkölämmityksen markkinamiesten avuksi tulivat mikrotietokoneet, joiden avulla rakennusmessuille laskettiin asiakkaille talon energia-kustannukset öljy- ja sähkölämmitystä käytettäessä. Yleensä niissä päädyttiin siihen, että sähkölämmitys tuli edullisimmaksi ainakin pienemmissä alle 120 neliömetrin rakennuksissa.

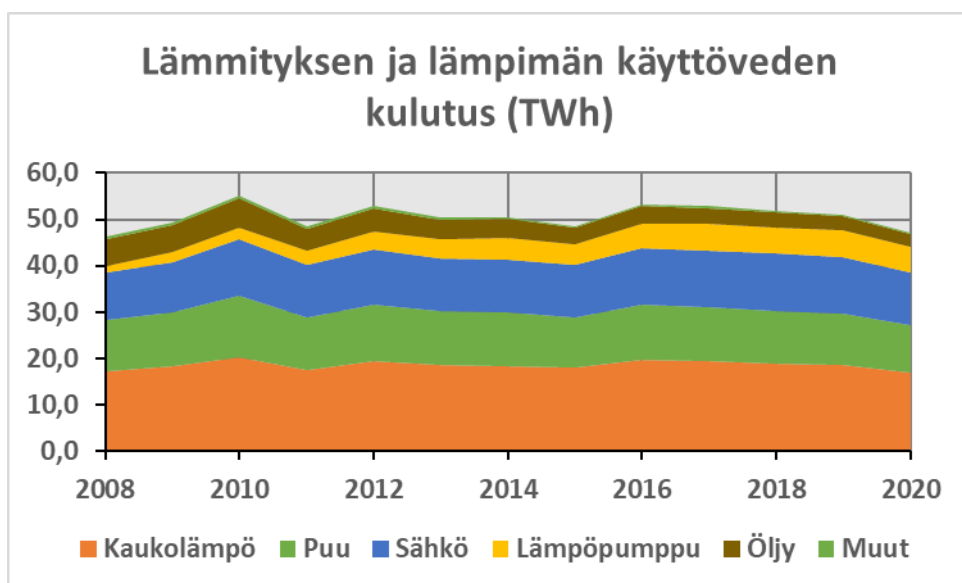
Myös lehdistön palstoilla käytiin kiivaita keskusteluja. Kuitenkin jo vuonna 1985 sähköä kulutettiin talojen lämmityksessä selvästi enemmän kuin öljyä. Sähkölämmitteisten talojen sähkönkulutuksen kasvu pysähtyi vuonna 2018, kun markkinoille tulivat lämpöpumput.

2000-luvulla tulivat suoran sähkölämmityksen lisälämmön lähteeksi ilmalämpöpumput, jotka pudottivat sähkönkulutusta noin 20–40 %. Uusiin asuintaloihin tulivat maalämpöpumput, jotka käyttävät 60–70 % vähemmän sähköä kuin tavalliset sähkölämmitystalot. Samaan aikaan alkoivat myös lämpöpumput nousta merkittäväksi lämmönlähteeksi. Vuonna 2014 myös lämpöpumput ohittivat öljyn (Kuva 9.1.1).

Vuonna 2020 energiaa kului asuintalojen ja käyttöveden lämmitykseen noin 47 TWh (Kuva 9.1.2), josta kaukolämmön ja puun osuudet ovat vastaavasti noin 17 TWh (36 %) ja 10 TWh (22 %). Sähkölämmitys ja lämpöpumput ovat päässeet vastaavasti 12 TWh (24 %) ja 6 TWh (12 %) osuuteen ja sähkön ja lämpöpumppujen osuus yhdessä oli 18 TWh (36 %).



Kuva 9.1.1 Lämmitysenergian kulutus asuintaloissa (Tilastokeskus).



Kuva 9.1.2 Asuintalojen lämmönkulutus (TWh/a).

Tässä lämpöpumppujen kuluttama sähkö on lisätty sähkölämmitykseen ja jos se liitettäisiin lämpöpumppujen energiaan, lämpöpumppujen osuus nousisi jo 18 prosenttiin (9 TWh) ja sähkölämmityksen osuus laskisi noin 18 prosenttiin (9 TWh).

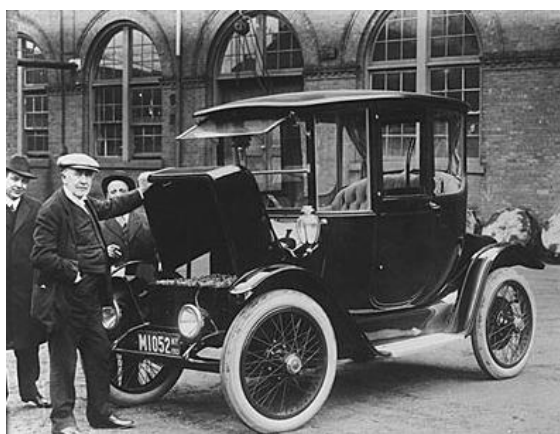
Taistelu öljyn ja sähkön välillä on ohi. Sähkölämmityksen ja lämpöpumppujen osuus asuintalojen lämmityksestä ja käyttöveten lämmityksestä on yhteensä 36 %. Öljyn osuus on 5 % ja valtiovalta antaa avustuksia öljylämmöstä luopujille. Suurin osuus uusista pientaloista varustetaan nyt maalämpöpumpuilla. Myös kaukolämpö- ja öljylämmitystalojen lämmityksiä vaihdetaan maalämmölle.

9.2 Sähköauto vastaan polttomoottoriauto

Vuonna 1900 henkilöautoja oli vähän ja niiden yleisin voimanlähde oli höyrykone. Liikenteessä olevista autoista kävi kivihiilellä ja höyrykoneella 40 %, sähköllä 38 % ja bensiinillä ja polttomoottorilla 22 %. Polttomoottoriautoista kehittyi kuitenkin nopeasti ylivoimainen markkinajohtaja.

T-mallin Fordista tuli markkinoiden valtiasta henkilöautojen markkinoille vuosiksi 1908–1927. Auto oli varustettu 2,9 litran bensiinimoottorilla, joka antoi tehoksi 20 hevosvoimaa. Auto painoi noin 500 kg ja kulutti bensiiniä noin 11–19 litraa sataa kilometriä kohti. T-mallin Fordia valmistettiin noin 15 miljoonaa kappaletta.

Ford sai kilpailijaksi sähköautojen valmistajan, **Anderson Electric Companyn**, joka muutti nimensä **Detroit Electric Car Companyksi** vuonna 1920. Yhtiö valmisti noin 13.000 Detroit Electric-sähköautoa vuosina 1907–1939 (Kuva 9.2.1). Autoissa käytettiin Edisonin kehittämiä nikkeli-rauta-akkuja, joiden avulla autolla pääsi 130 km. Auton kuuluisimpiin omistajiin kuuluivat sähkömies **Thomas Edison** ja öljymies **John D. Rockefeller junior**.



Kuva 9.2.1 Thomas Edison ja hänen Detroit Electric-autonsa 1914 vasemmalla ja oikealla T-mallin Ford vuodelta 1910.

Detroit Electric-sähköautojen tuotanto jäi vain karkeasti tuhannesosaan samaan aikaan valmistettujen T-Mallin Fordien tuotannosta. Ilmeisesti syynä olivat tuolloin akkujen hinnat ja toimintamatkat. Siihen sähköautojen rynnistys jäi sillä kertaa.

Kalifornian sähköautorynnistys

Seuraava vakava yritys sähköautojen kehittämiseksi alkoi 1990-luvun alussa, kun Kaliforniassa viranomaisen (CARB, California Air Resources Board) esitti vaatimuksen, että kaupunkien keskustoissa autolla ajo on sallittu vain päästöttömillä autoilla. Useat valmistajat kehittivät nollapäästöisiä autoja, joista tunnetuimmiksi tulivat GM EV1, Toyota RAV4 EV, Honda EV Plus ja Nissan Altra EV, joka oli varustettu litiumioniakuilla. GM EV1- ja RAV4 EV- autoissa oli puolestaan nikkelimetalli hydridi- (NiMH) akku.

Useat valmistajat tekivät ostajien kanssa leasing-sopimuksia, koska ensimmäiset sähköautot tulivat maksamaan jopa kolme kertaa tavallisten polttomoottoriautojen hinnan. Näin he kukin pääsivät kuitenkin markkinoille kokeilemaan, miten autojen akut kestäisivät ja miten niiden huolto toimisi. Polttomoottorivalmistajat veivät kuitenkin Kalifornian osavaltion oikeuteen ja niin tämä lainsäädäntö kumottiin. **Chevron** osti sähköautojen NiMH-akkujen patentteja, joiden avulla se pystyi kieltämään sähköautot, joiden patentit olivat sen hallussa. Tähän päättyi EV1:n ja Toyota RAV4 EV-sähköautojen tuotanto.

Toinen erä taistelussa polttomoottoreita vastaan oli hävitty. Aiheesta tehtiin vuonna 2006 elokuva ”*Kuka tappoi sähköauton*” (*Who killed electric car*). Koska suurin osa markkinoilla olevista noin 5000 sähköautoista oli vuokrattu leasing-sopimuksella, autonvalmistajat vaan yksinkertaisesti lopettivat sopimukset ja romuttivat lähes kaikki käytössä olleet autot. Asiasta käytiin mittavia lobbauskampanjoita, joissa sähköautoja vastusti perinteinen öljyteollisuus ja autonvalmistajat. Esimerkiksi öljy-yhtiö **Mobil** käytti televisiomainontaa.

Samalla syntyi monia kansalaisliikkeitä, joista tärkein oli ehkä USA:n Green Party. Se sai presidenttiehdokkaakseen **Ralph Naderin**, joka oli yksi kuluttajaliikkeen kärkinimi. Hän oli ehdokkaana vuosien 1996, 2000, 2004 ja 2008 presidentinvaaleissa ja sai niissä kaikissa samalla runsaasti julkisuutta.

Tesla

Vuonna 2008 syntyi kuitenkin monia uusia yrityksiä, joista menestykkäimmäksi nousi **Tesla**. Sen **Tesla Roaster** oli kaksipaikkainen urheiluauto, jonka käytti litiumioniakkuja. Vuoteen 2012 mennessä Tesla Roastereita oli myyty yli 2500 kappaletta.

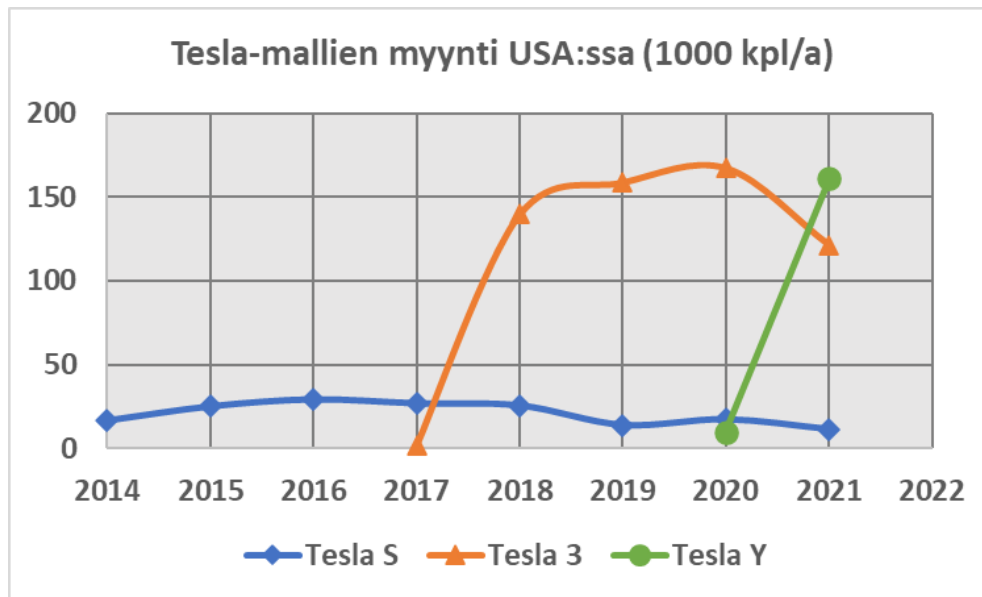
Vuonna 2012 markkinoille saatiin **Tesla S**, joka oli edustusauto ja kilpaili Mercedes S:n kanssa yläluokan autonostajien markkinoista. Siitä tuli vuosina 2015 ja 2016 eniten myyty sähköauto läntisessä maailmassa. Kiina oli kuitenkin jo silloin sähköautojen suurin valmistaja.

Vuonna 2016 markkinoille tuli **Tesla 3**, jota myytiin jo kilpailukykyiseen hintaan 35.000 dollaria ja sillä oli 350 kilometrin toimintamatka. Ennen valmistuksen alkua sen oli tilannut jo 115.000 henkeä. Siitä tuli maailman eniten myyty sähköauto vuonna 2018 (Kuva 9.2.2).

Vuonna 2020 alkoivat **Tesla Y**:n toimitukset ja siitä tuli puolestaan vuonna 2021 maailman eniten myyty sähköauto. Vuonna 2021 kaikkien Tesla-merkkisten sähköautojen myynti nousi noin 936.000 autoon ja sen markkinaosuus oli noin 14 %. Samana vuonna meidänkin perheeseemme hankittiin Tesla Y.

Meille sähköauton oston tärkein syy oli päästä eroon CO₂-päästöistä, jotka olivat olleet 10.000 km vuotuisessa ajossa 5 l/100 km (120 g/km) kulutuksella noin 1,2 tonnia CO₂:ta vuodessa. Sähköautolla CO₂-päästöt ovat vastaavasti noin 10 g/km x 10.000 km = 100 kg (0,1 tonnia), kun sähkön CO₂-päästöt ovat 50 g/kWh ja sähköä kuluu 0,2 kWh/km.

Tesla oli tullut perinteisten autonvalmistajien tiukan leirin ulkopuolelta. Sillä ei ollut painolastinaan vanhanaikaisia polttomoottoreista valmistavia tehtaita, jotka olivat olleet Kalifornian sähköautojen tappajina.

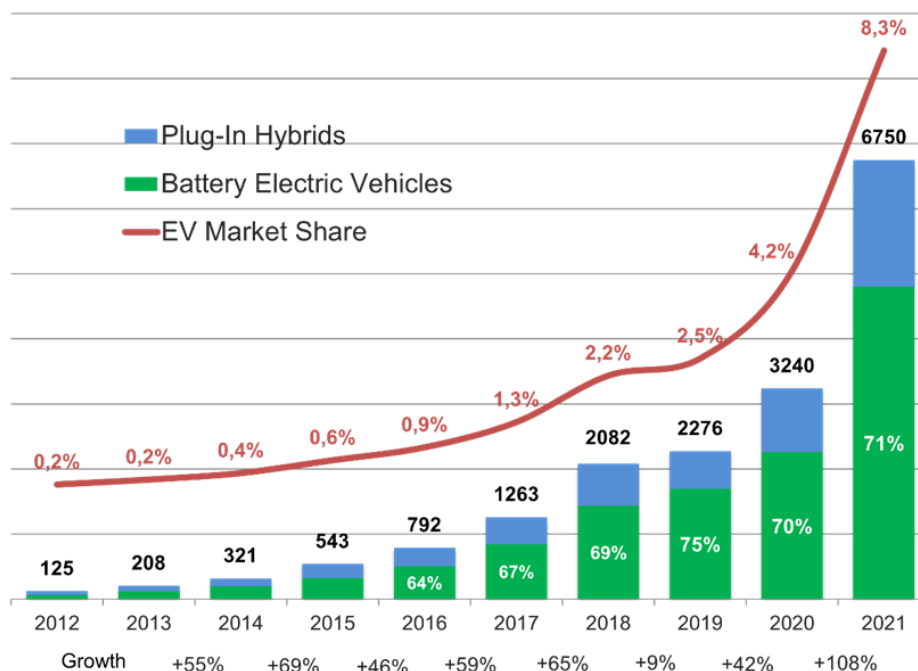


Kuva 9.2.2 Tesla-merkkien myynti USA:ssa.

Maailmassa myytiin vuonna 2021 noin 6,8 miljoonaa ladattavaa henkilöautoa, joista 71 % oli täyssähköautoja (Kuva 9.2.3). Vuoden 2021 loppuun mennessä ladattavia autoja on myyty yhteensä noin 17,6 miljoonaa. Täyssähköautoista eniten on myyty Tesla 3. Sitä on myyty vuodesta 2017 lähtien yli miljoona eli keskimäärin noin 200.000 kappaletta vuodessa. Ladattavista hybrideistä eniten myyty auto on Mitsubishi Outlander PHEV (Plug in Hybrid Electrical Vehicle), jota on myyty vuodesta 2013 lähtien noin 300.000 kappaletta.

GLOBAL BEV & PHEV SALES ('000s)

EV VOLUMES



Kuva 9.2.3 Ladattavien autojen myyntimäärät maailmassa.

BYD

Myös kiinalaiset autonvalmistajat ovat menestyneet. BYD on toiseksi suurin sähköautojen valmistaja Teslan jälkeen, mutta autot menevät pääasiassa kotimaan markkinoille. BYD:n busseja on sen sijaan myyty paljon myös Suomeen. BYD:n henkilöautoja on alettu myydä esimerkiksi Norjassa.

Öljymiesten vastaisku

Myös Teslan menestys sai öljy-yhtiöt hermostumaan. Sen menestystä ei pystytty patenteilla uhkaamaan, mutta massiivisia mainoskampanjoita käytiin sähköautoja vastaan. Meillä Suomessa sähköautojen mustamaalaukseen osallistui innokkaasti ST1-öljy-yhtiön pääomistaja, miljardööri **Mika Anttonen**. Hän kertoi Aamulehdessä 2017 näin: ”*Ennustan, että sähköautot jäävät marginaaliin-Tesla menee konkurssiin*”.

Lokakuussa 2022 Teslan markkina-arvo oli 672 miljardia dollaria. Vastaavasti perinteisten autoyhtiöiden markkina-arvot olivat Toyota 216, VW 170, Daimler 57, GM 51, BMW 51 ja Ford 49 miljardia dollaria eli Teslan markkina-arvo oli suurempi kuin kuuden suurimman perinteisen autoyhtiön markkina-arvot yhteensä.

Samaan aikaan Exxon-öljy-yhtiön markkina-arvo oli puolestaan 441 miljardia dollaria, Shellin 188 miljardia ja BP:n 86 miljardia. Neste Oy:n arvo oli 36 miljardia ja ST1:n markkina-arvo oli ollut vuonna 2022 noin 2 miljardia euroa.

Sähköautojen kilpailijat

Öljymies Mika Anttonen ennusti myös, että ”*maailma ei pelastu sähköautoilla, tarvitaan huomattavasti järeämpiä keinoja*”. Hän ei kertonut mitä ne ”järeämmät keinot” olisivat. Saattoi olla, että hän tarkoitti vetyautoja, jotka ovat myös kehitteillä. Vetyautothan ovat myös sähköautoja, mutta niiden hyötysuhde huomattavasti akkupohjaisia sähköautoja heikompi.

Vetyautossa sähkö tehdään vedystä polttokennolla, jonka hyötysuhde on parhaimmillaan noin 50 %. Vety puolestaan tehdään sähköstä elektrolyysillä, jonka hyötysuhde on luokkaa 70 %. Lisäksi vety pitää paineistaa 250 bariin kahdessa vaiheessa, jonka hyötysuhde on myös luokkaa 80 %. Näin vetyautossa sähköön hyötysuhde on noin $70 \% \times 80 \% \times 50 \% = 28 \%$. Vetyauto on sähköauto, joka tarvitsee noin kolminkertaisen määrän verkkosähköä kuin akulla toimiva sähköauto.

Lisäksi vetyautot tuskin saavat lupaa parkkeerata parkkihalleihin, koska on pelättävissä vetyräjähdys. Ehkä moni vielä muistaa, kun kolme Fukushima reaktorirakennusta hajosi vetyräjähdyksessä vuonna 2011 kolmen päivän sisällä tsunamista. Helsingissä kaasulla toimivia busseja kiellettiin ajamasta Kampin terminaaliin samasta syystä, koska pelättiin räjähdysuonnettomuutta.

Vetyautoja on tullut myös markkinoille. Eniten myyty vetyauto on **Toyota Mirai**, jota on myyty vuosina 2015–2021 noin 3000 kappaletta. Keskimääräinen myynti on seitsemän vuoden aikana ollut noin 430 autoa vuodessa. Tesla 3-täyssähköautoa on myyty vuosina

2017–2021 puolestaan 200.000 kappaletta vuodessa eli noin 500 kertaa enemmän. Miraita on myyty lähinnä vain Japanissa ja USA:ssa. Tietävästi Suomessakin on käytössä yksi Toyota Mirai.

Toinen potentiaalinen vaihtoehto sähkölle on maakaasu tai biokaasu. Maakaasun ongelmana on sen CO₂-päästöt. Maakaasua poltettaessa syntyy CO₂-päästöjä 200 g/kWh, mutta kun huomioidaan maakaasun vuodot, ollaan mahdollisesti jo samassa luokassa kuin kivihiiltä poltettaessa eli 340 g/kWh. Kun maakaasuauton hyötysuhde on noin 25 %, tulee maakaasuauton CO₂- päästöksi noin 300/0,25 eli 1200 g/kWh eli noin 240 g/km. Se on noin 24-kertainen sähköauton päästöihin, jotka ovat noin 50 g/kWh x 0,2 kWh/km eli 10 g/km.

Biokaasun päästöjä on vaikea laskea, koska sen metaanipäästöjä ei varmuudella tunneta. Voidaan myös ajatella, että päästöt ovat nolla, koska muuten esimerkiksi kaatopaikkakaasut poltetaan soihduissa. Toisaalta suurimmilla kaatopaikoilla on kaasumoottori- tai polttokennovoimala, joten sama määrä energiaa jää tuottamatta sähköksi. Sähkön tuottamisen hyötysuhde on luokkaa 50 % polttokennoissa ja 40 % suurissa moottoreissa, kun pienissä autonmoottoreissa päästään vain noin 25 % hyötysuhteeseen. Näin olisi kuitenkin järkevämpää käyttää biokaasu voimalaitoksissa, jolloin niistä saisi sähköä ja käyttää näin saatu sähkö sähköautoissa.

Kilpailutilanne Suomessa

Suomessa rekisteröidyistä uusista henkilöautoista oli ladattavia autoja 30 % vuonna 2021 (Kuva 9.2.4). Niistä 20 % markkinaosuus oli ladattavilla hybrideillä (PHEV) ja 10 % markkinaosuus täyssähköautoilla. Vuonna 2022 täyssähköautojen osuus on kasvanut 16 prosenttiyksikköön, kun ladattavien hybridien osuus on pysynyt 20 % tuntumassa.

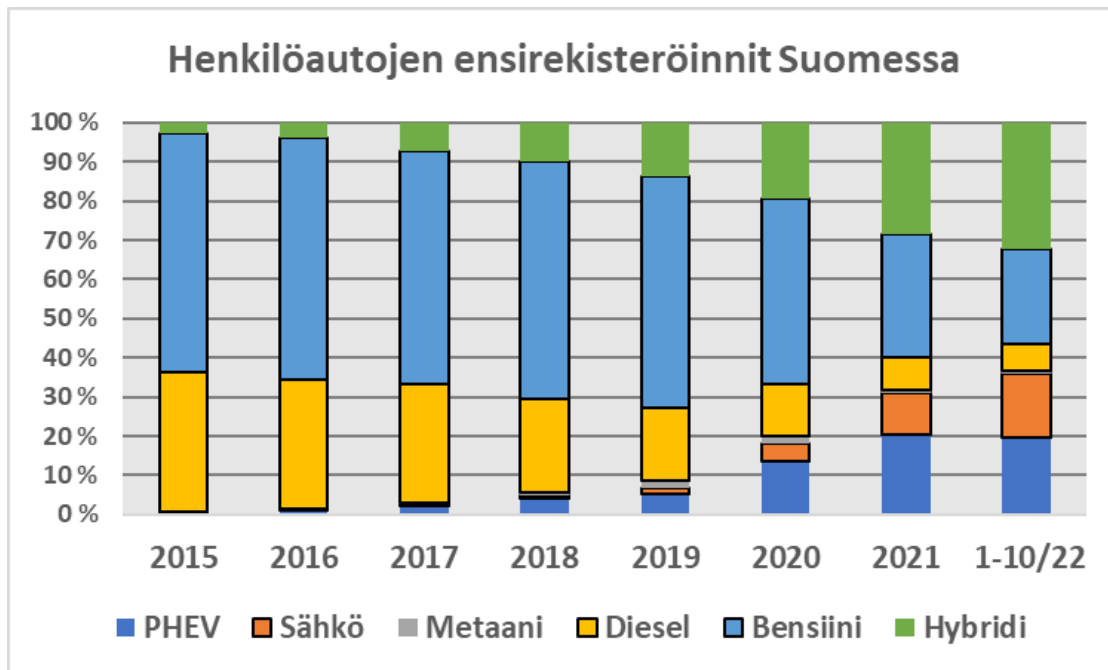
Suomi oli vuonna 2021 sähköautojen myyntitilastoissa viiden kärkeen joukossa (Kuva 9.2.5). Suurin markkinaosuus sähköautoilla on ollut Norjassa, Islannissa ja Ruotsissa ainakin jo kolmen vuoden ajan. Vuonna 2021 Tanska nousi Suomen ja Hollannin ohi neljänneksi. Suomi on edelleen viidentenä Tanskan jälkeen.

Ladattavien autojen rekisteröinnit ohittivat dieselaivot vuonna 2020. Vuonna 2022 ladattavat autot ohittivat myös perinteiset hybridaivot ja perinteiset bensiinaivot. Vuoteen 2025 mennessä ladattavien autojen markkinaosuus nousee noin 80 prosenttiin, jossa se on Norjassa jo vuonna 2021.

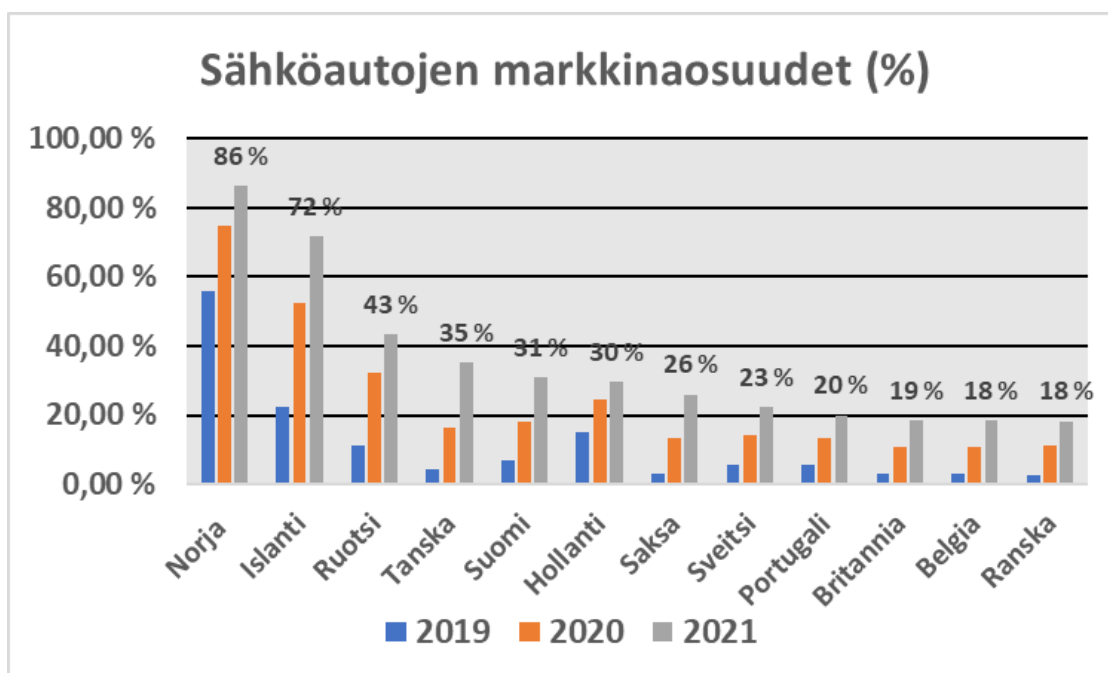
Suomessa vuonna 2021 rekisteröityjen automallien kärjessä oli **Toyota Corolla**, jota rekisteröitiin 6230 kappaletta. Eniten myyty sähköauto oli **Tesla 3**, jota rekisteröitiin 1080 kappaletta. Seuraavina olivat **Skoda Enyaq** ja **Wolkswagen ID.3**, joita kumpiakin rekisteröitiin noin 750 kappaletta. Ladattavien hybridien kärjessä oli **Mitsubishi Outlander PHEV**, jota rekisteröitiin 460 kpl.

Vuonna 2022 sähköautojen maailman myynnin kärkeen nousee **Tesla Y**, josta on jo alkuvuonna 2022 tullut maailman eniten myyty sähköauto. Se on kooltaan maasturi Mitsubishi Outlanderin PHEV-autoa vähän suurempi ja painavampi. Tesla Y painaa noin 2060 kg ja Outlanderin massa on noin 1800 kg.

Teslan akuilla (100 kWh) ajaa 520 kilometriä, kun Outlanderilla pääsee 45 kilometriä sähköllä (14 kWh). Molemmat autot ovat nelivetoisia. Tesla Y:llä voi vetää 1600 kg ja Outlanderilla 1500 kg kuormaa. Tesla Y maksaa noin 67.000 euroa ja Outlander noin 42.000 euroa.



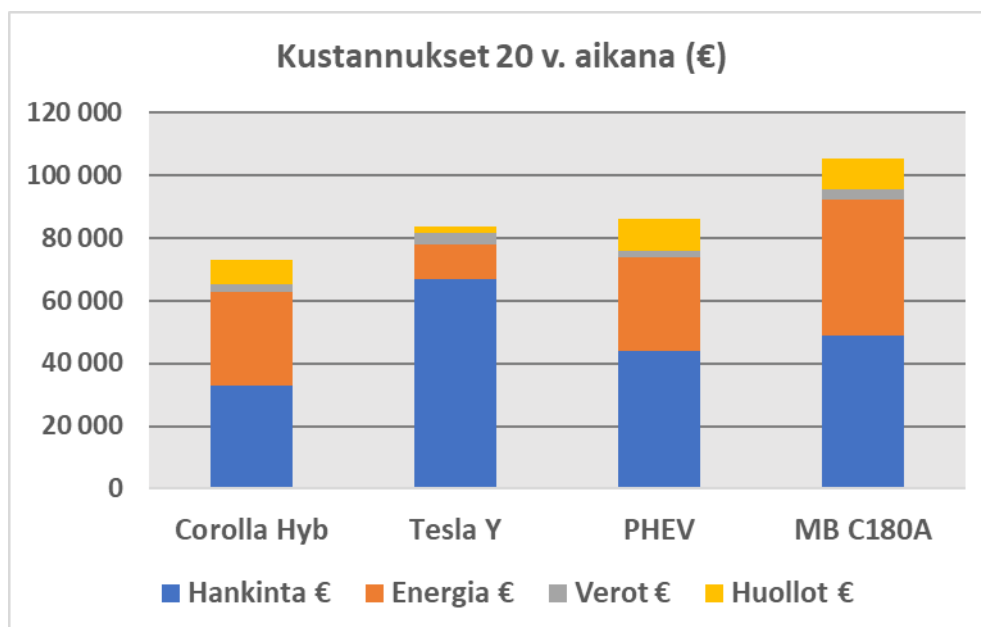
Kuva 9.2.4 Henkilöautojen ensirekisteröinnit käyttövoimittain Suomessa (Lähde: Autoalan tiedotuskeskus).



Kuva 9.2.5 Ladattavien autojen markkinaosuudet maittain (Lähde: Wikipedia).

Kustannusvertailu

Sähköautot nousevat perinteisten autojen ohi, kun autoilun kokonaiskustannuksia vertaillaan 20 vuoden käytön aikana. Seuraavassa on verrattu Corolla Hybridiä, Tesla Y:tä, Mitsubishiin PHEV ladattavaa hybridiä ja Mercedesen hybridiä keskenään. Vuosittaisella 15.000 kilometrin ajolla 20 vuodessa saadaan tulokseksi, että Corolla (hinta 33.000 €) ja Tesla Y (hinta 67.000 €) tulevat kustannuksiltaan hyvin lähelle toisiaan (Kuva 9.2.6).



Kuva 9.2.6 Henkilöautojen kokonaiskustannukset 20 vuoden aikana.

Vaikka Tesla maksaa kahden Corollan verran, säästö energiakustannuksissa vie molemmat autot samalla viivalle. Mercedes farmarilla ajo tulee kustannuksiltaan tässä vertailussa lähes 22.000 euroa kalliimmaksi (1100 euroa vuodessa) kuin Tesla. Ladattava Mitsubishi PHEV tulee maksamaan 2600 euroa (130 euroa vuodessa) enemmän kuin Tesla.

Kun verrataan 20 vuoden aikana syntyviä CO₂-päästöjä, erot ovat suuremmat. Teslan päästöiksi tulee kolme tonnia (0,15 t/a), kun Corolla ja Mitsubishi päästävät 31 tonnia (1,5 t/a) (Taulu 9.2.1). Eniten päästöjä syntyy Mercedesen hybridifarmarilla, jolla päästöjä syntyy 45 tonnia (2,25 t/a).

Kun vertaa kokonaiskustannuksia ja päästöjä 20 vuoden ajalta, niin järkivalinta on sähköauto. Sen ei tarvitse olla Tesla Y:n hintaluokkaa, jossa on suuret tilat, neliveto ja kiihtyvyyys perinteisiä urheiluautoja parempi eli 5 sekuntia nollasta sataan. Skoda Enyaq-katumaasturin saa 50.000 euron hinnalla ja sen sähkön kulutus on 0,17 g/km. Se tulee 17.000 euroa halvemmaksi kuin Tesla Y ja noin 7000 euroa halvemmaksi kuin Toyotan hybridi.

Jos ostaa bensa-auton, saa samalla niskaansa 30–45 tonnin CO₂-päästöt. Siitä tulee päästöjä noin 1,5–2,2 tonnia vuodessa, kun tarkoitus olisi päästä alle kahden tonnin per asukas.

Taulu 9.2.1 Henkilöautoja kustannus ja päästövertailu.

Käyttövoima		Bensiini	Sähkö	Ladattava	Bensiini
Valmistaja		Toyota	Tesla	Mitsubishi	MB
Tyyppi		Corolla Hyb	Tesla Y	PHEV	C180A
Ajomatka	km/a	15000	15000	15000	15000
Bensiinin kulutus	l/100	5	0	5	7,2
Teho	kW	90	324	165	125
Kokonaismassa		1800	2400	2200	2000
Hinta	Eur	33000	67000	44000	49000
Litrahinta	€/l	2		2	2
Sähkönkulutus	kWh/km		0,18		
kWh-hinta			0,2		
Energiajustannus	€/a	1500	540	1500	2160
CO ₂ -päästö	g/km	103	10	103	149
Autovero	€/a	105	185	105	170
Huollot	€/a	400	100	500	500
Vuosikustannukset	€/a	2005	825	2105	2830
		Corolla Hyb	Tesla Y	PHEV	MB C180A
Hankinta	€	33 000	67 000	44 000	49 000
Energia	€	30 000	10 800	30 000	43 200
Verot	€	2 100	3 700	2 100	3 400
Huollot	€	8 000	2 000	10 000	10 000
Yhteensä	€	73 100	83 500	86 100	105 600
	€/vuosi	3655	4175	4305	5280
	c/km	24,4	27,8	28,7	35,2
CO ₂ -päästö 20 v.	tonnia	30,9	3,0	30,9	44,6
Ero Teslaan	€	-10 400	0	2 600	22 100

9.3 Neste vastaan IVO

Öljyn ja sähkön taistelu kiihtyi vuonna 1997, kun Neste yritti ostaa Imatran Voiman (IVOn). **Risto Rankin** kirjassa (katso viitteet) kerrottiin, että Neste oli perustanut salaisen projektin peitenimellä Muumi **Jukka Viinasen** ja **Risto Riekon** palaverin jälkeen vuonna 1997. Viinanen kertoi Viipurin Pamauksen esitelmässään vuonna 2007, että hän ei uskonut Nesteen selviävän energiamarkkinoilla yksin ja sen halusi liittoutua vakaavaramaisemman Imatran Voiman kanssa.

Yhtymistä alkoi valmistella Kauppa- ja teollisuusministeriössä työryhmän, johon kuuluivat ylijohtaja **Markku Mäkinen** puheenjohtajana, **Markku Tapio** ja **Harri Pynnä** jäseninä. Yhdistymisasiasta oli kerrottu myös Nesteen hallintoneuvoston puheenjohtajalle **Ulf Sundqvistille** ja kauppa- ja teollisuusministeri **Antti Kallionmäelle**.

Nesteent entinen toimitusjohtaja **Jaakko Ihamuotila** kertoi videohaastattelussa 2013, että heillä oli kaksi vaihtoehtoa. Ensimmäinen oli kombinaatiofuusio, jossa molemmat yhdistetään uuteen yhtiöön (New Co). Toinen vaihtoehto oli, että Neste ostaisi IVOn.

Poliittinen sopimus fuusiosta tehtiin Risto Rankin kirjan mukaan eduskunnassa pääministeri **Paavo Lipposen** huoneessa, jossa Antti Kallionmäki kertoi Lipposelle eroavansa hallituksesta, jos fuusio ei toteutu. Paikalla olivat myös valtionvarainministeri **Sauli Niinistö** ja Elinkeinoministeriön kansliapäällikkö **Raimo Luoma**.

IVO vastusti fuusiota viimeisen asti, kun fuusioituneen yhtiön toimitusjohtajaksi oli tulossa Jukka Viinanen. Kelkka kääntyi kuitenkin, kun toimitusjohtajaksi valittiin IVO:n johtaja **Heikki Marttinen**. Vaikka fuusio toteutettiin, yhtiöt säilyivät kuitenkin erillisinä. Vanhan IVO:n (Fortum Heat and Power) johtajana jatkoi **Kalervo Nurmimäki** ja Neste (Fortum Oil and Gas) johtajana jatkoi Jukka Viinanen.

Suuri ero syntyi siitä, kun yhtiöltä alettiin vaatia kovia tuottoja valtiolle ja sitä varten yhtiön johtajille luvattiin miljoonaluokan bonukset **Mikael Liliuksen** tullessa Fortumin pääjohtajaksi. Pörssikurssien nousu alkoi kuitenkin yhtiön johdosta riippumatta, kun sähkön hinnat nousivat kaksinkertaisiksi ja yhtiön voitot kohosivat miljooniin. Siitä alkoivat myös yhtiön miljardiluokkiin nousevat investoinnit, joiden rahoittamiseksi myytiin Nesteen öljylähteet ja IVO:n sähköverkot.

Kun Neste ja IVO fuusioitiin, Nesteen osakkeiden arvo oli 12,7 miljardia markkaa (3,0 mrd. euroa v. 2021 rahassa) emissiokurssin 32 markkaa (5,3 euroa) per osake mukaan laskettuna. Tätä kirjoitettaessa (27.10.2022) Nesteen markkina-arvo oli 36,7 miljardia euroa eli 12,2-kertainen emissiokurssiin verrattuna. Nesteen markkina-arvo on noussut vuosina 1998–2022 peräti 10,4 % vuodessa.

IVO osakkeiden arvo oli 9,4 miljardia (2,3 mrd. euroa v. 2021 rahassa). Fortumin markkina-arvo oli lokakuun lopussa puolestaan 12,4 miljardia euroa eli 5,4-kertainen vuoden 1998 arvoon verrattuna. Fortumin markkina-arvo on noussut reaalisesti keskimäärin 7,0 % vuosittain 24 vuotta. Fortumin markkina-arvo oli kuitenkin korkeimmillaan lokakuussa 2021, jolloin pörssikurssi oli vielä 27,6 euroa. Siihen mennessä Fortumin markkina-arvo oli noussut 11-kertaiseksi eli noin 10 % vuodessa. Sen lisäksi Fortum oli jakanut koko ajan myös runsaasti osinkoja.

Voitontavoittelun haittapuolena oli se, että Fortum oli sotkenut Suomen sähkömarkkinat purkamalla voimalaitoksia ja aiheuttanut sähkön hinnan nousun. Sen sijaan voimalaitoksia olisi pitänyt rakentaa lisää noin 4000 MW, josta ehkä 50 % (2000 MW) olisi kuulunut Fortumin tehtäväksi.

9.4 Hyötyenergiavertailu

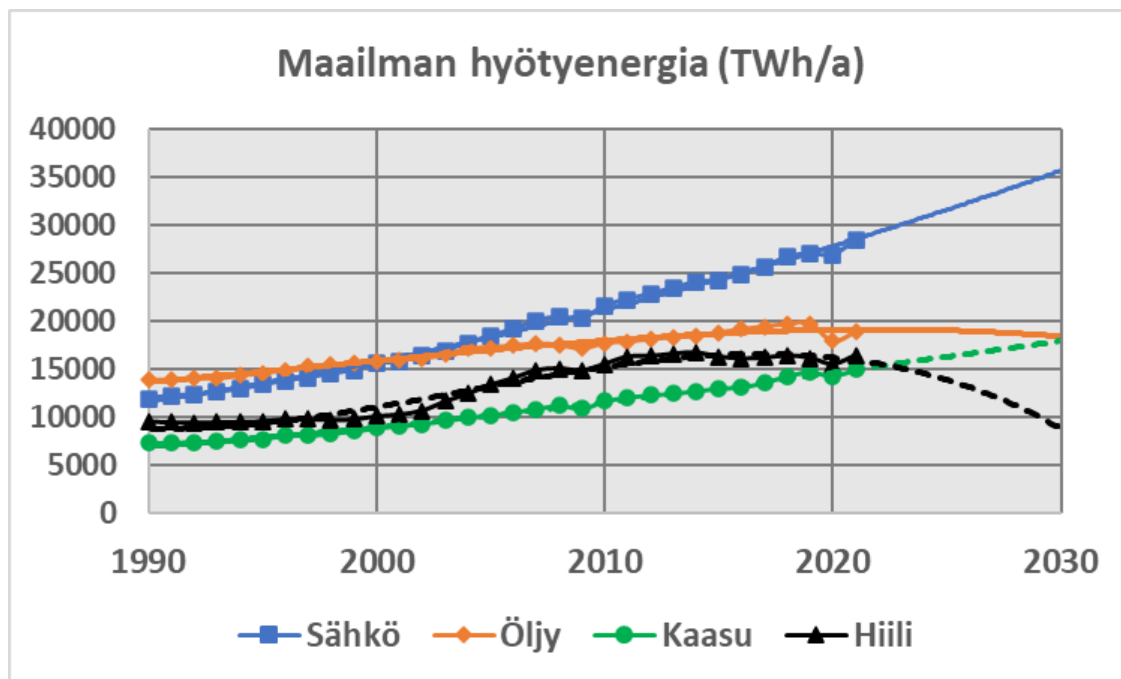
Sähkön ja öljyn kilpailua voidaan myös verrata sillä hyötyenergian määrällä, minkä kumpikin energiamuoto tuottaa. Suurimmat öljynkäyttäjät tulevat liikenteestä, jossa liike-energia tuotetaan pääasiassa polttomoottoreilla.

Tyypillinen polttomoottoriauto kuluttaa bensiiniä noin 6 litraa sadalla kilometrillä. Kun litrat muutetaan kilowattitunneiksi, litrassa bensiiniä on noin 9 kWh energiaa ja kuudessa litrassa 54 kWh. Toisin sanoen bensiiniauto kuluttaa noin 0,54 kWh energiaa kilometriä kohti. Tyypillinen arvo sähköautolle 0,17 kWh/km. Näin liikennekäytössä bensiiniauton hyötysuhde on noin $0,17/0,54 = 31 \%$.

Asuntojen lämmityksessä tyypillinen talo kuluttaa sähköä noin 12.000 kWh tai kevyttä polttoöljyä noin 2000 litraa eli 20.000 kWh. Näin lämmityskäytössä öljynkäytön hyötysuhde on noin 60 %. Toisaalta lämpöpumpputalon sähkönkulutus on noin kolmannes tavallisesta, joten siinä öljyn hyötysuhteeksi saadaan 25 %. Ehkä kumpiakin taloja voisi olla puolet, joten keskimääräinen öljyn käytön hyötysuhde lämmityksessä on 43 % sähköllä ja lämpöpumpuilla toimiviin taloihin verrattuna.

Jos energioita painotetaan suhteessa puolet liikenteessä ja puolet lämmityksessä, saadaan öljyn keskimääräiseksi hyötysuhteeksi $(31 \% + 43 \%) / 2$ eli 37 %. Näin öljyn kulutus voidaan muuttaa sähköä vastaavaksi hyötyenergiaksi kertomalla öljyn kulutus luvulla 0,37.

Kun sähkönkulutus raportoidaan tiedossa olevien lukujen perusteella, mutta öljyn, kaasun ja hiilen energiankulutus muutetaan kertoimella 0,37 hyötyenergiaksi, voidaan energian määrät esittää hyötyenergian muodossa (Kuva 9.4.1). Kuvasta havaitaan, että sähkö ohitti öljyn maailman tärkeimpänä hyötyenergian lähteenä vuonna 2002.



Kuva 9.4.1 Maailman hyötyenergian lähteet (TWh/a), öljyn, kaasun ja kivihiilen erilliskäytön kulutusluvut on kerrottu kertoimella 0,37).

Trendien mukaan sähkönkulutus jatkaa kasvua, mutta öljyn kulutus on kääntymässä laskuun. Tämä aiheutuu muun muassa siitä, kuin myös talojen lämmitys ja autoliikenne on vaihtumassa öljystä sähköön. Näin käynee myös hiilen muulle kulutukselle, joka kohdistuu raudan pelkistykseen. Sen sijaan kaasun käyttö on vieläkin pienessä kasvussa, mutta senkin kasvu voi pysähtyä, kun kotitaloudet siirtyvät lämpöpumppeihin.

10 VUODEN 2022 ENERGIAKRIISI

10.1 Sota Ukrainassa

Venäjän aloitti yhdessä Itä-Ukrainan separatistien kanssa sodan Itä-Ukrainan alueiden irrottamiseksi Ukrainasta huhtikuussa vuonna 2014. Se johti ns. jäätyneeseen konfliktiin, jossa rintamalinjat pysyivät pitkään paikallaan. Myös Ukrainan kaasujohdoista taisteltiin ja välillä kaasun tulo Ukrainaan katkaistiin. Vuonna 2014 venäläiset ampuivat BUK-ohjuksilla alas Malaysia Airlinesin lentokoneen, jonka kaikki 300 matkustajaa kuolivat.

Vuonna 2022 helmikuun 24. päivä Venäjä aloitti massiivisen hyökkäyksen kohti Kiovaa ja Harkovaa tarkoituksen vaihtaa maan hallitus Venäjän nukkehallitukseksi. Se koki yllättävän kovan vastarinnan, eivätkä hyökkääjät päässeet Kiovaan asti. Sota sai kuitenkin lännen antamaan Ukrainalle sotilasapua, vaikka Ukraina ei ollut Naton jäsen. Sen avulla hyökkäys saatiin pysäyttämään. Venäjä pääsi etenemään idässä ja etelässä satoja kilometrejä Ukrainan maaperälle ja näin noin 10 % Ukrainasta jäi nyt ainakin joksikin aikaa Venäjän joukkojen hallintaan.

Kaikille tuli yllätyksen Venäjän heikko aseellinen voima, jota oli näytetty joka vuosi laajoissa sotilasparaateissa. Kuitenkin hyökkäys Ukrainaan oli huonosti organisoitu ja esimerkiksi sotilailta loppuivat ammukset, polttoaineet ja ruoka ennen marssia Kiovaan. Sotilaspiireissä kerrottiin myös, että hyökkäyksellä ei ollut selviä painopisteitä, joten millään rintamalla ei saavutettu riittävää ylivoimaa.

Itärintamalla Venäjä valtasi Zaporizzjan ydinvoimalaitoksen, jossa oli kuusi 950 MW tehoista painevesireaktoria. Laitos oli teholtaan Euroopan suurin. Venäläisjoukot pitivät voimalan henkilökuntaa panttivankeinaan ja vaativat heitä pitämään laitoksen kuudesta reaktorista kahta käytössä, vaikka ympäristössä räjähteli ohjuksia. YK lähetti sinne tarkkailijoita, joiden käynnin jälkeen käynnissä olleet kaksi reaktoria pysäytettiin syyskuussa 2022.

Kaasusota

Venäjä aloitti energiasodan jo ilmeisesti kesällä 2021, kun se ei tarjonnut Saksaan kaasua enää sen enempää kuin oli pitkäaikaisissa sopimuksissa luvannut. Tämän vuoksi jo syksyllä Keski-Euroopan kaasuvaramat jäivät vajaiksi ja kaasun hinta alkoi nousta. Syksyllä 2021 alkoi myös sähkön hinnan nousu osin myös sen vuoksi, että Norjan vesivaramat olivat tavallista pienemmät.

Tammikuussa 2022 Itämeren pohjassa kulkeva Nord Stream 2-kaasuputki oli lähellä valmistua, mutta USA laittoi kaikki sen rakentamiseen osallistuneet yhtiöt boikottiin. Kaasuputken rakentaminen päättyi siihen. Kaasun vienti myös Nord Stream 1-putkessa lopetettiin elokuun lopussa 2022 ”huoltotöiden vuoksi”. Se on pysynyt suljettuna siitä lähtien. Lopulta syyskuussa 2022 molemmat putket räjäytettiin käyttökelvottomaksi ja Saksan kaasupula paheni entisestään.

Venäjä katkaisi myös kaasunviennin Suomeen ja Tanskaan kesäkuussa 2022. Suomeen jäi kuitenkin mahdollisuus ostaa maakaasua Virosta noin 500 mm putkella, joka pystyy toimittamaan kaasua 3000 MW teholla. Lisäksi Torniossa on käytössä kaasuterminaali ja lokakuussa aukesi myös Haminaan rakenteilla oleva kaasuterminaali.

LNG:n tuonti

Suomi on tilannut myös Inkooseen erillisen kaasuterminaalilaivan, joka pitäisi pystyä tuomaan Suomeen kaasua noin 3000 MW teholla ja Viroon 3000 MW teholla. Tuo 3000 MW teho riittää tuottamaan maakaasua noin 20 TWh eli 2 miljardia kuutiota, jota tasoa kaasunkulutus on ollut Suomessa vielä vuonna 2021.

Kuitenkin maakaasun huippukulutus on ollut talvella jopa 6000 MW, joten huipusta leikkautuu noin puolet. Näin saattaa käydä, että esimerkiksi Vuosaaren 660 MW:n ja Suomenoja 270 MW kaasuvoimalaitoksia ei pystytä tai kannata käynnistää, koska niiden tehontarve on noin 2000 MW ja kaasun hinta LNG:nä voi olla 100 €/MWh.

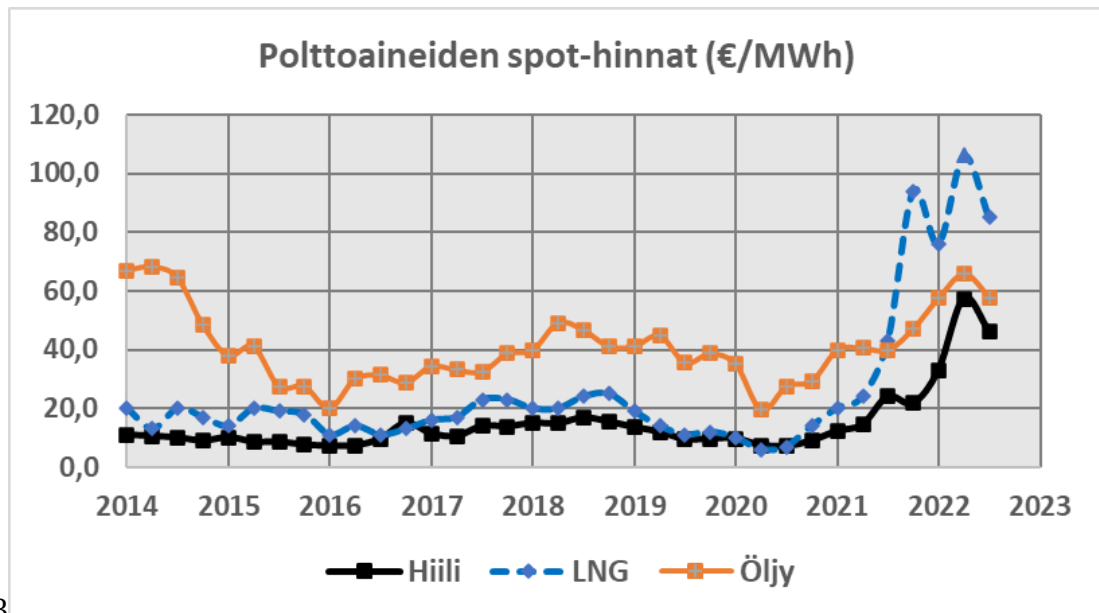
Saksan kaasunkulutus oli noin 900 TWh eli 90 miljardia kuutiota vuonna 2021. Noin 55 % (50 miljardia kuutiota) Saksan käyttämästä kaasusta on tullut Venäjältä. Nyt Saksa on tilannut syyskuun loppuun mennessä viisi kaasuterminaalilaivaa. Ensimmäiset kaksi laivaa ovat valmiina tuomaan kaasua vuoden 2022 lopussa.

LNG-laivojen avulla Saksa voi kattaa noin 10 miljardia kuutiota Venäjän kaasuntuonnista vuoden 2023 alussa. Näin Saksa voisi tuoda kaasua talvella yhteensä noin 40 miljardia kuutiota putkien avulla ja 10 miljardia kuutiota LNG-kaasuterminaalilaivojen kautta eli yhteensä noin 60 miljardia kuutiometriä. Se on noin 67 % vuoden 2021 tuonnista. Vuoden 2023 lopussa LNG:n tuonti olisi 25 miljardia kuutiota eli kaasua voidaan käyttää yhteensä noin 75 miljardia kuutiota.

10.2 Polttoaineiden hinnat

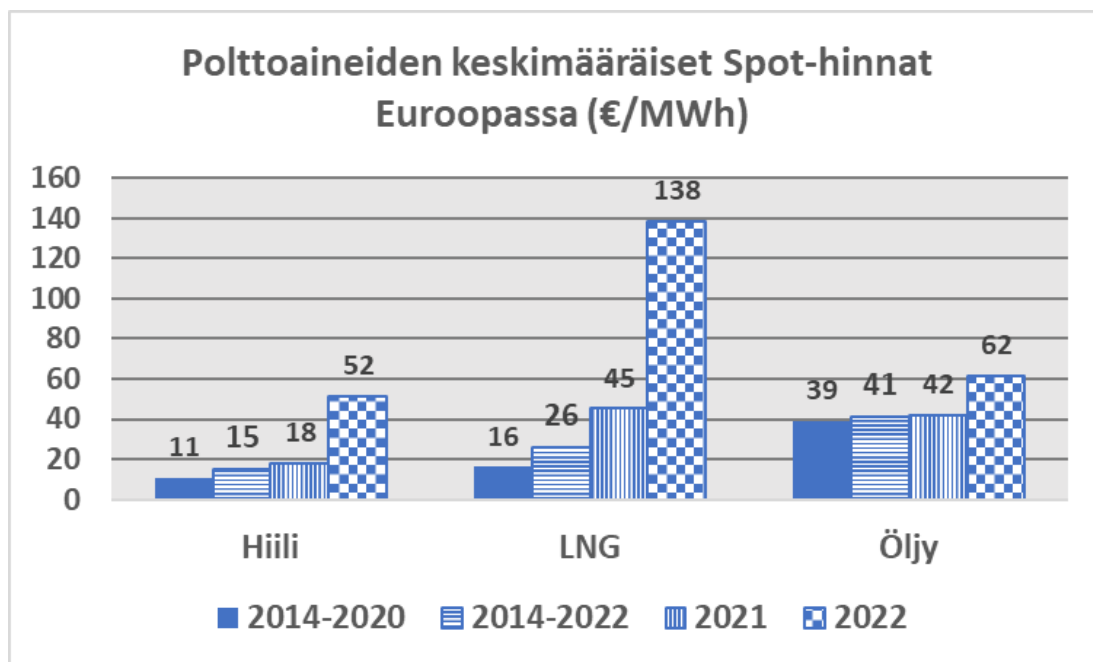
Kaasun hinta seuraa Saksassakin maahan tuotavan LNG:n hintaa, joka on ollut vuosina 2014–2020 Hollannissa (TTF=Hollannin virtuaalinen kaasuterminaali) keskimäärin noin 16 €/MWh, mutta on noussut syksyllä 2022 arvoon 80–100 €/MWh eli noin 5-kertaiseksi (Kuva 10.2.1). Jos LNG:n avulla tehdään erillissähköä, sähkön hinta on puolestaan kaksinkertainen kaasun hintaan verrattuna eli se olisi noin 200 €/MWh syksyllä 2022 ilman CO₂-päästömaksua, jotka nostavat sähkön hintaa noin 30 €/MWh (Kuva 10.3.8). Jos LNG:llä tehdään yhdistettyä tuotantoa eli lämpöä ja sähköä yhtä paljon, sähkön hinta nousee tasolle 150 €/MWh.

Öljyn hinta on sen sijaan ollut koko ajan noin 40–60 €/MWh tuntumassa. Syksyllä öljyn hinta oli hieman yli 60 €/MWh, kun vuosien 2014–2020 keskihinta on ollut noin 39 €/MWh (Kuva 10.2.2). EU on rajoittanut myös öljyn tuontia Venäjältä Eurooppaan, mutta sitä tuodaan vieläkin jonkin verran. Esimerkiksi Turkin tankkerit hakevat Venäjältä öljyä Suomenlahden satamista ja kuljettavat sen Itämeren pitkin Turkkiin.



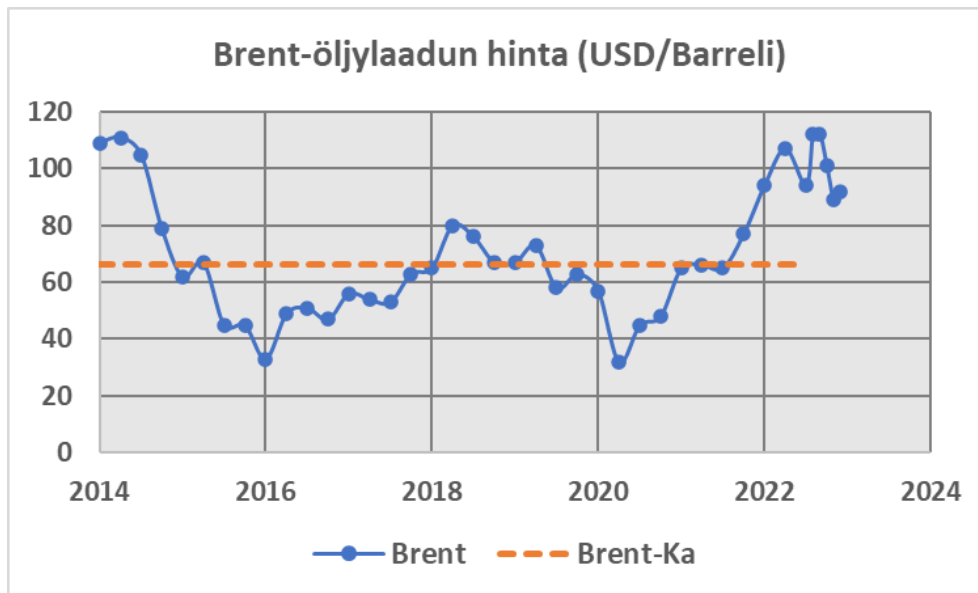
3

Kuva 10.2.1 LNG:n Hollannin TTF-pörssin hinta, hiilen hinta New Castlen markkinoilla ja öljyn Brent-hinta.



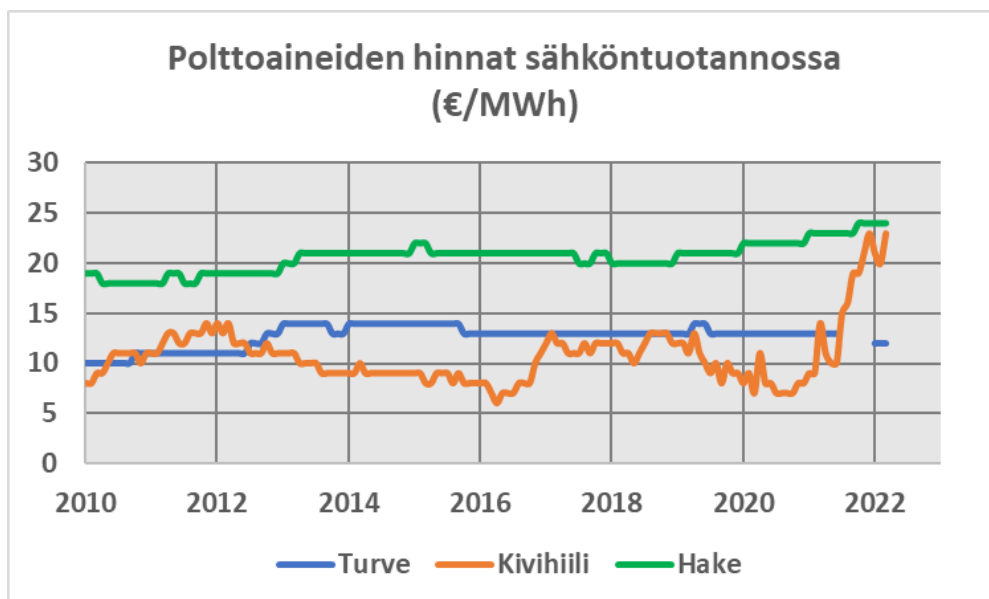
Kuva 10.2.2 Hiilen, LNG:n ja öljyn hinnat vuosina 2014–2022.

Voisi ajatella, että tulevaisuuden hiilen hinta liikkuu 11–15 euron ja LNG:n hinta 16 ja 20 euron välillä megawattitunnilta. Öljyn hinta vaihtelee 40 euron tuntumassa megawattitunnilta eli raakaöljyn hinta vaihtelee välillä 30–110 eli on noin 67 dollarin tuntumassa barrelilta (Kuva 10.2.3).



Kuva 10.2.3 Brent -öljyn hintakehitys (BP Energy Statistics).

Suomessa sähköntuotannon polttoaineisiin kuuluu myös jysinturve, jonka hinta on kivihiilen hintaa edullisempina (Kuva 10.2.4). Vuonna 2000 eduskunnan suuressa valiokunnassa äänestettiin 12–12, mutta arvan heiton jälkeen valiokunnan kannaksi tuli, että turve on fossiilista polttoainetta. Näin turvetta on verotettu raskaasti ja sen käyttö on vähentynyt nopeasti sähkön- ja lämmöntuotannossa. Tämä päätös on parhaillaan käsittelyssä eduskunnassa ja kansalaisaloitteessa kerrotaan, että turvetta uusiutuu 40 miljoonaa kuutiota vuodessa eli noin 34 TWh. Turvetta käytetään vain noin 11 TWh vuodessa, joten 23 TWh eli noin 9 miljoonaa tonnia jää hiilinieluksi. Puustosta hiilinielu on puolestaan 7 miljoonaa tonnia CO₂:ta



Kuva 10.2.4 Jysinturpeen ja hakkeen hinnat sähköntuotannossa (€/MWh, Tilastokeskus).

Suomessa on turvepeltoja noin 0,3 miljoonaa hehtaaria. Turvepellot aiheuttavat metaanipäästöjä, joiden ilmastoa lämmittävä vaikutus laskettuna sadan vuoden GWP100-kertoimen 28 mukaan on 6,4 miljoonaa tonnia CO₂:ta. Ilmastovaikutukset pitäisi kuitenkin laskea 20 vuoden GWP20-kertoimen 84 mukaan, jolloin niiden lämmittävä vaikutus on kolminkertainen ja vastaa 19 miljoonaa CO₂-tonnia, joka vastaa puolta energiantuotannon 38 miljoonan tonnin CO₂-päästöistä. Päästöt ovat hehtaaria kohti 63 tonnia. Tästä päästöstä päästäisiin eroon, jos turvepellot luokiteltaisiin hiilineutraaliksi ja käytettäisiin energiantuotannossa.

Turvesoilta saatiin vuonna 2005 turvetta 25 miljoonaa kuutiota (417 m³/ha), kun tuotantoala oli 60.000 hehtaaria. Jos suopellot (0,3 miljoonaa hehtaaria) otettaisiin turvetuotantoon, turvetta voitaisiin tuottaa 125 miljoonaa kuutiometriä. Se vastaa energiamäärää 106 TWh ja olisi noin 29 % Suomen kuluttamasta 367 TWh primärenergiasta.

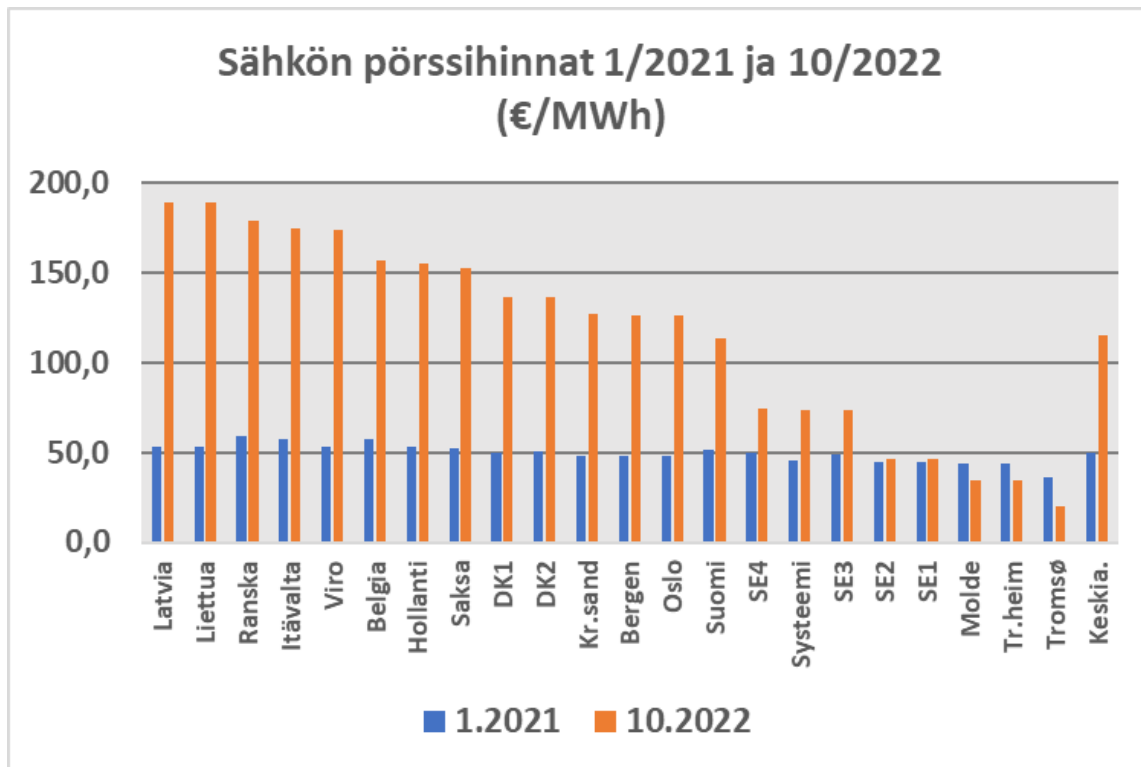
Hehtaarin tuotannon (354 MWh) arvo olisi 13 €/MWh hinnalla 4610 euroa ja 0,3 miljoonan hehtaarin tuotannon arvo olisi 1,4 miljardia euroa vuodessa. Turpeen poltosta aiheutuisi CO₂-päästöjä 106 TWh x 380 kg/MWh eli 40 miljoonaa tonnia. Koska metaanipäästöt ovat 19 miljoonaa tonnia turvepeltoja nettopäästöt olisivat 40-19 = 21 miljoonaa tonnia. Puun poltosta (100 TWh) aiheutuu tänään puolestaan CO₂-päästöjä 100 x 400 kg/MWh eli 40 miljoonaa tonnia. Suopeltojen turvetuotannon avulla puunpolton aiheuttamia CO₂-päästöjä voitaisiin vähentää merkittävästi.

10.3 Sähkön hinnat

Vielä tammikuussa 2021 vesivuosi oli normaali ja Britannian sähkölinja ei ollut valmis, niin sähköpörssin hinnat olivat keskimäärin 48 €/MWh (Kuva 10.3.1). Sähkön hinnat lähtivät nousuun kesällä 2021, kun Norjan vesivarastot olivat huomattavasti pienemmät kuin normaalivuosina ja kaasun hinta nousi Keski-Euroopassa Venäjän energiasodan takia. Lokakuun alussa 2021 valmistui Norjasta Britanniaan menevä sähkölinja, jonka kapasiteetti on 1400 MW. Tämä sähkölinja ja pienet vesivarastot alkoivat vaikuttaa Etelä-Norjan (Oslo, Kristiansand, Bergen) sähkön pörssihintaan, joka alkoi nousta noin 50 €/MWh tasolta nykyiseen noin 110–130 euroon megawattitunnilta.

Lokakuussa 2022 sähkön pörssihinnat olivat keskimäärin 116 €/MWh. Hinnat olivat nousseet 140 %. Pörssihinnat (10/2022) ovat korkeimmat (yli 150 €/MWh) etelässä (Latvia, Liettua, Ranska, Itävalta, Viro, Belgia, Hollanti ja Saksa), koska etelän maissa käytetään sähkön tuotannossa enemmän maakaasua ja maakaasusta on ollut pulaa Venäjän tuhottua Nord Stream kaasuputket.

Suomi kuuluu kalliimpaan keskiryhmään (DK1, DK2, Bergen, Oslo, Suomi 114 €/MWh), jossa hinnat ovat välillä 100–150 €/MWh. Halvimmassa keskiryhmässä (SE4, Systeemi (74 €/MWh), ja SE3) sähkön hinta on 50–100 €/MWh. Suomen sähkön hinta on noin 50 % korkeampi kuin Systeemin hinta.



Kuva 10.3.1 Sähkön pörssihinnat tammikuussa 2021 ja lokakuussa 2022 (€/MWh).

Aivan pohjoisessa hinnat ovat edelleen alle 50 €/MWh tasolla Pohjois-Norjassa (SE2, SE1, Molde, Trondheim, Tromsø). Sieltä ei ole tarpeeksi sähkölinjoja etelään, joten näiden sähköverkkojen hinnat muodostuvat vesivoiman muuttuvista kustannuksista.

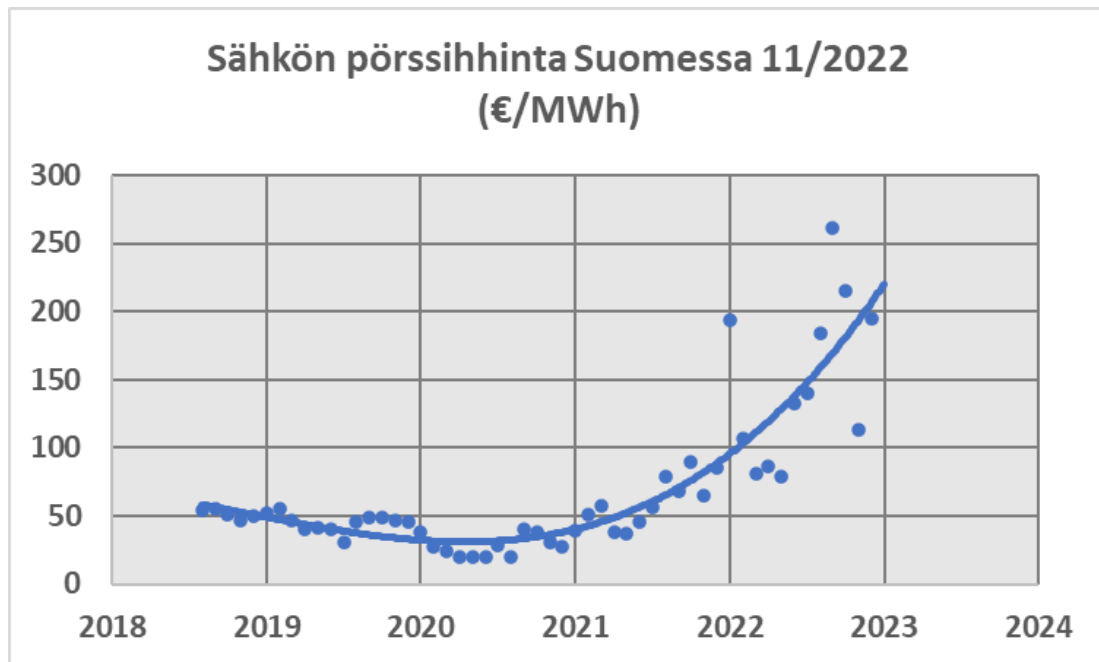
Sähkön hinnat tasaantuisivat, jos alueiden välillä olisi vahvat sähkölinjat. Se on vähän huono asia niille alueille, josta viedään sähköä. Norjan Oslo ja Bergenin hinnat (126) ovat tänään noin 70 % korkeammat kuin systeemihinta (74 €/MWh). Korkeat hinnat ovat tulleet etelästä Tanskan, Saksan ja Britannian markkinoista, jonne viedään sähköä.

Suomen hintaan vaikuttaa puolestaan eniten Keski-Ruotsin hinta-alue SE3, jonne kulkee tasavirtakaapeli Pohjanlahden alin. Yleensä SE3 alueelta on tuotu sähköä, jolloin Suomen hinnat ovat samat niin kauan, kun johto ei ole täydessä kuormassa. Kun johdon kapasiteetti täyttyy, Suomen hinta-alue pomppaa erilleen ja sähkön hinnan määräävät Suomen omat hiili- ja öljyvoimalaitokset.

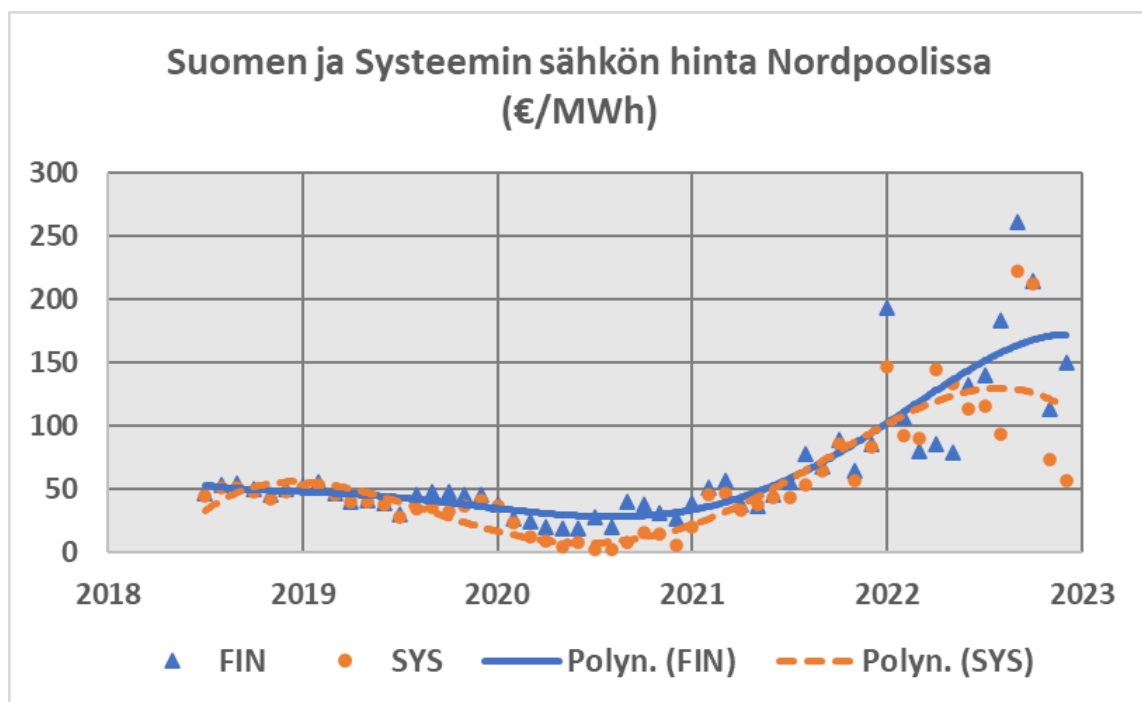
Suomen sähkön hintojen muodostuminen

Suomen pörssihinnat ovat nousseet noin 50 eurosta noin 150 euroon megawattitunnilta (Kuva 10.3.2). Hinnat ovat olleet lähes samat kuin Systeemin hinnat, mutta korkeimpien hintoja aikana Suomen hinnat ovat selvästi systeemin hintoja korkeammat (Kuva 10.3.3).

Suomen sähkökapasiteetti riittää vain noin 10.000 MW tuotantoon. Kun kulutus nousee tätä suuremmaksi, Suomi irtautuu omaksi saarekkeeksi, jolloin hinnat erkanevat systeemin keskihinnoista.

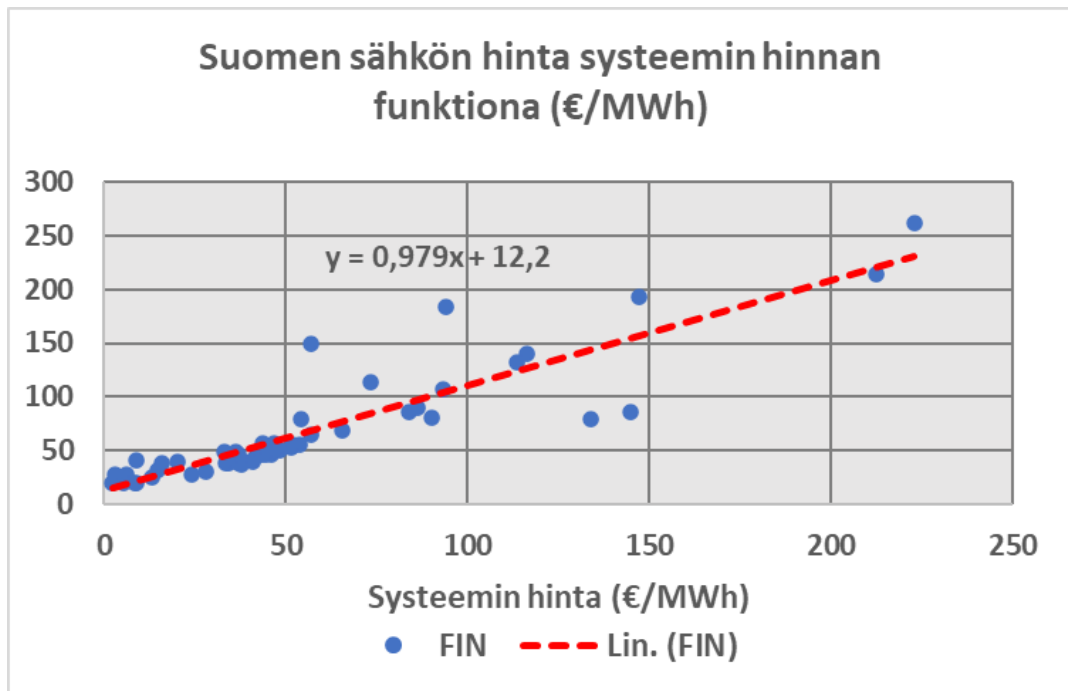


Kuva 10.3.2 Sähkön pörssihinnat Suomessa kuukausittain 11/2022 (/MWh).



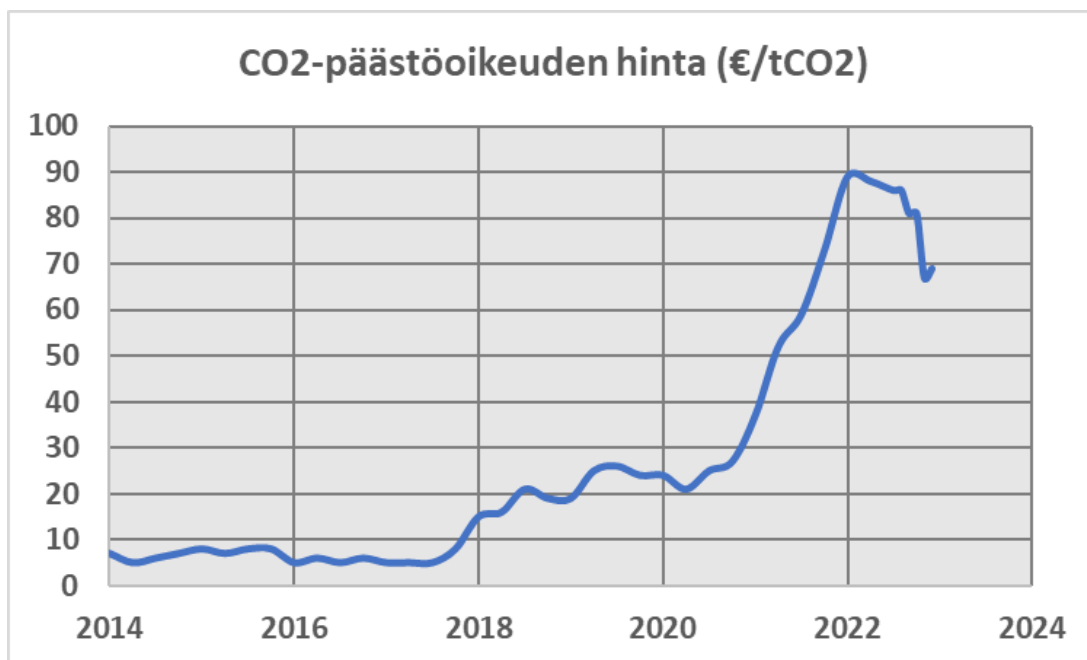
Kuva 10.3.3 Suomen ja Systemin hinnat (€/MWh).

Kun Systemin hinnat laittaa x-akselille ja Suomen hinnat y-akselille, huomataan, että Suomen hinta on ollut 0,98 x systeemin hinta (Kuva 10.3.4).

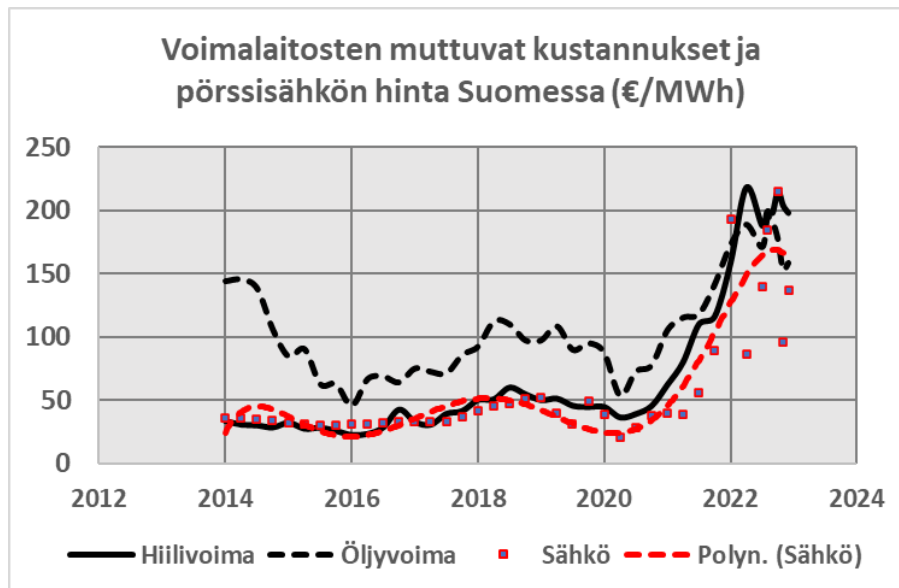


Kuva 10.3.4 Sähkön pörssihinta systeemin hinnan funktiona (€/MWh).

Hiilen hinta noudattanee New Castlen hintoja (Kuva 10.2.1). Toinen hiilivoiman kustannuksiin vaikuttava tekijä on päästöoikeuden hinta (Kuva 10.3.5). Polttoaineiden ja CO₂-päästöoikeuden hinnoista voidaan laskea hiili- ja öljyvoiman kustannukset ja verrata niitä sähköpörssin hintoihin, niin huomataan niiden yhteneväisyys (Kuva 10.3.6). Sähkön hinta on ollut hieman hiilivoiman omakustannushintaa halvempi.

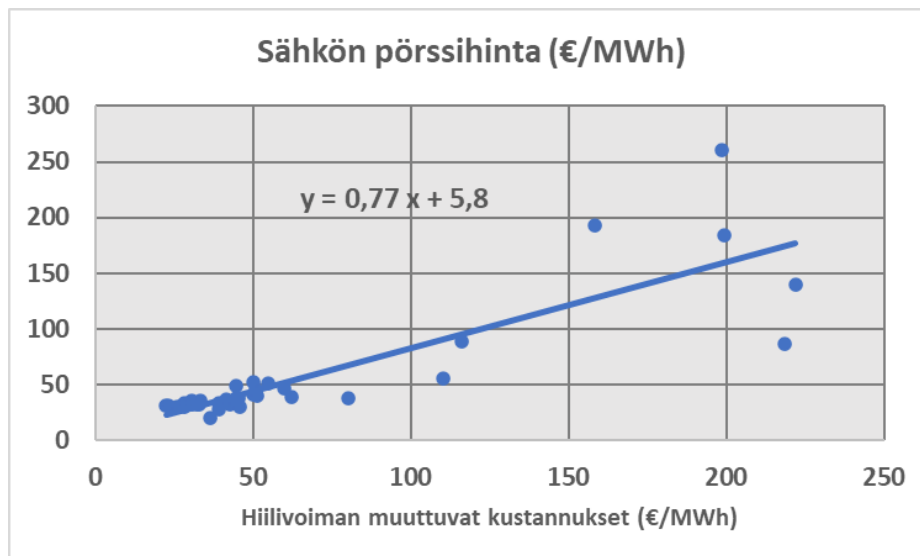


Kuva 10.3.5 CO₂-päästöoikeuden hinta (€/CO₂ tonni).



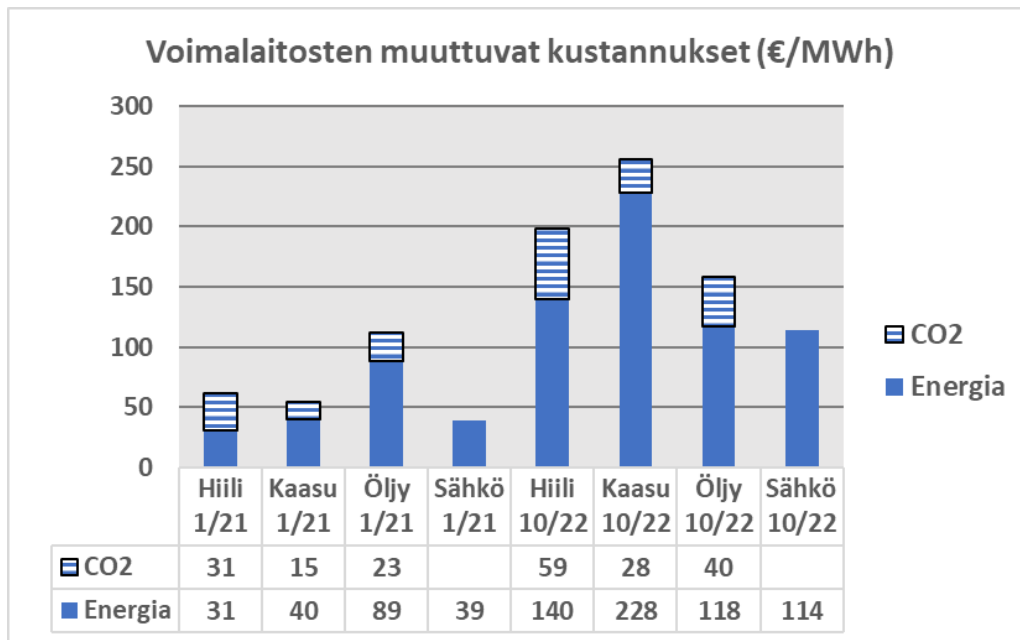
Kuva 10.3.6 Hiili- ja öljyvoiman muuttuvat kustannukset ja sähkön pörssihinta Suomessa (€/MWh).

Kun hiilivoiman kustannukset laitetaan x-akselille ja sähkön pörssihinta y-akselille, saadaan hiilen hinnan vaikutus sähkön hintaan (Kuva 10.3.7). Siitä voidaan havaita, että sähkön pörssihinta on ollut keskimäärin 77 % hiilivoimalan kustannuksista. Kun hiilivoiman kustannukset ovat 200 €/MWh, sähkön pörssihinta on noin 160 €/MWh. Sähkön hinta voi olla myös 100 tai jopa 260 €/MWh, jos on pakkasta.



Kuva 10.3.7 Sähkön pörssihinta Suomessa ja hiilivoiman kustannukset (€/MWh).

Voimalaitosten sähköntuotannon polttoaine- ja CO₂-kustannukset ovat olleet selvästi korkeammat kuin sähkön pörssihinta Suomessa (Kuva 10.3.8). Vuonna 2021 sähkö maksoi 39 €/MWh eli 40 % vähemmän kuin kaasuvoiman muuttuvat kustannukset (65 €/MWh). Lokakuussa 2022 sähkön pörssihinta oli Suomessa 114 €/MWh, joka oli 28 % vähemmän kuin öljyvoiman muuttuvat kustannukset.



Kuva 10.3.8 Voimalaitosten muuttuvat kustannukset (€/MWh).

Voimalaitosten muuttuvat kustannukset vuoden 2021 alussa olivat järjestyksessä kaasu (55), hiili (62) ja öljy (112 €/MWh) (Kuva 10.3.8). Lokakuussa 2022 voimalaitosten muuttuvat kustannukset eri polttoaineilla ovat järjestyksessä öljy (158), hiili (200) ja kaasu (256 €/MWh). Hintojen vaihdellessa monipolttoainevoimalat (dualfuel-voimala) pärjäävät parhaiten markkinoilla.

10.4 Sähkön hintoihin vaikuttaminen

Sähkön hintoihin voi vaikuttaa lisäämällä tai vähentämällä viimeisen käyttöön otettavien voimalaitosten määrää Suomessa. Suomessa sähkön hinta määräytyi perinteisesti Inkoon 1000 MW ja Meriporin 560 MW hiilivoimalaitosten muuttuvien kustannusten perusteella. Nyt kuitenkin Inkoon voimala on purettu. Meripori palasi markkinoille marraskuun alussa 2022, kun Energiavirasto ei kelpuuttanut sitä enää tehoreservilaitokseksi.

Kuten kuvasta 10.3.8 voidaan havaita, kaasuvoiman muuttuvat kustannukset ovat noin 260 €/MWh, johon sähköpörssin hinta voi nousta, jos sähkö tehdään LNG:llä. Se vastaa Keski-Euroopassa tänä syksynä olevaa sähkön hintaa. Luultavasti Suomessa jäädään hintojen 150 ja 250 €/MWh välille ja hinta voisi olla lähellä hiilivoiman muuttuvia kustannuksia, 200 €/MWh.

Sähköä voidaan tuottaa myös öljyvoimalla, jota myös rakennettiin Suomeen 1970-luvulla runsaasti, mutta suurin osa näistä laitoksista on poistettu käytöstä. Koska hiilivoiman tuotanto loppuu, vanhan hiilivoimalat voidaan muuttaa öljyn käytölle ja monessa onkin öljynpolttolaitteet valmiina. Tänäpäin sähkön tuottaminen on öljyvoimalla halvempaa kuin hiili- tai kaasuvoimalla, jolloin öljysähkö maksaa noin 160 €/MWh.

Myös turvevoiman tuotantoa voitaisiin lisätä, jos turve määriteltäisiin bioenergiaksi. Turvepelloilta voitaisiin tuottaa turvetta noin 106 TWh vuodessa. Samalla turvepeltojen aiheuttamat metaanipäästöt voitaisiin eliminoida. Tällä energiamäärällä voitaisiin tuottaa sähköä 30 TWh ja lämpöä noin 60 TWh vuodessa.

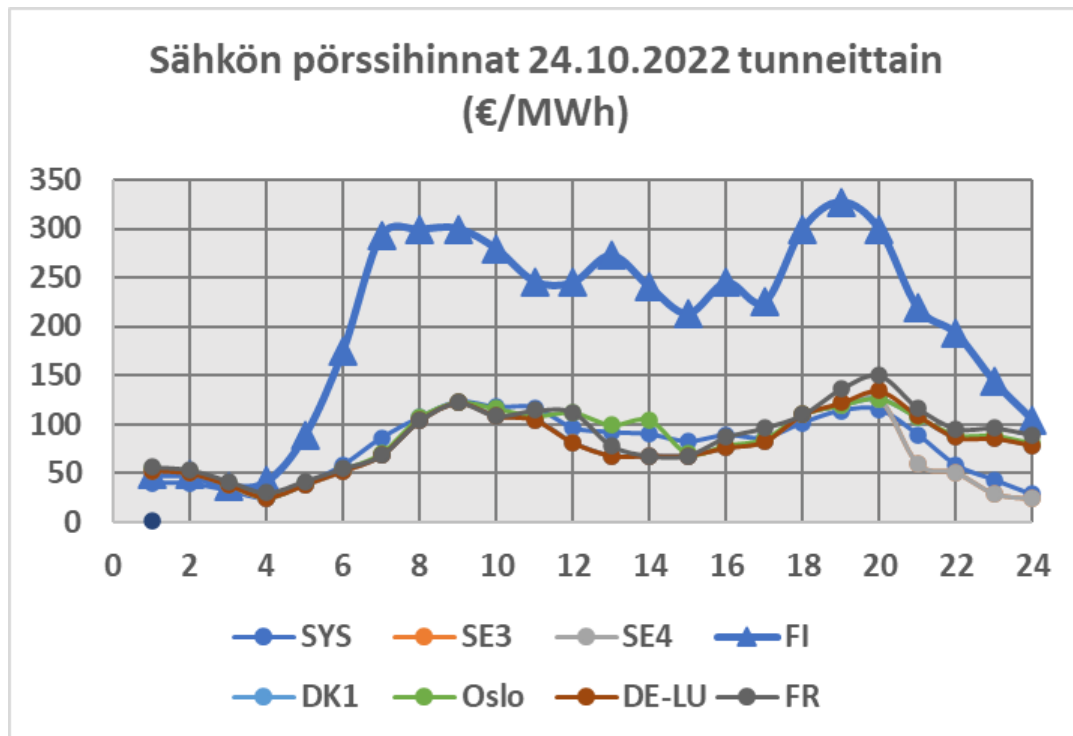
Jos uusia lämpövoimalaitoksia tehdään, ne perustuvat diesel- tai kaasumoottoreihin, joiden hyötysuhde on noin 45 % ja ne käynnistyvät alle viidessä minuutissa. Jos voimalat tehdään käyttämään öljyä tai kaasua, voidaan valita kulloinkin halvempi polttoaine. Yleensä kaasu on ollut halvempi polttoaine, mutta vuoden 2022 syksyllä öljy on sitä huomattavasti halvempaa.

Sähkön hintojen noustua tasolta 40 €/MWh tasolle 200 €/MWh eli viisinkertaiseksi EU-maat alkoivat vakavissaan miettiä, miten sähkön hintaa voisi laskea. Jos sähkölämmitteisen omakotitalon kulutus on 18 MWh (18.000 kWh), sähkön hinta nousisi arvonlisäveron kanssa noin $18 \times (250 - 50)$ €/MWh eli noin 3600 euroa vuodessa eli noin 300 euroa kuukaudessa. Siitä tulisi melkoisia ongelmia monille vähävaraisille lapsiperheille ja eläkeläisille.

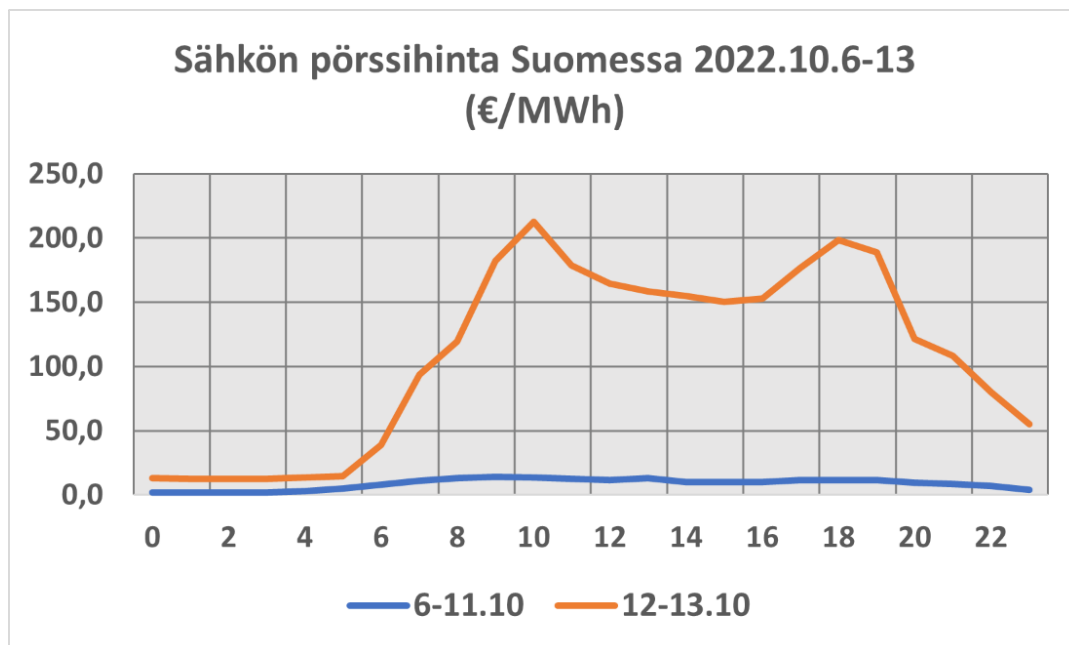
Sähkön pörssihintaan vaikuttaminen

1. Lyhyellä tähtäyksellä sähkön tuotantopuolelle olisi tärkeä saada lisää olemassa olevien turve-, hiili- ja öljyvoimalaitosten tuotantoa, jotka ovat tänään määräämässä sähkön hintoja sähkönkulutuksen huipputunteina. Sähköpörssin hinta määräytyy aina kulloinkin kalliimman tarvittavan tuotantomuodon muuttuvien kustannusten perusteella. Tässä esimerkiksi Meriporin 560 MW voimalan tulo markkinoille pudottaa sähkön pörssihintaa hiilivoiman muuttuvien kustannusten tasolle. Toisaalta kulutuksen nouseminen 10.000 MW:iin voi nostaa sähkön hintaa kaksinkertaiseksi muuhun Eurooppaan verrattuna, kuten tapahtui 24.10.2022 (Kuva 10.4.1, s. 119).
2. Hiilisähkön hinnasta noin 59 €/MWh muodostuu päästöoikeuden hinnasta, joka on EU:n CO₂-kiintiöiden takia noussut 70 euroon CO₂-tonnilta. Kiintiöitä voisi tilapäisesti lisätä, jolloin päästöoikeuksien hinta laskisi. Päästöoikeudet nostavat kuluttajien sähkön hintaa 59 €/MWh, josta aiheutuu Suomelle lisäkustannuksia (59×85 TWh) 5 miljardia euroa vuodessa. Nämä rahat eivät mene valtiolle vaan Suomessa pääasiassa sähköyhtiöiden taskuihin. Suomen sähköstä tehdään 68 % vesi-, tuuli-, aurinko- ja ydinvoimalla, mutta niistä peritään hiilisähkön hintaa, vaikka niissä ei ole hiilidioksidipäästöjä.
3. Suomessa on suuret turvevarat. Turve maksaa sähköntuotannossa noin 13 €/MWh. Ilman CO₂-päästömaksuja turvevoimalan sähkö maksaa muuttuvilta kuluiltaan vain noin 30 €/MWh. Turve voitaisiin määritellä biopolttoaineeksi, jolloin sen avulla voitaisiin tuottaa turvepelloilla tuottaa energiaa 106 TWh vuodessa, josta 30 TWh voisi olla sähköä ja 60 TWh lämpöä. Turpeen luokittelusta biopolttoaineeksi on tehty kansalaisaloite, jonka käsittely on alkanut eduskunnassa.

4. EU:ssa yritetään myös vaikuttaa maakaasun hintaan ostamalla kaasua yhteisostoina ja rajoittamalla kaasun maksimihintaa. Kaasun hinta vaikuttaa Keski-Euroopassa myös sähkön hintaan, koska siellä sähköstä tuotetaan noin 20 % maakaasun avulla. Espanjaan tullut kaasun hintakatto vaikutti siihen, että kaasua alettiin myydä Espanjan kuluttajien sijasta Ranskaan.
5. Yksi ehdotus on myös rajoittaa sähköpörssin hinta esimerkiksi 200 euroon megawattitunnilta. Se tarkoittaisi, että sitä kalliimpia voimalaitoksia ei tarjottaisi sähköpörssiin. Niiden myynti tapahtuisi sitten esimerkiksi säätösähkön markkinoilla, kun sähköstä tulisi pulaa tai sähkö myytäisiin ulkomaille tai suoraan asiakkaille pörssin ohi. Samalla säätösähkön pula pahenisi Suomessa.
6. Sähkön hintaan voi vaikuttaa myös siirtämällä kulutusta kalliista päivästä yön tunteihin. Tämä voidaan tehdä kauko-ohjatusti esimerkiksi käyttäen sähkömittarien ohjaussignaalien välityksellä verkkoyhtiön keskusvalvomosta tai asentamalla sähkökeskukseen kellokytkimen. Sähkö- ja lämpöpumpputalojen yhteinen sähkönkulutus on noin 12 TWh, josta 3 TWh menee käyttöveden lämmitykseen. Käyttöveden lämmitykseen kuluu sähköä keskimäärin noin 340 MW, mutta aamulla suihkussa käydessä sitä voi kulua jopa 2000 MW.
7. Sähkö- ja lämpöpumppulämmityksen 12 TWh kulutuksesta menee 9 TWh asuntojen lämmitykseen, jonka huipputeho voi olla 3000 MW pakkasella. Tätä lämmitystä voidaan katkoa verkkoyhtiön käyttökeskuksesta esimerkiksi kahdeksi tunniksi ilman että asukkaat huomaavat. Useissa taloissa on myös kotona/poissa-kytkin, jolla voidaan tehdä sama asia.
8. Lyhyellä tähtäyksellä sähkön hintaa voitaisiin laskea rakentamalla huippu- ja varavoimalaitoksia, joiden rakentaminen muodostaisi kattohinnan sähkölle kulutushuippujen aikana. Öljyvoiman muuttuvat kustannukset ovat 160 €/MWh.
9. Pitkällä tähtäyksellä pitää rakentaa lisää uusiutuviin sähköntuotantomuotoihin perustuvaa tuotantoa, jolloin Suomesta voisi tulla omavarainen ja suurin osa sähköstä olisi hiilivapaata. Sähköä vietäisiin suurimman osan ajasta. Silloin sähkö olisi Suomessa halvempaa kuin vientikohdemaissa. Parhaillaan rakennetaan tuulivoimaa, jonka teho nousee noin 11.400 MW:iin vuoteen 2030 mennessä. Silloin tuulivoimaa tuotetaan noin 38 TWh ja vesivoimaa 15 TWh eli yhteensä 53 TWh. Tuulivoiman yhteisteho on yhtä suuri kuin muiden laitojen teho yhteensä.
10. Nyt on nähtävissä, että sähkön tuotanto ylittää kysynnän vuoteen 2025 mennessä (Kuva 6.3.3). Tällöin sähkön hinta voi pudota jopa viikoiksi tuulivoiman muuttuvien kustannusten tasolle. Tämä ilmiö nähtiin lokakuussa 2022, kun Olkiluoto 3 tuotti 1600 MW ja tuulivoimaa tuotettiin yli 2200 MW teholla yhden viikon ajan, jolloin sähkön hinta oli Suomessa keskimäärin noin 9 €/MWh (Kuva 10.4.2). Kun Olkiluoto 3 otettiin huoltoon 12.10 sähkön hinta nousi päivällä tasolle 150–200 €/MWh. Sähkön keskihinta nousi arvoon 100 euroa megawattitunnilta.



Kuva 10.4.1 Sähkön hinta 24.10.2022, kun kulutus nousi 10.000 megawattiin. Suomen (FI) keskihinta oli 203, Ranskan 87, Oslon 86, Saksan (DE-Lu) 81, Tanskan 80, Hollannin 78, Ruotsin 72 ja Systeemin (SYS) hinta oli 78 €/MWh (Nordpool).



Kuva 10.4.2 Sähkön hinta 6-11.10.2022, kun tuulivoimaa oli yli 2200 MW ja Olkiluoto 3 tuotti 1600 MW. Kun Olkiluoto 3 otettiin pois käytöstä 12-13.2022 sähkön hinta oli 9 €/MWh, kun tulivoimaa oli yli 2200 MW (Nordpool).

Kuluttajahintaan vaikuttaminen

1. Kuluttajien hintoja voisi laskea 20 % poistamalla sähköltä arvonlisäveron. Se ei vaikuttaisi yritysten sähkön hintaan, koska yritykset ovat tähänkin asti voineet vähentää sähkön arvonlisäveron myymiensä tuotteiden arvonlisäverosta.
2. Sähkön siirrolta voisi poistaa sähköveron, joka on 22,53 euroa kuluttajaryhmältä, johon kuuluvat tavalliset kotitaloudet. Kun siihen lisätään arvonlisävero, saadaan sen osuudeksi sähkön vähittäishinnassa 27,9 €/MWh (2,79 c/kWh). Toisessa veroluokassa vero on 6,3 eur/MWh eli arvonlisäveron kanssa 7,8 €/MWh (0,78 c/kWh).
3. On ehdotettu myös ns. Windfall-veroa, joka verottaisi ylisuuret voitot valtiolle. Suomessa tuotettu sähkö maksaa keskimäärin noin 45 €/MWh (Taulu 6.4.1) ja jos yhtiö myisi sähköä esim. hinnalla 100 €/MWh yli 50 €/MWh osuus olisi verollista, jolloin 50 euroa voitosta 20 % tilitettäisiin valtiolle. Tätä rahaa voisi käyttää kuluttajahintojen subventointiin. Nyt kuitenkin on ehdotettu, että verotus alkaa vasta, kun sähkön hinta ylittää 12 senttiä kilowattitunnilta, joka on liian korkea.
4. On myös ehdotettu, että kuluttajien sähkölle määrättäisiin maksimihinnaksi 7 c/kWh, jonka yli menevän osuuden valtio maksasi, kun sähköyhtiö esittää asiasta laskun valtiolle. Tämänlainen malli on käytössä Norjassa.
5. Suomeen on tulossa sähkövähennys, joka esityksen mukaan sähkön käyttäjä voisi hakea verovähennystä, jos sähkön energiamaksut nousevat yli 2000 euroon alkutalvesta 2023. Vähennys koskee tammi-huhtikuun sähkölaskujen kokonaissummaa ja sitä haettaisiin vasta toukokuussa. Vähennyksen yläraja on 2400 euroa.
6. Ostetaan pörssisähköä ja käytetään sitä halpojen tuntien aikana. Varsinkin sähkölämmitystä voidaan ohjata halpojen tuntien ajalle esimerkiksi asentamalla sähkökeskukseen kellokytkin ja ohjausreleet. Esimerkiksi käyttöveden lämmitystä kannattaa tehdä talvella vain yöaikaan ja kesällä aurinkolämmitystaloissa päiväaikaan. Myös vesivaraajalla ja lattialämmityksellä olevia sähkölämmitystaloja voidaan ohjata ostamaan sähköä vain yöaikaan. Päivällä korkeimpien hintojen aikana voisi käyttää myös takkaa ja klapeja.
7. Omakotitalon tai kesämökin omistaja voi hankkia aurinkopaneeleita, joiden avulla sähköstä voidaan tehdä noin kolmannes aurinkoenergian avulla. Aurinkopaneelien tuottama sähkö maksaa noin 8-12 c/kWh ja se on yleensä ollut selvästi edullisempaa kuin ostosähkö ja sähkön siirto, jotka maksavat tänään noin 10 - 15 + 6 c/kWh eli yhteensä 16–21 c/kWh. (ks. Luku 7.3). Suomessa on noin 1,5 miljoonaa omakotitaloa ja kesämökkiä. Jos jokainen niistä tuottaisi 3000 kWh sähköä, sähkömäärä olisi 4,5 TWh ja paneelien yhteenlaskettu teho olisi noin 5000 MW.

8. Sähkön hintaan voi vaikuttaa myös ostamalla sähköä lyhyillä sopimuksilla, jos uskoo sähkön hinnan laskevan ja pitkällä, jos uskoo hinnan nousevan. Juuri tänään lokakuussa 2022 ollaan siinä tilanteessa, että sähkön hinnat ovat ennätyskorkealla (30–60 c/kWh).
9. Jos nyt joutuu tekemään uuden sopimuksen, uskoisin, että sähkön hinnat palaavat tasolle 5–6 c/kWh ja ostaisin pörssihinnalla. Pörssihinta on järkevä varsinkin silloin, kun pystyy siirtämään suurimman osan kulutuksesta yöajalle.

10. Suurin vaikutus olisi, jos Suomessa luovutaan kokonaan sähköpörssistä. Sähkön tuotannon omakustannushinta on noin 45 €/MWh. Sitä myydään sähkömarkkinoilla hinnalla 210 €/MWh. Voitot jäävät pääasiassa sähköntuottajien taskuihin. Tämä raha tulisi palauttaa takaisin sähkön ostajille, jos neljännesvuoden osatilinpäätös osoittaa, että sähköyhtiön voitot ovat kasvaneet suurimmiksi kuin 10 % sähköenergiamyynnin liikevaihdosta.

Energian hintojen nousun vaikutuksia

Polttoaineiden hinnat ovat nousseet huomattavasti. Öljyn hinta on noussut noin 50 %, Hiilen hinta noin 300 % ja kaasun hinta jopa 400 %. Lisäksi CO₂-päästöoikeuden hinta on noussut noin kolminkertaiseksi. Tämä on tarkoittanut, että sähkön hinta on kohonnut noin kaksinkertaiseksi vuoden 2021 alun hinnoista. Sähköstä saatetaan kuitenkin periä jopa 5 – 10-kertainen hinta aiempiin hintoihin verrattuna.

Energian hintojen nousu on nostanut myös ruuan hintaa noin 20 % ja kuluttajan hintaindeksiä keskimäärin noin 8 prosenttia. Hintojen nousuun on reagoinut myös EU:n pankit, jonka takia korot ovat nousseet nolasta noin kolmeen prosenttiin. Edellisten energiakriisien takia hintojen nousu on aiheuttanut bruttokansantuotteen kasvun pysähtymisen kahdeksi – kolmeksi vuodeksi.

Hintojen nousun kohdistuminen sähköön voimakkaimmin kuin öljyyn tarkoittaa, että siirtyminen sähköstä öljyyn hidastuu. Samalla hidastuu myös CO₂-päästöjen väheneminen, koska öljyssä (275 g/kWh) on viisi kertaa enemmän CO₂-päästöjä kuin sähkössä (50 g/kWh). Öljylämmittäjät eivät maksa CO₂-päästöoikeuksista, mutta Suomen sähkönostajat joutuvat maksamaan myös Saksan CO₂-päästöistä, koska Saksassa sähköä tehdään vieläkin kivihiilellä ja siellä syntyy CO₂-päästöjä noin 360 g/kWh.

Sähkön ja lämmön CO₂-maksuja voitaisiin pienentää, jos kivihiili voitaisiin korvata turpeella. Tämä voisi olla mahdollista, jos turve määritellään biopolttoaineeksi. Eduskunnan käsittelyssä on parhaillaan kansalaisaloite, jossa tämä aiemmin arvalla tehty päätös voitaisiin muuttaa turvetta suosivaksi. Suomi ampui sillä päätöksellä omaa jalkaansa. Nyt olisi kohtuullista, että turpeen käytön verottomaksi määräksi vahvistettaisiin 40 miljoonaa kuutiota, jonka verran turvetta muodostuu joka vuosi.

10.4 Tehovaje 2024

Vuoden 2023 tammikuussa tehoa on arvioiden mukaan 9600 MW, mutta kulutushuippu on noin 14.400 MW ja tehovaje on noin 4.800 MW. Uutta kapasiteettiä ei enää ennätetä rakentamaan. Ainoa, mitä voidaan tehdä, on leikata kulutusta esimerkiksi kiertävillä sähkökatkoilla.

Talvi 2024 on myös pian edessä. Siihen mennessä tehoa voidaan myös rakentaa ja Olkiluoto 3 on käynnissä kuten myös noin 1300 MW kaasuvoimaa, jota tuskin saa kaasua tammikuussa 2023. Huippukulutus 2024 on noin 15.100 MW, josta 12.910 MW kattavat olemassa olevat laitokset ja vajausta on 2200 MW (Taulussa 19.4.1).

Taulu 19.4.1 Varatehon tarpeen arviointi, kun toimitusvarmuus on 90 % (liite 4). Puuttuva teho merkitty harmaalla taustavärillä.

Voimalat 2024	Luku- määrä	teho MW	Teho yhteensä	Varavoiman tarve			Yhteensä MW
				kpl	MW	%	
Lämpövoimalat							
20 MW	103	20	2 060	8	160	8 %	2 220
100 MW	30	100	3 000	4	400	13 %	3 400
200 MW	13	200	2 600	2	400	15 %	3 000
670 MW	5	670	3 350	1	670	20 %	4 020
Yhteensä	151		11 010	15	1630	15 %	12 640
Olkiluoto 3	1	1600	1 600	1	740	46 %	2 340
Yhteensä	152		12 610		2 370	19 %	15 280
Tuulivoimalat		6000	300				300
Yhteensä			12 910		2 370		15 580
Tasaus	164	10	1 640	10	100	6 %	1 740
Yhteensä	151		14 550		2 470	17 %	12 940
Huippuvoimalat	55	10	550	4	40	7 %	590
Yhteensä			15 100		2 510	17 %	17 610
Puuttuva teho			2 190		2 510		4 700

Tuulivoiman tasausta varten tarvitaan 1640 MW ja terävintä huippua varten tarvitaan 550 MW eli yhteensä noin 2200 MW nopeasti käynnistyviä moottorivoimalaitoksia. Ne tulisi rakentaa kiireellisinä. Tuulivoiman tasausvoiman tarve on laskettu STYV:in mukaan olettaen tuulivoiman asennetuksi tehoksi 6000 MW, jolloin keskiteho on 2190 MW, josta 300 MW on käytettävissä huippukuorman aikana. Tasaustehoa tarvitaan $2190 - 300 = 1640$ MW, jotta tehoa saadaan koko ajan tarvittaessa keskitehon verran eli 2190 MW.

Sen lisäksi tarvitaan 2500 MW varavoimaa, joka on laskettu olettaen, että kunkin voimalan luotettavuus on 95 %. Varatehon määrä on laskettu kokoluokittain odottaen, että järjestelmän toimitusvarmuudeksi saadaan 90 % (Liite 4). Järjestelmässä on sähkötehoa 12.910 MW, mutta tehoa on 4.700 MW (27 %) vähemmän kuin tarve 17.610 MW.

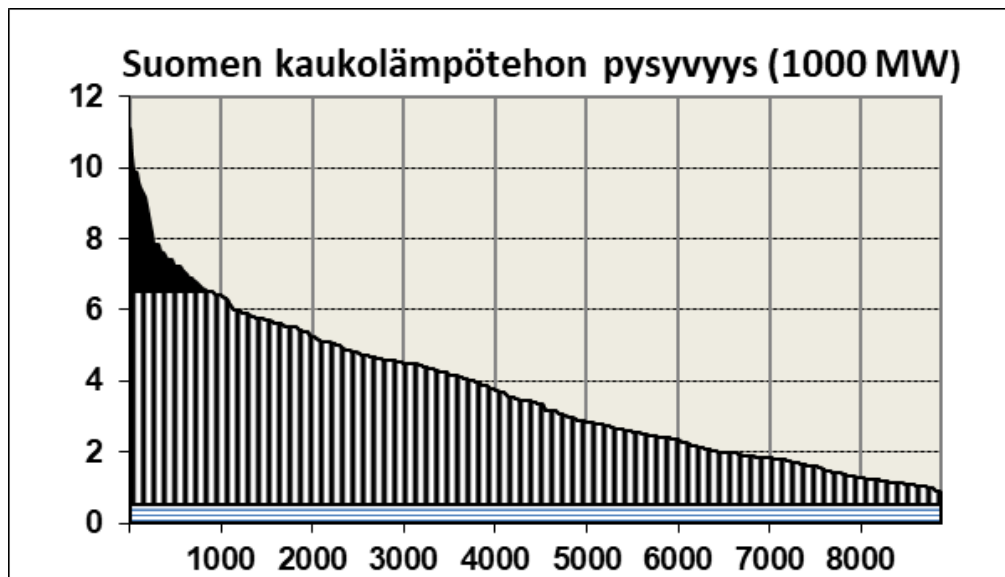
11 ENERGIANKULUTUKSEN LEIKKAAMINEN

11.1 Lämmitysenergia

Suomessa kului vuonna 2020 lämmitysenergiaa yhteensä noin 59 terawattituntia. Kaukolämpöä kului 33 TWh (osuus kulutuksesta 56 %), puuta 10 (17 %), sähköä 9 (15 %), lämpöpumppuenergiaa maasta tai ilmasta noin 6 (10 %), öljyä noin 2 TWh (3 %) ja muita energialähteitä noin 2 TWh (3 %).

Kaukolämmitys

Kaukolämpöä kuluu noin 33 TWh. Kun huipunkäyttöaika on noin 3000 tuntia, kaukolämmityksen huipputeho on noin 11.000 MW. Kaukolämmön tuotannon pohjalla ovat lämpöpumput (500 MW) tuottavat on noin 4 TWh. CHP-laitoksissa tuotetaan noin 27 TWh ja huippukattiloissa noin 2 TWh (Kuva 11.1.1). Kaukolämpötehosta noin puolet eli 5000 MW kannattaa tuottaa CHP-(Combined Heat and Power) voimalaitoksissa, joiden yhteinen sähköteho on tänään noin 3700 MW, josta 1300 MW on kaasuvoimaa.



Kuva 11.1.1 Kaukolämmön tuotannon jako lämpöpumpulaitoksille (vaakaviivat), CHP-voimaloissa (pystyviivat) ja huippukattiloille (tumma huippu).

Ilman kaasuvoimaa, eniten sähkötehoa on tänään Helsingissä 400 MW, Naantalissa 330 MW, Jyväskylässä 300 MW, Pietarsaareissa 280 MW, Lahdessa 250 MW, Oulussa 190 MW, Porissa 110 MW, Kuopiossa 100 MW ja Espoossa 80 MW eli yhteensä noin 2000 MW.

Kaukolämmön yhteydessä tuotettavaa kaasuvoimaa on vastaavasti eniten Helsingissä 660 MW, Tampereella 340 MW ja Espoossa 270 MW eli yhteensä noin 1300 MW. Tämän tehon tuottaminen voi jäädä epävarmaksi, koska Venäjä katkaisi kaasun tulon Suomeen kesällä 2022.

Kaasua saadaan mahdollisesti Inkooseen tuotavalla terminaalilaivalla, josta 500 mm putkella voidaan syöttää Suomen verkkoon noin 3000 MW, joka riittäisi noin 1300 MW sähkötehon tuottamiseen, mutta kaasusta menee merkittävä osa teollisuuden tarpeisiin.

Hiilivoimaa oli Helsingissä 380 MW, Naantalissa 120 MW ja Espoossa 80 MW eli yhteensä 580 MW. Näin puu-, jäte- tai turvevoimaa on noin 1400 MW. Hiilivoima poistuu tuotannosta viimeistään vuonna 2029, mutta sekä Espoossa että Helsingissä olevat hiilivoimalat aiotaan ottaa pois käytöstä viimeistään vuonna 2024. Voimalat voisi muuttaa myös öljylle ja käyttää huippukuormalaitoksina.

Puulämmitys

Energian käytön suhteen toiseksi yleisin on puulämmitys, joka on maatalojen yleisin lämmitystapa. Haketta saa lähes ilmaiseksi omasta metsästä harvennuspuuna. Maatiloilla on yleensä traktori, johon voi kytkeä haketuskoneen.

Myös monet sähkölämmitystalot omistavat takan. Niihin hankitut klapit maksava noin 80 euroa irtokuutiolta, jossa on 1000 kWh energiaa. Näin klapienergia maksaa noin 80 euroa megawattitunti. Kun takan hyötysuhde on 70 %, klapienergia maksaa noin 114 €/MWh. Takka kannattaa siis laittaa päälle ilman lämpöpumppua olevissa sähkölämmitystalossa ainakin silloin, kun sähkö maksaa enemmän kuin 12 senttiä kilowattitunnilta siirtomaksuineen.

Sähkölämmitys

Sähkö- ja lämpöpumppulämmitykseen kuluu vuodessa sähköä noin 12 TWh eli noin 14 % Suomen koko sähköntarpeesta (Luku 9.1). Kun lämmityksen huipunkäyttöaika on noin 3000 tuntia, lämmitystä varten tarvitsee varata sähkötehoa noin 4000 MW (27 % kulutuksen huipputehosta).

Tämä teho voitaisiin tuottaa lähes kokonaan kaukolämpövoimalaitoksissa, joiden yhteisteho voisi olla noin 3700 MW. Mutta kaukolämpövoimalaitosten sähkötehosta noin 1300 MW tuotetaan maakaasulla, jota tuskin on saatavilla talvella 2022–23 tarvittavaa määrää.

Sähkölämmityksen teho mitoitetaan yleensä siten, että sähköpattereista pitää löytyä sähkötehoa noin 20 W rakennuskuutiota kohti. Tyypillisessä 120 neliön omakotitalossa rakennuskuutioita on noin 400, jolloin tehoa tarvitaan noin 8 kilowattia eli noin 67 wattia per neliömetri. Tällöin lämpöä riittää myös noin -28 asteen pakkasella, johon asti lämmitysjärjestelmät yleensä mitoitetaan Suomessa.

Lämpöpumppulämmitys

Tänään nopeimmin kasvava lämmitysmuoto on lämpöpumppulämmitys, jotka perustuvat maalämpö-, ilmalämpö-, ilmavesilämpö- ja poistoilmalämpöpumppuihin. Niistä maalämpöpumput ovat tehokkaimmat ja voivat tuottaa kaiken tarvittavan lämmön pientaloissa ja kerrostaloissa.

Suomessa oli vuoden 2021 lopussa käytössä noin 1,25 miljoonaa lämpöpumppua, joista maalämpöpumppuja oli noin 170.000, poistoilmalämpöpumppuja noin 40.000, ilmavesilämpöpumppuja noin 50.000 ja ilmalämpöpumppuja noin miljoona kappaletta (Lähde: Tilastot 2021, Sulpu).

Lämpöpumppujen avulla saadaan lämpöenergiaa maasta ja ilmasta noin 6 TWh. Kun siihen lisätään lämpöpumppujen tarvitsema sähkö 3 TWh, lämpöpumppujen voidaan arvioida tuottavan lämpöenergiaa yhteensä noin 9 TWh. Se olisi yhtä paljon kuin sähkölämmityksessä, mutta se sisältää myös lämpöpumppujen tarvitseman sähkön (3 TWh).

Lämpöpumppuja toimitettiin vuonna 2021 noin 129 MW tehon edestä. Kasvu edelliseen vuoteen verrattuna oli 27 %. Kasvu on nyt selvästi nopeampaa kuin kaukolämpötehon kasvu, joka on jäänyt alle 100 MW tehoon vuodessa. Näin on odotettavissa, että lämpöpumput lähestyvät nopeasti myös kaukolämmön tuotantoa ja nostavat joka vuosi markkinaosuutta nykyisestä noin 15 prosentista kohti 30 prosenttia seuraavien 15 vuoden aikana.

Maalämpöpumppujen ongelmana on mitoitustilasto, joka on noin -20 astetta. Niiden teho riittää vain siihen asti ja sitä kylmemmillä ilmoilla lämmitys siirtyy niihin asennettuihin sähkövastuksiin. Myös ilmalämpöpumppujen teho putoaa puoleen, kun pakkasta on -20 astetta.

11.2 Energiansäästökeinoja

1) Asuintalojen lämpöenergian säästö

Helppointa on aloittaa energian säästö lämmityksestä, johon kuluu energiaa noin 47 TWh vuodessa, josta 17 TWh on kaukolämpöä, 18 TWh on sähkö- tai lämpöpumppulämpöä ja 12 TWh muuta lämpöä.

Kaukolämpö maksaa keskimäärin noin 100 euroa megawattitunnilta, joten siihen kuluu vuodessa rahaa yhteensä noin 1,7 miljardia euroa.

Nyt sähköstä voi joutua maksamaan 200 euroa megawattitunnilta, joten sähkö- ja lämpöpumpputalojen lämmitys (18 TWh) kuluttaa sähköä noin 12 TWh vuodessa ja maksaa noin 2,4 miljardia euroa. Normaalitylanteissa sähkö maksaa noin 100 €/MWh ja tähän kuluu rahaa noin 1,2 miljardia euroa.

Jos muut lämmitystavat (12 TWh) maksavat 120 €/MWh, niin niistä tulee kustannuksia 1,4 miljardia. Koko Suomen lämmitys voisi maksaa vuonna 2023 noin 5,5 miljardia euroa yhteensä eli keskimäärin noin 117 euroa megawattitunnilta. Kustannukset olisivat noin 1000 euroa jokaista suomalaista kohti laskettuna.

Energiansäästön tutkiminen kannattaa aloittaa selvittämällä aluksi, mihin asuntojen lämmitysenergia kuluu. Kun tutkii 70-luvulla rakennettuja kerrostaloja, niin niissä kulutus jakautuu siten, että 20 % energiasta kului käyttöveden lämmitykseen ja 80 % talon lämmitykseen. Noin 40 % lämmitysenergiasta kuluu huoneistoista pois puhallettavan ilman lämmitykseen. Loput 40 % kului johtumiseen ikkunoista 20 %, seinistä 10 % ja katosta ja perustuksista 10 %.

Vanhoissa 1970-luvun kerrostaloissa lämpöä kuluu noin 50–70 kWh/m³. 2000-luvun alun taloissa lämpöä kului noin 30–40 kWh/m³. Uusissa 2010-luvun taloissa lämpöä kului enää vain noin 20–30 kWh/m³, koska uudet talot on varustettu lämmön talteenotolla ja lattialämmityksellä sekä eristystaso on parempi.

2) Ilmanvaihdon säätö

Yleensä 1970-luvun asunnoissa ilmanvirrat mitoitettiin hyvin suuriksi, jotta saatiin estää kaksinkertaisia ikkunoita huurtumasta. Helpoin keino säästää lämpöä oli pienentää ilmapirta puoleen, jolloin pystyttiin helposti säästämään 20–30 % lämmityksen energiasta. Tällöin lämmönkulutus laski noin 65 kilowattitunnista rakennuskuutiolta arvoon 52 kWh/Rm³vuodessa.

Jos moottorit olivat vain yksinopeuksisia, helpoin tapa oli hankkia niitä varten taajuusmuuttaja tehdä sille ohjauskeskus. Teimme tällaisen ohjauksen Soukassa olevaan kerrostaloomme vuonna 1979. Järjestelmä maksoi noin 11.000 markkaa (6400 € nykyrahassa) ja se sai aikaan niin suuren säästön, että joulukuun vuokra voitiin palauttaa asukkaille. Lämmönkulutus oli laskenut noin 30 % arvosta 70 kWh arvoon 50 kWh rakennuskuutiolta vuodessa.

Monet muutkin Soukan taloyhtiöt halusivat samanlaisen järjestelmän. Perustimme yhtiön (Ekoenergo Oy), joka alkoi sitten myydä näitä laitteita kaikille halukkaille taloyhtiöille aina Porvooseen asti. Suunnittelimme ohjauskeskuksen, jonka hyväksyttiin Sähkötarkastuslaitoksella.

Monissa taloissa oli kaksinopeuksiset huippuimurit, joten niille piti rakentaa ohjauskeskus, joka esimerkiksi pitivät täyttä tehoa päällä vain suihkujen aikaan aamulla ja ruokailun aikaan 17–19 välillä. Muutamalle taloyhtiöille toimitimme myös kaksinopeuksisen ohjauskeskuksen, joka oli myös lisensioitu Sähkötarkastuslaitoksella.

Kolmas asia oli ikkunoiden tiivistäminen niin, että ilma tuli asuntoon sisäikkunan yläosaan jätetystä noin 20 senttimetrin osasta, jossa ei ollut tiivistä. Ulkoikkunan alaosaan jätettiin myös noin 20 senttimetrin kaistale tiivistämättä, jolloin ilma kulki ikkunoiden välissä alhaalta ylös ja lämpeni matkalla. Hankimme tiivistet taloyhtiön laskuun ja jaoimme ne ihmisille tarpeen mukaan.

Uusissa taloissa on yleensä aina portaaton ilmapirran säätö. Tätä olisi helppo ohjelmoida niin, että pakkasen laskiessa alle nollaan, niin ilmapirta pienennetään sitä enemmän, mitä alemmas lämpötila laskee. Omakotitaloissa on usein myös ilmastoinnin kotona/poissa-kytkin, jota voi käyttää energian säätöön, kun lämpötila laskee alle nollan.

3) Lämpötilan säätö

Seuraavaksi tilasimme kerrostaloomme Danfossin termostaattiset patteriventtiilit, joissa oli lämpötilan rajoitus, että lämpötila nousi korkeintaan 21 asteeseen. Niissä oli erillinen lämpötila-anturi, joka asennettiin jalkalistan yläreunaan.

Muutimme myös lämmönjakohuoneessa olevan säätäjän säätökäyrää siten, että menoveden lämpötila oli noin 60–70 asteessa, kun pakkasta oli 28 astetta ja 40 astetta, kun oltiin nollassa. Suljimme myös lämmityksen kesäajalla kesäkuusta elokuun loppuun.

Nämä kaikki toimenpiteet vaikuttivat siihen, että lämmönkulutus laski lopulta noin 45 kilowattituntiin rakennuskuutiolta. Talostamme tuli vuonna 1981 vähiten kaukolämpöä kuluttava talo koko Soukassa.

4) Ikkunoiden vaihto

1970-luvulla ikkunat olivat kaksilasisia ja niiden U-arvo oli luokkaa 2,7 (J/m²/K). Toisin sanoen ne läpäisivät lämpöä 2,7-kertaa enemmän kuin modernin matalaenergiatalon ikkunat, joiden U-arvo on 1,0. Jos asunnon ikkunoiden pinta-ala oli 10 neliömetriä, lämpöä katosi niiden kautta noin 10 m² x 2,7 x 4000 astepäivää x 24 h / 1000 eli 2590 kWh vuodessa. Jos ikkunat olivat kolmilasiset, U-arvo oli 2,0 ja lämpöä häviää 1920 kWh vuodessa ja jos U-arvo oli 1,0 lämpöä katosi 960 kWh vuodessa.

Itse vaihdatimme kolmikerroksiset tavalliset lasit (7,3 m²) mökillämme kolmikerroksisiin selektiivisiin lämpölaseihin, jolloin ikkunoiden lämmönhukka puolittui ja oli enää noin 820 kWh vuodessa. Näin lämmönkulutus laski 8200:sta noin 7380 kilowattituntiin eli laski noin kymmenen prosenttia. Kun vielä saamme 3140 kWh aurinkopaneeleilla, niin odotan, että nettokulutus on enää 5060 kWh vuodessa (51 kWh/m²) eli säästö on noin 38 prosenttia yhteensä näiden kahden toimenpiteen ansiosta. Aurinkoenergiasta kerrotaan tarkemmin luvussa 7.

5) Hukkalämmön talteenotto

Edellä olevat säästöt ovat pieniä verrattuna siihen, mitä voidaan tehdä kaukolämmön hankinnassa. Loviisassa on kaksi 500 MW:n voimalaa, joiden kummankin reaktorin teho on 1500 megawattia. Hukkalämpöä syntyy siis 2 x 1000 eli 2000 MW koko talven ajan.

Tämä hukkalämpö voidaan muuttaa noin 700 miljoonan euron investoinnilla lämmittämään Helsinkiä noin 1500 MW teholla. Se on noin 60 % Helsingin tarvitseman 2500 MW:n kaukolämmön huipputehosta. Sen avulla voidaan tuottaa ydinkaukolämpöä noin 7200 gigawattituntia, joka on noin 96 % kaukolämmön tarvitsemasta noin 7500 gigawattitunnin energiantarpeesta.

Samalla myös Helenin kaukolämpövoimalat voidaan poistaa käytöstä tai siirtää reservilaitoksiksi. Näin ydinkaukolämmön ansiosta Helsingin sähkön- ja lämmöntuotannon CO₂-päästöt laskevat noin 3,2 miljoonasta tonnista noin 0,2 miljoonaan tonniin. Kuitenkin sähkön myynti vähenee noin $7,2/3 = 2,4$ TWh ja sama määrä sähköä aiheuttaa noin 0,12 Mt CO₂-päästön.

Laskimme myös, mitä kaukolämpö maksaisi vuonna 2030. Arvioimme, että ydinkaukolämmön tuottaminen Loviisassa maksaisi noin 12,5 euroa megawattitunnilta ja sen siirtäminen Helsinkiin noin 10 euroa megawattitunnilta. Yhteensä Helsinkiin siirrettynä kaukolämmölle tulee hintaa 22,5 €/MWh.

Se on huomattavasti vähemmän, mitä maksaa kaukolämmön tuottaminen hakeella esimerkiksi Turussa, jossa tilinpäätösten mukaan Turun Seudun Energia (TSE) myy Naantalissa tuotettua hakekaukolämpöä Turulle ja sen naapurikunnille vuonna 2021 hinnalla 48 €/MWh.

On aika erikoista, että Helsinki tai Heli eivät ole kiinnostuneet jätelämmöstä, joka maksaa noin puolet Turun seudun hakelämmöstä. Sen sijaan he suunnittelevat kaukolämmön tekemistä lähes nolla-asteisesta merivedestä. Suunnilleen samalla investoinnilla saisi kuumaa vettä Loviisasta.

6) Sähkölämmityksen aikaohjaus

Suurista miljardin luokan investoinneista voidaan siirtyä halpoihin ohjaustekniikkaan liittyviin investointeihin, joita voidaan toteuttaa sähkökeskuksiin asennettavien kellokytkimien avulla. Jokaisessa sähkölämmitteisessä talossa on vesivaraaja, jota lämmitetään sähköllä jatkuvasti termostattiohjattuna kolmivaiheisella virralla.

Vesivaraajat kuluttavat sähköä noin 3 TWh vuodessa. Varaajat kuluttavat keskimäärin sähkötehoa on noin 350 MW (3.000.000 MWh / 8760 h), jota voidaan katkoa vaikka 14 tunniksi (klo 6–24) päivittäin. Kaikki varaajat pystytään varaamaan kello 0:00 – 6:00 välillä, jolloin niiden tarvitsema keskiteho on 1370 MW (3.000.000 MWh / 2190 h). Lämpimän veden käyttö on suurinta aamutunteina ja silloin energiaa voi kulua jopa kahden tunnin aikana puolet päiväkulutuksesta eli 2000 MW (1.500.000 MWh / 740 h)

Jos sähkökeskukseen asennetaan kellokytkin, joka ohjaa tätä virtaa kellon mukaan siten, että lämmitys alkaa kello 1:00 ja pysähtyy kello 5:00, sähköä saa huomattavasti halvemmalla kuin päiväaikaan. Vastaavasti, jos talossa on aurinkopaneelit, niin lämminvesivaraajan lämmitys voidaan ohjata antamaan virtaa kesällä esimerkiksi kello 10–15 välillä. Silloin sähköä syntyy yleensä enemmän kuin talossa tarvitaan.

Kellokytkintä voi käyttää myös ohjaamaan kesämökkien sähköpattereiden lämmitystä esimerkiksi siten, että lämmitys alkaa perjantaina kello 0:00 ja sulkeutuu kello 20:00. Silloin kesämökki on lämmin, kun sinne saavutaan kello 18–20 välillä. Lämpö nousee noin asteen tunnissa ja on 18–22 astetta illalla sinne saavuttua.

Sähkölämmitystaloissa on myös kotona/poissa-kytkin, jonka avulla lämmityksen asetusarvo voidaan laskea poissa-asentoon, kun kotona ei olla. Samaa kytkintä voi myös käyttää laskemaan huoneiden lämpöä, jos Suomessa sähkö on erityisen kallista tai jos Fingrid varoittaa sähköpulasta. Uusissa talossa kotona/poissa-kytkimen avulla voidaan ohjata myös ilmanvaihtoa. Ilmanvaihdon voi laittaa poissa-asentoon myös, kun lämpötila laskee alle nollan.

7) Lämmityksen kauko-ohjaus

Edellä mainitut ohjaustoiminnot voidaan toteuttaa myös kauko-ohjauksella. Esimerkiksi paikallinen sähkönsiirtoyhtiö voisi varustaa oman alueensa talot lämmityksen ja käyttöveden lämmittimet releille, joihin saadaan GSM-ohjaus kaukoluettavista kilowattituntimittareista. Lämmitys voitaisiin kytkeä pois sähköpulan sattuessa tai esimerkiksi sähkönn hinnan noustua sovitun hinnan yläpuolelle.

Sähkökeskuksissa olevia laitteita voidaan ohjata myös kotoa GSM-releillä ja saada sama vaikutus kuin käsin ohjauksessa. Laitteita voidaan ohjata myös Wifi-verkon kautta. Esimerkiksi uudet ilmalämpöpumput on varustettu Wifi-ohjauksella. Silloin voi esimerkiksi käynnistää kesämökin lämmitys muutama tunti ennen mökille saapumista.

8) Lämmitys klapeilla

Aika monella on takka, jota voi lämmittää puilla. Koivuklapit maksoivat kesällä 2022 noin 80–90 euroa irtokuutiolta, jossa on energiaa noin 1000 kWh. Jos takan hyötysuhde on noin 70 %, klapi­lämmitys tulee maksamaan noin 11–13 senttiä kilowattitunnilta.

Jos suorasähkölämmitteisessä talossa sähkö maksaa enemmän kuin 11–13 senttiä, takkaa kannattaa polttaa. Jos taas talossa on ilmalämpöpumppu toiminnassa, niin se lämpökerroin on noin 3,0, jolloin takkaa kannattaa lämmittää vasta kun sähkö maksaa noin 30–40 senttiä kilowattitunnilta.

Yleensä ulkona on lämpimämpää kuin -10 astetta, mutta alle -10 asteen lämpötilassa lämpökerroin voi jäädä alle kahden. Silloin klapi­lämmityksen käyttö kannattaa, jos sähkönn hinta on yli 15–25 senttiä kilowattitunnilta. Jos lämpöpumppu on mitoitettu -20 asteen lämpötilalle, lisälämpö tulee sähkövastuksesta, jolloin marginaalikustannus on jälleen 11–13 senttiä kilowattitunnilta.

Mökkikäytössä klapeilla voi myös nopeasti lämmittää tilat kymmenestä asteesta kahteenkymmeneen kahdessa tunnissa, jos takka on suunniteltu oikein. Meidän mökin takka on varustettu takkasydämellä, jonka alkaa antaa lämpöä säteilemällä lasiluukun kautta heti ja parin minuutin päästä ilma alkaa kiertää takan lasiluukun yläreunasta huoneeseen, kun se lämpiää ensin takkasydämen vaipassa. Noin tunnin päästä alkaa takan tiilistä tehty ulkovaippa alkaa myös lämpöä. Noin 500 tiilen lämpövarasto kestää yön yli.

9) Sähkön käytön ajoittaminen ja käytön harventaminen

Jos sähkökäyttöisten laitteiden käytön siirtää halvempiin aamutunteihin, voi säästää sähkönn hankintakustannuksissa, jos sähkönn ostaa pörssisähkönnä. Meillä on pörssisähkönn sidottu tuulisähkösopimus, joten laitan tiskikoneen päälle yleensä kuuden maissa, heti kun olen aamulla noussut. Ennen käytimme astianpesukonetta kerran päivässä, mutta nyt vain joka toinen tai kolmas päivä, jolloin myös sähköä kuluu vähemmän.

Sama asia koskee pyykinpesua, jota voi harventaa pesemällä täysii koneellisia ja käynnistämällä koneet aamutunteina. Jos vielä laittaa lakanat ulos kuivumaan, sähköä ei kulu kuivaamiseen lainkaan.

10) Laitteiden vaihtaminen tehokkaampiin

Ensin kannattaa selvittää, kuinka paljon asunnossa kuluu sähköä. Tyypilliset kulutusluvut kerrostalo- ja rivitaloasunnoista löytyvät Taulusta 11.2.1 (Lähde: Kotitalouksien sähkönkäyttö 2006, Adato)

Taulu 11.2.1 Kerrostalo- ja rivitaloasunnon sähkönkulutus (kWh/a).

Kerrostaloasunnon sähkönkulutus (kWh/a)				Rivitalo (kWh/a)	
Pinta-ala	45	75	120	75	90
Kylmämälaitteet	450	450	850	450	800
Ruuanvalmistus	200	600	755	470	600
Pyykinpesu	190	150	420	120	170
Viihde	585	550	550	330	1000
Kiuas	150	150	1000	580	730
Valaistus ja muut	375	800	1525	900	1500
Yhteensä	1950	2700	5100	2850	4800
kWh/m ²	43	36	43	38	53

Nykyaikaiset laitteet ovat kuluttavat huomattavasti vähemmän sähköä kuin vanhat. Esimerkiksi **LED-lamput** kuluttavat sähköä noin 70–80 % vähemmän kuin hehkulamput ja puolet siitä, mitä kuluttavat vanhat energiansäästölamput. Itse vaihdoin kaikki asuntojen lamput LED-lampuiksi jo vuonna 2010.

Toinen suuri energian kulutuskohde on ruuanvalmistus. Perinteinen sähköhellä alkoi lämmittämään ruokaa vasta, kun se oli ensin lämmittänyt liedon raudasta tehdyn paksun levyn. Nykyaikainen **induktioliesi** alkaa kattilan lämmittämisen heti, kun liesi on kytketty päälle. **Mikroaaltouuni** puolestaan lämmittää ruuan sitäkin nopeammin.

Sähkösaunan lämpötilaa voi säätää niin, että korkein lämpötila on esimerkiksi 70 astetta. Kannattaa mennä saunaan heti, kun tuo lämpötila on saavutettu. Kun poistuu löylyhuoneesta voi sammuttaa samalla kiukaan ja antaa lämmön poistua muuhun huoneistoon aukaisemalla saunan ovet.

Suihkun käyttöä voi myös rajoittaa muutamaan minuuttiin. Samalla veden ei tarvitse virrata maksiminopeudella. Myös kaikki vesihanat voi varustaa virtausrajoittimilla, jotka antavat pienemmän virtauksen.

Suurin säästö on aikaansaataavissa lämpöpumpuilla. Jos esimerkiksi öljylämmitys vaihdetaan **maalämpöön**, lämmönkulutus voi laskea noin 26.000 kilowattitunnista (20.000 öljyä + 6000 kWh sähköä) noin 11.000 kilowattituntiin eli noin 60 %. Sähkölämmitystalossa voi **ilmalämpöpumpulla** säästää 16.000 kilowattitunnista noin 13.000 kilowattituntiin eli noin 20 % talon kuluttamasta sähköstä

Suuria sähkönkuluttajia ovat myös **jääkaappi** ja **pakastin**. Niiden sähkönkulutusta on helppo mitata käyttämällä pistotulppaan liitettävää kWh-mittaria. Tulosta voidaan verrata uusien vastaavien laitteiden kulutukseen. Siitä voi arvioida, kannattaako laitteet vaihtaa uusiin ja energiatehokkaampiin. Uusien laitteiden tarroissa on arvio sähkönkulutuksesta.

Olemme keränneet Ekoenergossa kulutustiedot noin tuhannesta sähkönkuluttajasta, joita olen analysoidut tilastollisesti. Niihin kuuluvat eri lämmitystavoilla lämmitetyt

omakotitalot, rivitalot, kerrostalot, kesämökit ja maatilat. Jokainen voi verrata oman asuntonsa energiankulutusta muihin samanlaisella lämmitystavalla ja samaikäisiin taloihin Suomessa (Taulu 11.2.2). Tarkemmat tilastot löytyvät kirjastani ”*Energiankäyttäjän käsikirja 2013*”. Se on ladattavissa Ekoenergo Oy:n kotisivuilta kohdasta www.ekoenergo.fi/page5.php.

Taulu 11.2.2 Asuintalojen sähkönkulutus (Lähde: Energiankäyttäjän käsikirja 2013, Ekoenergo Oy)

Rakennusvuosi Lämmitystapa	< 1970 kWh	1970-79 kWh	1980-89 kWh	1990-99 kWh	2000-09 kWh	Keskiarvo kWh
Omakotitalot 120 m²						
Suora sähkölämmitys	16 600	17 700	15 600	15 900	16 000	16 300
Varaava sähkölämmitys	21 400	21 200	19 400	19 800	17 100	19 800
Lämpöpumppulämmitys				11 000	11 200	11 100
Puulämmitys	10 500	8 000	8 000	9 400	9 300	9 100
Öljylämmitys	5 800	5 800	6 200	6 000	5 800	5 900
Kaukolämmitys		6 800	6 800	7 400	7 400	7 200
Rivitalot 120 m²						
Suora sähkölämmitys	19 200	19 200	17 800	20 700	20 300	19 400
Kaukolämmitys	5 300	5 300	5 800	5 800	8 400	6 100
Kerrostalot kaukolämpö						
30 m ²		1 640	1 670	1 840	2 100	1 480
60 m ²		2 700	2 700	3 000	3 400	3 000
90 m ²		3 300	3 300	3 700	4 100	3 600
120 m ²		4 100	4 200	4 600	5 200	4 500
Kesämökit sähkölämmitys						
30 m ²			2 300	4 000	3 800	3 340
60 m ²			5 000	8 100	7 800	7 000
90 m ²			7 200	11 700	11 200	10 000
120 m ²			9 800	15 600	14 900	13 400
Maatilat puulämmitys						
60 m ²						11 900
90 m ²						17 100
120 m ²						24 000
150 m ²						31 000

11.3 Sähkökatkojen estäminen

Kapasiteettitilanne

Nyt on nähtävissä, että on edessä ainakin kymmenen kriittistä talvea, jolloin sähköä voidaan joutua säännöstelemään kiertävien sähkökatkojen avulla. Kukaan ei rakenna enää säävarmaa kapasiteettia ja on pelättävissä, että noin säävarmaa hiilivoima- ja kaasuvoimakapasiteettia puretaan vuoteen 2030 mennessä. Sen vuoksi on nähtävissä, että voimalaitoskapasiteetti säilyy nykyisenä tai vähenee noin 1000 MW, jos sekä hiili- (1300 MW) että kaasuvoimalat (1300 MW) poistetaan käytöstä

Kapasiteettivajaus kasvaa nykyisestä noin 6000 megawatista noin 9000 megawattiin STYV:n ohjeiden mukaan laskettuna (Taulu 11.4.1). Vuoden 2023 tammikuun voimalaitoskapasiteetista ei vielä ole täyttä varmuutta. Siihen voi ehkä laskea 1600 MW tehoisen Olkiluoto 3- ydinvoimalan ja siitä voi ehkä poistaa saman verran kaasuvoimaa, koska kaasua ei ole saatavissa tai sen hinta on liian korkea, että sitä voidaan käyttää sähköntuotannossa. Nyt marraskuun alussa näyttää siltä, että Olkiluoto 3 ei ole käynnissä tammikuussa 2023, koska syöttövesipumput ovat vaurioituneet.

Taulu 11.4.1 Suomen tehotase vuosina 1984–2030.

Vuosi		1984	1995	2006	2016	2023	2030
Kapasiteetti	MW	10115	13340	13650	11560	10200	10000
Kulutushuippu	MW	8840	10140	13508	15015	14400	16600
Reservit	MW	1275	3200	142	-3455	-4200	-6600
Prosenttia huipusta	%	14 %	32 %	1 %	-23 %	-29 %	-40 %
Kapasiteetin kasvu	MW		3225	310	-2090	-1360	-200
Kulutushuipun kasvu	MW		1300	3368	1507	-615	2200
Arvioitu kapasiteetti	MW	10115	13340	13650	11560	10200	10000
Tarvittava teho STYV	MW	10078	11560	15399	17117	16416	18924
Ylijäämä	MW	37	1780	-1749	-5557	-6216	-8924

Vuoteen 2030 mennessä uutta säävarmaa kapasiteettia tulee 1600 MW Olkiluoto 3-voimalasta ja 300 MW tuulivoimasta. Koska käytöstä voi poistua noin 2600 MW hiili- ja kaasuvoimaa, niin voimalaitoskapasiteetti pysyy suunnilleen samana noin 10.000 MW tuntumassa. Kapasiteetti oli myös 10.000 MW vuonna 1984, kun STYV laati ohjeet kapasiteetin 14 % reservien tarpeesta.

STYV:n ohjeiden mukaan voimalaitoskapasiteettia pitäisi olla 14 % enemmän kuin huippukulutus eli 18.900 MW -25 asteen pakkasella. Tehoa on vain 10.000 MW, joten meillä on vuonna 2030 noin 8.900 MW vajaus sähkötehosta. Siitä osan voi kattaa tuonnilla.

Tehovaje kasvaa nykyisestä 6000 megawatista 9000 megawattiin vuonna 2030, joten sähkökatkoja tulee tästä lähtien joka vuosi, jos ei tehdä mitään. Sähkökatkoja voidaan estää vaikuttamalla huipputehon kulutukseen ja tuotantoon. Tässä tärkeimmät keinot tehopulan riskin pienentämiseksi:

1. Tuulivoiman tasausvoima

Tuulivoimaa on vuonna 2030 noin 11.400 MW, josta noin 5 % eli 570 MW on käytettävissä huippukulutuksen aikana. Jos halutaan, että minimiteho rajataan 30 prosenttiin, tuulivoiman tasaustehoa pitää hankkia 25 % huipputehosta eli 2850 MW. Varatehon tarve on 8 %, jolloin tehoa tulee rakentaa 3000 MW.

2. Tasaus-, huippu-, vara- ja säätövoimalat

Kulutuksen huipputeho on vuonna 2030 noin 16.600 MW. Siitä voidaan kattaa vesivoimalla 2000 MW, tuulivoimalla 560 MW, sen tasausvoimalla 3800 MW, ydinvoimalla 4400 MW, lämpövoimalla 4450 MW eli yhteensä 15.220 MW. Puuttuva teho 16.600–15.220 MW eli 1390 MW tulee kattaa huippuvoimalla.

Säätövoimaa tarvitaan 1600 MW Olkiluoto 3:n poisputoamisen aiheuttaman tehopulan kompensointiin ja 2300 MW muiden voimalaitosten vikaantumisen varalle. Varavoimaa tarvitaan 14 % 16.600 MW huipputehosta eli 2300 MW.

3. Tehotariffit

Sähkön kulutuksen lisäksi voidaan aloittaa laskuttaa kuluttajia myös pakkaspäivien aikaisesta huipputehosta tehomaksulla, joka vastaisi huippuvoiman tuotannon kapasiteettimaksuja. Huippuvoima maksaa noin 600 €/kW, josta tulee kapasiteettimaksuksi 426 €/kW/a eli 36 €/kW/kk. Tätä voitaisiin periä, jos kuluttajan ottama teho nousee suuremmaksi kuin vuosikulutus jaettuna 3000 tunnilla. Esimerkiksi 18.000 kWh kulutuksella tehomaksu alkaisi, jos kulutus ylittää 6 kW tunnin keskiarvona.

4. Kaksisuuntainen lataus

Uusimmat sähköautot pystyvät syöttämään sähköä verkkoon. Vuonna 2030 sähköautoja voisi olla miljoona. Jos puolet niistä pystyisi syöttämään verkkoon yhdeksän ampeerin latausteholla eli 2 kW, siitä saataisiin erittäin nopeaa säätövoimaa 1000 MW. Tarvittaessa sähköautolla voitaisiin kattaa helposti myös omakotitalon tai kesämökin koko sähkönkulutus usean tunnin ajaksi, jos verkkosähköt katkeavat

11.4 Varautuminen sähkökatkoihin

Meidän perheessä on koettu yksi 12 tunnin sähkökatko rivitaloasunnossa ja noin 10 tunnin sähkökatko mökillä, kun Tapani myrsky katkaisi sähköt noin kymmeneksi tunniksi. Rivitalossa oli takka yläkerrassa ja siellä huone pysyi lämpimänä koko yön, mutta alakerran vesiputket jäätyivät. Mökillä oli myös takka, jolla voitiin tehdä ruokaa ja lämmittää tiloja.

1. Lämmitys

Sähkökatkoja varten on hyvä olla varalla takka, koska lämpötila laskee noin asteen tunnissa kovalla pakkasella. Jos ei ole takkaa, niin kaikki ovet kannattaa laittaa kiinni ja siirtyä asumaan huoneeseen, jossa lämpö laskee hitaammin. Se voi olla esimerkiksi pieni makuuhuone. Myös hyvät villasukat ja villapaita auttavat. Nukkuminen sujuu myös vaikka lähellä nollaa, jos on hyvä makuupussi.

2. Valaistus

Valaistusta varten on hyvä olla taskulamppu, sähkökäyttöinen myrskylyhty tai patteri- tai akkukäyttöinen työmaavalaisin sekä riittävä määrä varaparistoja.

3. Kommunikointi

Kännykän latausta varten tarvitaan esimerkiksi 2–5 ampeeritunnin akkukäyttöinen laturi. Lamppuja ja patteriradiota varten tarvitaan muutamia varaparistoja. Pakastimen ja television voi pitää toiminnassa invertterikäyttöisen aggregaatin avulla.

4. Vesi ja jätevesi

Pitää myös muistaa, että vesijärjestelmä ja viemäri voivat lakata toimimasta, jos ei ole sähköä. Sitä varten vettä voi varata erilliseen ämpäriin heti, kun sähkökatko on alkamassa. Myöskään viemäreitä tai wc-pönttöjä ei saa käyttää, koska likavedet voivat tulla alempien huoneistojen vessoista sisään. Sen estämiseksi jätevedet ja ulosteet tulee laittaa kannelliseen likaämpäriin tai käyttää kannettavaa retkikäyttöön suunniteltua WC:tä (Portapotta).

5. Muutto maalle

Oma varautumissuunnitelmani on muuttaa kesämökille, koska siellä vesiputket voivat jäätyä. Mökillä on myös takka ja klapeja, joiden avulla lämpöä voi ylläpitää, vaikka koko talven. Siellä on myös hiiligrilli, jossa voi valmistaa ruokaa. On myös digitaalinen aggregaatti, jonka avulla sähköä voi tuottaa tarpeeksi jääkaappia, pakastinta ja televisiota varten. Mökillä myös vettä saadaan aggregaatin avulla suoraan vesijohdosta.

6. Ruuan laitto

Ruuan valmistus sujuu myös takassa, jos on tulenkestäviä astioita. Ruokaa voi valmistaa esimerkiksi camping-keittimessä, joka käy kaasulla. Olimme nuorina automatkajia Kleinbussilla ja valmistimme ruokaa tarvittaessa, vaikka metsätien varressa tai Pariisin Eiffel-tornin juurella.

7. Jäätyvä helvetti

Sähköjen pimenemisestä kertoo **Ilkka Remesin** kirja ”Jäätyvä helvetti”. Siinä kerrotaan tarinaa, jossa Venäjän vihreät miehet katkaisevat sähköt koko Suomesta. Kaukolämpö lakkaa myös Helsingistä ja talot jäätyvät. Ihmiset muuttuvat maalle, jossa useimmissa taloissa takka ja lämpöä voidaan ylläpitää ilman sähköä. Kirjan ilmestymisen jälkeen Suomessa on järjestetty useita harjoituksia nimellä ”Jäätyvä 2015” ja niin edelleen.

Syksyllä 2022 järjestettiin vastaava harjoitus Helsingissä. Siitä ei kerrottu mitään, mutta voidaan huomioida, että Helsinkiin voisi saada sähköä Wärtsilän Viroon toimittamasta Kiisan 260 MW dualfuel-laitoksesta, joka voi käynnistyä, vaikka koko Viro olisi pimeänä. Olisi hyvä, jos samanlainen laitos olisi esimerkiksi Inkoossa, Espoossa tai Helsingissä. Nyt voi kestää jopa vuorokauden ennen, kun sähköt saadaan Helsinkiin valtakunnallisen suurhäiriön jälkeen.

Lokakuussa 2022 Venäjä aloitti voimalaitosten ja sähkönsiirron muuntajien tuhoamisen iranilaisvalmisteisilla drooneilla Ukrainassa. Ukraina joutui tämän vuoksi leikkaamaan sähköjä kiertävillä sähkökatkoilla lokakuusta 2022 alkaen päivittäin. Tilanne pahenee entisestään, kun talvi tulee ja sähkönkulutus kasvaa eikä kaikille riitä sähköä. Nyt on nähtävissä, että Remeksen ennustama jäätyvä helvetti on toteumassa Ukrainassa.

Nyt olisi syytä myös Suomen päättäjien herätä ja alkaa hankkia tehoreservejä, jotta sähköjä ei aleta katkoa meilläkin. Paras tapa olisi, jos suurimpien kaupunkien lämmityslaitosten yhteyteen hankittaisiin noin 30 MW tehoisia dualfuel-moottorivoimalaitoksia, joiden avulla kaupunkien lämmitys ja vesihuolto voitaisiin hoitaa ilman valtakunnan verkosta saatavaa sähköä.

12 SÄHKÖMARKKINALAKIEN MUUTTAMINEN

12.1 Vanha lainsäädäntö

STYV84-Yhteiskäyttöohjeet

Vuonna 1984 laadittiin Sähköntuottajien Yhteistyövaltuuskunnassa STYV-84 Yhteiskäyttöohjeet, joissa kerrottiin kapasiteetin tarve ja sen jako sähköntuottajien kesken. Siinä sovittiin, että voimalaitoskapasiteettia pitää olla käytettävissä 14 % enemmän kuin kulutuksen huipputeho, kun pakkasta on -25 astetta.

Varatehon tarve voidaan arvioida voimalaitosten koon ja luotettavuuteen perustuen esimerkiksi seuraavasti. Voimalat jaetaan kokoluokittain, jolloin kunkin kokoluokan voimalaitosten lukumäärästä voidaan laskea niiden tuottama yhteisteho (Taulu 12.1.1). Olen tehnyt taulukot varavoimalaitosten tarpeesta kirjassani ”*Planning of Optimal Power Systems*”, jossa esitettyjä luotettavuustaulukoita olen käyttänyt Taulun 12.1.1 laskelmissa.

Taulu 12.1.1 Varatehon tarpeen laskeminen (Lähde: Liite 4).

Voimalan koko	Lukumäärä	teho MW	Yhteensä	Luotettavuus	Varavoiman tarve		
				%	kpl	MW	%
20 MW	100	20	2000	95 %	8	160	8 %
100 MW	20	100	2000	95 %	2	200	10 %
200 MW	10	200	2000	95 %	1	200	10 %
700 MW	4	700	2800	95 %	1	700	25 %
Yhteensä	134		8800		12	1260	14 %
Olkiluoto 3	1	1600	1600	90 %	1	1600	100 %
Yhteensä	135		10400		13	2860	28 %

Jos 20 MW tehoista laitoksia on 100 kappaletta, niiden yhteisteho on 2000 MW. Jos yhden yksikön luotettavuus on 95 % ja halutaan, että koko järjestelmän luotettavuus on 90 %, varavoimalaitoksia pitää olla varalla 8 kappaletta, jolloin varatehoa pitää olla 160 MW eli 8 % nimellistehosta.

Samalla tavalla voidaan laskea 100 MW, 200 MW ja 700 MW voimalaitosten varatehon tarpeet. Huomataan, että mitä vähemmän on voimalaitoksia, sitä enemmän tarvitaan varatehoa. Yhteensä 134 kappaleen järjestelmässä tehoa on 8800 MW ja varatehoa tarvitaan 1260 MW eli 14 % järjestelmän perustehosta.

Kuten taulukosta voidaan havaita 1600 MW ydinvoimala lisää varavoiman tarvetta 1600 MW. Kun se putoaa verkosta, niin myös säätövoimaa tarvitaan 1600 MW, että sen aiheuttaman 1600 MW vaje voidaan korvata. Jos 1600 MW varavoimalat käynnistyisivät viidessä minuutissa, se sopisi molempiin tarkoituksiin.

Vuonna 1984 havaittiin myös, että reservejä oli juuri tarvittava 14 % huippukulutuksesta (Taulu 12.1.2). Tilanne kehittyi siten, että vuonna 1995 reservejä oli vielä 32 %. Vuonna 2006 niitä oli enää yksi prosentti ja pelättiin, että Suomessa alkaa sähkön säännöstely. Vuonna 2023 kapasiteettia tulisi olla 16.400 MW (1,14 x 14.400 MW), mutta sitä on vain noin 10.000 MW. Vajausta oli noin 6400 MW. Vajaus kasvaa noin 9000 megawattiin vuoteen 2030 mennessä

Taulu 12.1.2 Voimalaitosreservit eri vuosina.

Vuosi		1984	1995	2006	2016	2023	2030
Kapasiteetti	MW	10115	13340	13650	11560	10000	10000
Kulutushuippu	MW	8840	10140	13508	15015	14400	16600
Reservit	MW	1275	3200	142	-3455	-4400	-6600
Prosenttia huipusta	%	14 %	32 %	1 %	-23 %	-31 %	-40 %
Kapasiteetin kasvu	MW		3225	310	-2090	-1560	0
Kulutushuipun kasvu	MW		1300	3368	1507	-615	2200
Arvioitu kapasiteetti	MW	10115	13340	13650	11560	10000	10000
Tarvittava teho STYV	MW	10078	11560	15399	17117	16416	18924
Ylijäämä	MW	37	1780	-1749	-5557	-6416	-8924

12.2 Vuoden 1995 sähkömarkkinalaki

Vuonna 1995 oli säädetty uusi Sähkömarkkinalaki, jossa tehontarvetta eikä siihen liittyvää tehovelvoitteita enää määriteltä. Laissa oli vielä valmisteluvaiheessa ollut pykälä, joissa tehoreservien tarve ja hankinta määriteltiin, mutta energiateollisuuden lobbauksen ansiosta tehoreservejä koskevat luvut poistettiin.

Sähköä sai ensin myydä ja ostaa keneltä tahansa lähinnä suurissa teollisuuskohteissa, mutta vähitellen myös kotitalouden pääsivät vapaiden markkinoiden piiriin ja alkoivat kilpailuttaa sähkön toimittajia. Sähkön hinta laski vuonna 1997 Modigenin sähkönhankinnan piirissä oleville teollisuusyrityksille noin 240 markasta megawattitunti (40 €/MWh) tasolle 120 mk/MWh (20 €/MWh). Sen päälle tuli siirtomaksu, joka oli noin 10 €/MWh, joten sähkö maksoi tehtaille noin 30 €/MWh eli 25 % vähemmän kilpailutuksen ansiosta.

Kilpailutuksen seurauksen sähköä alettiin myydä marginaalituottajien muuttuvien kustannusten perusteella. Yleensä kallein eli marginaalituottaja oli kivihiili, joka maksoi noin 8 €/MWh. Kun se jaettiin hyötysuhteella sähkön hinnaksi tuli $8/0,4 = 20$ €/MWh (120 mk/MWh). Se oli suunnilleen sama hinta, jonka IVO maksoi Venäjältä tuodusta sähköstä.

Samalla sähkön siirrosta jouduttiin maksamaan erikseen sähkönsiirtoyhtiölle. Siitä osa kului kantaverkkoyhtiö Fingridille ja suurempi osa paikallisen jakeluverkkoyhtiölle. Teollisuusasiakkaan sähkön siirto maksoi tyypillisesti 10 €/MWh, joten sähkön kokonaishinnaksi teollisuusyhtiölle tuli noin 30 €/MWh (180 mk/MWh) vuosien 1999–2000 välillä. Se oli noin 25 % halvempi hinta kuin ennen sähkömarkkinalakien laatimista.

Sähköenergiasta saatu hinta ei sisältänyt pääomansijoituksesta aiheutuvia kustannuksia, jotka hiililauhdevoimalla tuotettaessa olivat olleet noin 10 €/MWh (55 mk/MWh).

Kivihiilisähkön kokonaiskustannukset olivat noin 40 €/MWh (240 mk/MWh). Näin kivihiilisähkön tuottajalle oli saman tekevää, oliko voimala käytössä vai ei. Pääomakustannukset jäivät kattamatta.

Uutta kapasiteettia ei hiilivoiman muuttuvilla kustannuksilla (30 €/MWh) ei pystytty tuottamaan muilla sähköntuotantotavoilla kuin ydinvoimalla ja CHP-laitoksilla. Vuoden 2000 paikkeilla alkoi TVO:n Olkiluoto 3-projekti, jonka alkuvaiheessa arvioitiin, että sähköä pystyttäisiin tuottamaan hinnalla 20 €/MWh, joka olisi kolmanneksen edullisempaa kuin kivihiililauhdevoimalan muuttuvat kustannukset ja suunnilleen samanhintaista kuin yhdistetty sähköä ja lämpöä tuottavien laitosten kustannukset. Vielä vuonna 2002 arvioitiin, että uusi ydinvoimala maksasi 2000 €/kW, mutta Olkiluoto 3 tulikin maksamaan 3400 €/kW. Näin voimalan omakustannushinta nousi arvoon 48 €/MWh, kun sen piti olla alle 30 €/MWh.

Sähkömarkkinain seuraukset

Kuten Taulusta 12.1.2 voidaan todeta, vuosina 1995–2023 voimalaitosteho väheni noin 13.340 MW:sta noin 10.200 MW:iin eli noin 3100 MW. Vuosittaista väheneminen oli keskimäärin 110 MW vuodessa. Purkupäätöksen saivat yleensä kaikki voimalat, joiden muuttuvat kulut olivat yli 40 €/MWh.

Purkamisen kohteeksi joutuivat myös Inkoon 1000 MW hiilivoimala sekä Kristiinan 210 MW ja Tahkoluodon 235 MW hiilivoimalat. Niiden lisäksi Meriporin 560 MW tehoinen hiilivoimala siirrettiin tehoreserveiksi. Nyt on tehty päätös myös Salmisaaren (160 MW), Hanasaaren (220 MW) ja Suomenojan (80 MW) hiilivoimalaitosten poistamisesta käytöstä vuoden 2025 loppuun mennessä. Näin voimalaitosteho pienenee edelleen eikä uusia lämpövoimalaitoksia ole rakenteilla muuten kuin sellutehtaiden yhteyteen.

12.3 Tehoreservilaki 2007

Vuonna 2006 tuli yllättäen kylmä talvi ja tehon huippukulutus nousi hyvin lähelle voimalaitosten kokonaiskapasiteettia (13.650 MW) helmikuussa. Olin silloin Wärtsilän huippu- ja varavoimalaitosten markkinoinnista vastaava henkilö Wärtsilässä. Lähetin tässä ominaisuudessa silloiselle Kauppa- ja teollisuusministeri **Mauri Pekkariselle** varoituksen mahdollisesta sähköpulasta.

Hän pyysi tulemaan keskustelemaan asiasta ministeriöön, jolloin annoin hänelle samalla selvityksen, kuinka Wärtsilä voisi rakentaa Suomeen 12 kappaletta 50 MW tehoisia laitoksia eri kaupunkien ja teollisuuslaitosten yhteyteen eli yhteensä 600 MW. Selvitys ”*Varavoiman tarpeen ja laitosten rakentaminen 1984*” (katso viitteet) oli tehty yhdessä Huoltovarmuuskeskuksen ja Pohjolan Voiman asiantuntijoiden.

Ministeri Pekkarinen pyysi samalla Energiateollisuudelta ehdotusta, miten heidän mielestensä sähköpulaan tulisi varautua. Sieltä ei tullut esitystä ja ministeri laittoi Tehoreservilain valmistelun vireille. Laki tuli voimaan tammikuussa 2007 ja sen mukaan valtio voisi hankkia tehoreservejä 600 MW aivan samoin, miten *Varavoimaselvityksessä*

2004 oli ehdotettu. Tehoreservejä hankittiin kuitenkin vain vuodeksi kerrallaan, vaikka ehdotimme, että niitä hankittaisiin usean vuoden sopimuksilla.

Siitä asti niitä on hankittu joka vuosi noin 600 MW aina vuoteen 2021 asti aina vuodeksi kerrallaan. Kesällä 2022 Energiavirasto ei saanut kuin yhden tarjouksen Fortumilta 560 MW Meriporin laitoksesta, joka ei täyttänyt tarjouspyyntöjen ehtoja ja se hylättiin. Kaikki muut ennen tehoreserveiksi voimalaitoksia tarjonneet halusivat varmistaa oman energian saantinsa, jos sähkön hinnat nousisivat korkeuksiin.

Toinen syy oli, kun Aalto-yliopiston tutkijat olivat elokuussa 2022 laskeneet, että Meripori voisi laskea sähköpörssin hintoja noin 20 %, jos voimala olisi markkinoilla. Sen jälkeen Meriporin voimalaa alettiin vaatia markkinoille, jota vaati myös elinkeinoministeri **Mika Lintilä**. Tähän Fortum vastasi, että se ei ole mahdollista, kun voimalaitos vaatii kuukauden pituisen huollon.

Vaikutti siltä, että Fortumilla ei ollut kiinnostusta sähkön pörssihintojen laskemiseen. Tuntui siltä, että Fortum halusi vedättää sähkön hintoja korkeammaksi. Sehän tiedetään, että Fortumin voitot kasvavat, jos sähkön hinnat nousevat. Se oli purkanut vuonna 2018 Inkoon 1000 MW voimalan ilmeisesti samasta syystä. Fortumista oli kehittynyt käenpoikanen, joka ei ollut enää suomalaisten sähkönostajien asialla. Sille oli tärkeintä kasvattaa yhtiön voittoja ja nostaa pörssikursseja. Tähän palataan luvussa 13.1 *Ongelmalliset sähköyhtiöt*.

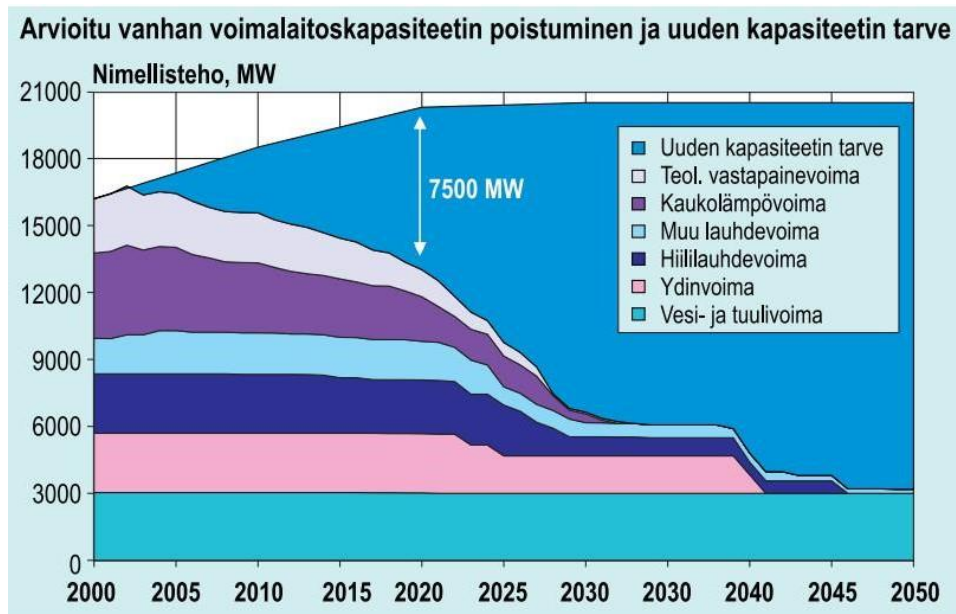
VTT:n Energy Visions v. 2001

Suomessa tulisi olla laitos tai toimija, joka ennustaisi tehontarpeen seuraavat 15 vuotta eteenpäin, joka on minimiaika ydinvoimalan rakentamiselle. VTT ennusti vuonna 2001 painetussa kirjassaan ”**Energy Visions 2030**”, että vuonna 2020 sähkötehoa tarvittaisiin noin 20.000 MW, mutta sitä olisi vain noin 12.500 MW (Kuva 12.3.1).

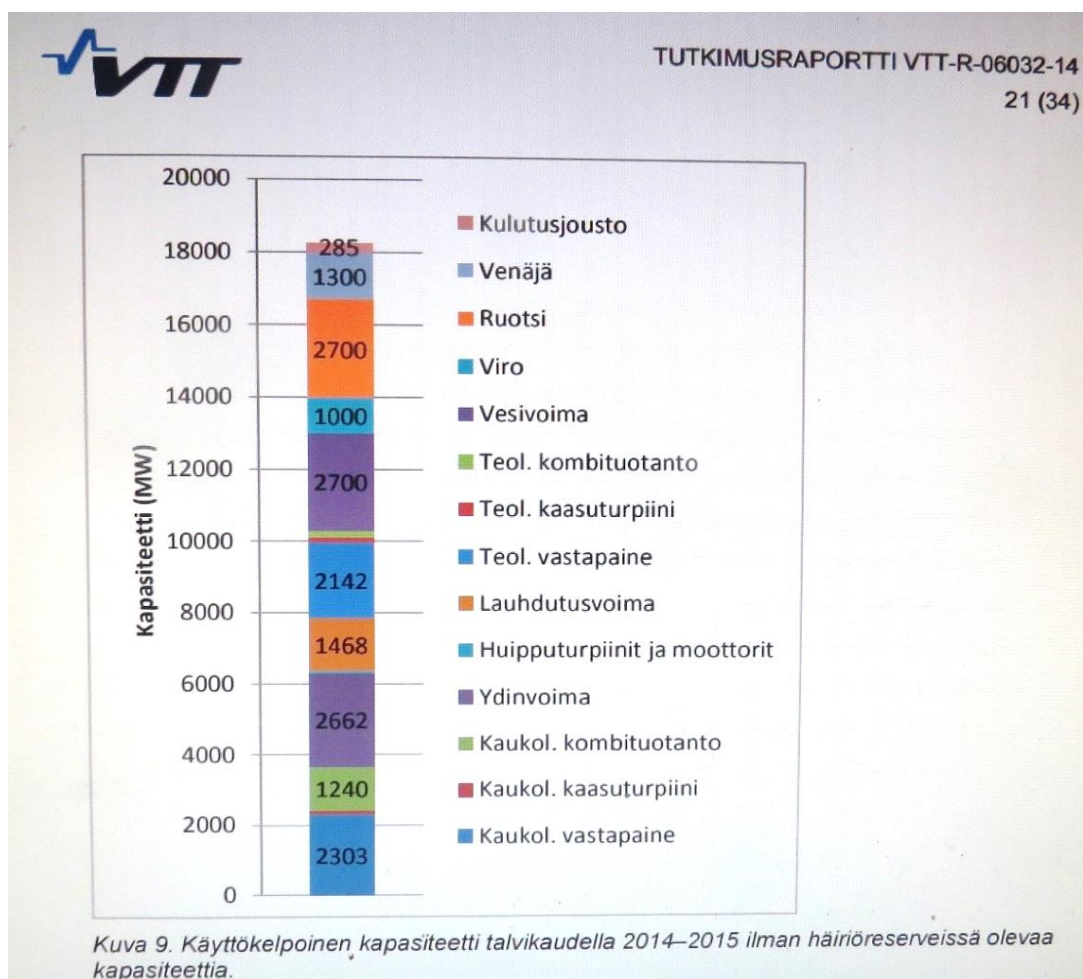
Kuvan mukaan vuonna 2020 olisi noin 7500 MW tehovaje. Siinä kuitenkin sähkötehon tarve ei toteutunut. Nyt Fingrid arvioi huippukulutuksen maksimiarvoksi 14.400 MW. STYV:in säännöillä kapasiteettia pitäisi olla 14 % reservissä, jolloin voimalaitoskapasiteettia tulisi olla 16.400 MW. Ero VTT:n ennusteeseen verrattuna olisi noin 3600 MW. Harva pystyi ennustamaan, että vuoden 2009 pankkikriisin jälkeen talous polkee Suomessa paikallaan ja sähkön kulutuksen kasvu pysähtyy.

VTT:n vuoden 2013 ennuste

Vuonna 2013 VTT teki ilmeisesti uusimman ennusteensa voimalakapasiteetista (Kuva 12.3.2). Sen mukaan kaukolämpövoimaa oli 3540 MW, ydinvoimaa 2660 MW, lauhdutusvoimaa 1470 MW, teollisuuden vastapainevoimaa 2140 MW ja vesivoimaa 2700 MW. Näistä tulee kapasiteettia yhteensä 12.510 MW. Koska Inkoo on purettu, kapasiteettia onkin nyt 11.500 MW. Pitää vielä muistaa, että kapasiteetista perustuu 1300 MW kaasuvoimaan, jota ei voida käyttää, jos kaasua ei ole saatavissa. Näin realistinen arvio talven 2022/23 voimalaitoskapasiteetista on 10.000 MW.



Kuva 12.3.1 Kapasiteetin tarve (VTT Energy Visions, 2001).



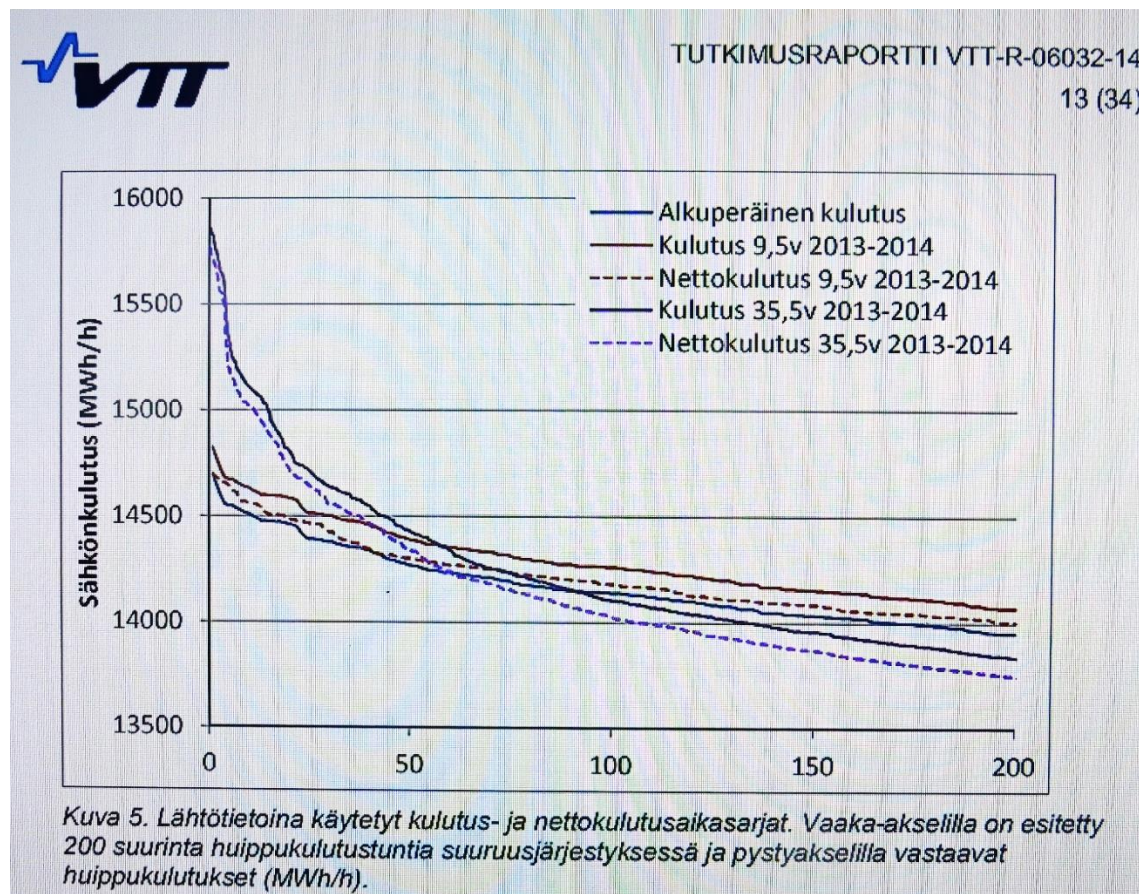
Kuva 12.3.2 VTT:n tekemä arvio kapasiteetista (VTT-R-06032-14).

Tuontikapasiteettia on Ruotsista 2700 MW, Venäjältä 1300 MW ja Virosta 1000 MW eli yhteensä 5000 MW (Kuva 12.3.2). Nyt Venäjältä ei saada sähköä, niin tuontikapasiteettia on 3700 MW. Kapasiteettia on tuonti mukaan luettuna yhteensä $10.000 + 3700 \text{ MW} = 13.700 \text{ MW}$, jos Olkiluoto 3 ei ole toiminnassa. STYVin ohjeen mukaan kapasiteettia pitäisi olla -25 asteen pakkasessa reservissä 14 % eli yhteensä $1,14 \times 14.400 \text{ MW} = 16.400 \text{ MW}$. Vajausta $16.400 - 13.700$ eli noin 2.700 MW, jos Olkiluoto ei ole verkossa.

Tarvitaan uusia ennusteita

Minusta olisi syytä pyytää VTT:ltä sähkönkulutuksesta ja tuotannosta ainakin parin vuoden välein. Viimeisin VTT:n ennuste kulutuksen huipputehosta on vuodelta 2014 (Kuva 12.3.3). Nyt emme edes tiedä, miten Fingridin ensi talven ennuste on laskettu. Yhtiössä joko tietoa halutaan salata turvallisuussyistä tai sitä ei haluta kertoa julkisesti, jos Fingrid haluaa olla kaiken arvostelun yläpuolella.

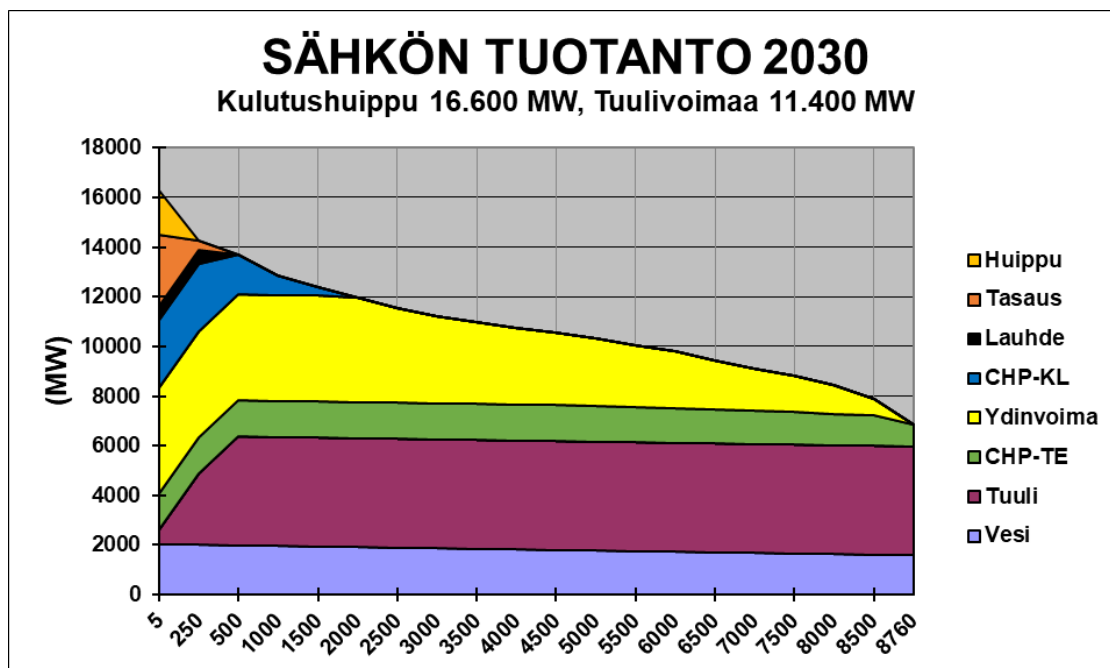
Jos Suomi siirtyy kapasiteettimarkkinoille, niin silloin ennusteet tulee laatia ainakin 15 vuodeksi eteenpäin. Ennusteet tulee tehdä myös läpinäkyvästi, että niiden oletukset sekä lämpötila- ja tehoarvioiden todennäköisyydet tulevat esille. Tutkijoihin ei saa myöskään kohdistaa poliittisia- tai jonkin intressiryhmän painostusta.



Kuva 12.3.3 VTT:n ennuste kulutuksen viimeisistä huipputunneista (VTT-R-06032-4). Huippukulutus olisi 14.700 MW (kerran kymmenessä vuodessa) ja 15.800 MW (kerran 35 vuodessa olevan pakkasen aikana).

Kapasiteettitilanne 2030

Nyt on nähtävissä, että vuonna 2030 sähköä tarvitaan noin 95 TWh ja sähkönkulutuksen tehohuippu kasvaa arvoon 16.590 MW (Kuva 12.3.4). Uutta säävarmaa tehoa ei ole rakenteilla muualla kuin sellutehtaiden yhteydessä. Käytöstä voivat poistua kaikki hiilivoimalaitokset, joita on tänään käytössä kaukolämmityksen yhteydessä noin 600 MW ja Meriporissa 560 MW. Lisäksi kaasuvoimaa on 1300 MW, jonka kaasun saanti voi olla epävarmaa.



Kuva 12.3.4 Kulutuksen huipputeho nousee noin 16.600 megawattiin, josta 5600 MW on huippuvoimaa ja 11.000 MW muita voimalaitoksia. Huippuvoima on jaettu kahteen siten, että 3000 MW tarvitaan tuulivoiman tasaamiseen (vihreä) ja 3000 MW terävimpään huippuun (keltainen).

Näin vuoteen 2030 mennessä poistuu noin 1300 MW hiilivoimatehoa. Ne olisi kylläkin mahdollista muuttaa käymään raskaalla polttoöljyllä ja samalla huippukuorma-laitoksiksi.

Voi käydä niin, että vuonna 2030 on yhtä paljon voimalaitostehoa kuin ennen Olkiluoto 3:n kytkemistä kaupalliseen tuotantoon, mutta tehon tarve nousee arvoon $16.600 \times 1,14 = 18.900$ MW. Näin tehovaje voi olla noin $18.900 - 10.000 = 8.900$ MW. Kukaan ei kuitenkaan aio rakentaa tasaus-, huippu- tai varavoimaa eikä mahdollinen uusi ydinvoimala ennätä valmistua vuoteen 2030 mennessä. Tasausvoimaa tarvitaan tuulivoiman tasaukseen 3800 MW, huippuvoimaa terävimmän huipun kattamiseen 1200 MW, varavoimaa tarvitaan noin 14 % kulutuksen huipputehosta eli noin 2400 MW sekä vielä 1600 MW säätövoimaa, jolla paikataan Olkiluoto 3:n putoaminen verkosta (Taulu 12.2.1).

Taulu 12.2.1 Sähköntuotannon kustannukset vuonna 2030. Harmaata osaa ei ole olemassa.

Kustannukset 2030	Nimellis- teho MW	Huipun aikana MW	Tuotanto vuodessa TWh	Osuus %	Hinta €/MWh	Kustannus vuodessa M€	Osuus €/MWh
Vesivoima	2700	2040	16,0	16,9 %	30	480	5,1
Tuulivoima	11400	570	38,2	40,2 %	40	1527	16,1
CHP-Teollisuus	2140	1455	12,4	13,0 %	50	619	6,5
Ydinvoima	4400	4270	25,2	26,5 %	40	1008	10,6
CHP-Kaukolämpö	3500	2744	2,6	2,8 %	60	158	1,7
Lauhdevoima	560	549	0,19	0,2 %	197	38	0,4
Tuulivoiman taseus	3784	3784	0,28	0,3 %	752	212	2,2
Huippuvoima	1188	1188	0,11	0,1 %	752	50	0,5
Yhteensä	29672	16600	95,0	100,0 %	43,1	4092	43,1
Varavoimaa 14 %	2324	2324				99	1,0
Säätövoimaa	1600	1600				68	0,7
Yhteensä	33596	20524	95,0	100,0 %	44,8	4260	44,8
Uusiutuvat	14100	2610	54	57,0 %	37	2007	21,1
Ydinvoima	4400	4270	25	26,5 %	40	1008	66,3
Lämpövoima	6200	4748	15	16,0 %	54	815	8,6
Yhteensä	24700	11628	94,6	99,6 %	40	3830	40,3
Taseus, huippu, vara	8896	8896	0,39	0,4 %	1095	429	4,5
Yhteensä	33596	20524	95,0	100,0 %	44,8	4260	44,8

Taseus-, huippu-, varavoimalat

Tehotaseen laskelma vuodelta 2030 kertoo, että säävarmaa kapasiteettia on noin 11.620 MW (Taulu 12.2.2). Kun tuulivoiman kapasiteetti on 11.050 MW, josta säävarmaa tehoa on saatavissa noin 5 % eli 570 MW

Tuulivoimalaitosten keskiteho on 38,2 TWh/8766 h = 4350 MW. Jos halutaan, että säävarmaa kapasiteettia tulee olla 4350 MW, jolloin varatehoa tarvitsee rakentaa 4350 – 570 = 3780 MW. Tasaustehon tarve on näin laskettuna 3780 MW/11.400 MW eli 33 % tuulivoiman huipputehon tarpeesta.

Terävintä huippua varten tarvitaan tasaustehon (3800 MW) lisäksi noin 1200 MW huippuvoimaa, joka kattaa huipputehon välillä 15.400–16.600 MW.

Varatehon tarve on laskettu voimalaitosten kokoluokittain, jotta voimalaitostehon toimitusvarmuus on 90 % (Liite 4). Tällöin päädytään siihen, että varatehoa tarvitaan 2610 MW. Tällöin varatehon tarve on 2610/16.600 eli 15,7 % huipputehosta. STYV84-ohjeissa oli päädytty vuonna 1984, että varatehon tulisi olla 14 %, mutta nyt Olkiluoto 3 on sen verran suuri yksikkö, että sen takia varateho tarve kasvaa.

Yhteensä tehoa tarvitaan taseus- ja voimana 5000 MW ja varavoimana 2600 MW. Tehontarve on siis noin 7600 MW yhteensä. Tätä tehoa ei kukaan rakenna ellei sitä varten laadita lainsäädäntöä valmiiksi. Tehoreservien avulla voisi rakentaa taseus- ja huippuvoiman ja kapasiteettimarkkinalain mukaan varavoimalat (2600 MW)

Koska on erikseen vielä varauduttava Olkiluoto 3 poisputoamisen varalle, tarvitaan vielä lisäksi säätövoimaa noin 1600 MW, jolla Olkiluoto 3:n puuttuva teho voidaan korvata esimerkiksi viiden minuutin sisällä säätövoimalla. Siihen palataan seuraavassa.

Taulu 12.2.2 Huippuvoiman ja varavoiman tarve (Harmaa osa puuttuu).

Voimalat 2030	Luku- määrä	teho MW	Teho yhteensä	Varavoiman tarve			Yhteensä MW
				kpl	MW	%	
Lämpövoimalat							
20 MW	100	20	2 000	8	160	8 %	2 160
100 MW	25	100	2 500	4	400	16 %	2 900
200 MW	8	200	1 600	2	400	25 %	2 000
670 MW	5	670	3 350	1	670	20 %	4 020
Yhteensä	138		9 450	15	1630	17 %	11 080
Olkiluoto 3	1	1600	1 600	1	740	46 %	2 340
Yhteensä	139		11 050		2 370	21 %	13 990
Tuulivoimalat		11400	570		0		570
Yhteensä			11 620		2 370		14 560
Tasaus	378	10	3 780	21	210	6 %	3 990
Yhteensä	138		15 400		2 580	17 %	11 650
Huippuvoimalat	120	10	1 200	8	80	7 %	1 280
Yhteensä			16 600		2 660	16,0 %	19 260
Puuttuva teho			4 980		2 660		7 640

Säätövoimaa

Parasta olisi, jos näiltä tehoreserveiltä vaadittaisiin alle viiden minuutin starttiaikaa, jolloin ne voisivat osallistua myös säätösähkön markkinoille. Fingrid joutui käynnistämään 8.9.2022 Forssan ja Huutokosken kaasuturpiineja, koska säätösähkölle ei saatu tarpeeksi tarjouksia, kun Olkiluoto 3 ei käynnistynytäkään, vaikka se ilmoitti käynnistävänsä. Sen vuoksi säätösähkön hinta pomppasi 5000 euroon megawattitunnilta ja varavoimalaitoksia jouduttiin käynnistämään. Marraskuun alussa 2022 säätösähkön hintakattoa on nostettu 10.000 euroon megawattitunnilta.

Fingridin nopeat varavoimalaitokset oli kuitenkin tarkoitettu käynnistymään vain, jos suuria yksiköitä putoaa verkosta. Nyt ne joutuivat toimimaan säätösähkön korvikkeena, kun markkinoilla ei ollut tarpeeksi säätösähköä. Tästä tulee vaatimus, että tehoreservejä tulisi voida käyttää myös säätösähkön markkinoilla. Myös säätövoimaa tulee hankkia pitkäaikaisilla 15 vuoden sopimuksilla, jolloin sitä on varmasti käytettävissä, kun sitä tarvitaan.

Normaalisti kaikki säätösähkö tehdään Norjan vesivoimalaitoksissa, mutta jos verkon kautta siirretään sähköä täydellä teholla sieltä ei säätösähköä ole saatavissa. Sen vuoksi olisi parasta varautua siihen, että Suomessa olisi koko ajan vähintään 1600 MW säätösähköä, joka voitaisiin tuottaa esimerkiksi näistä 30–50 MW dualfuel-laitoksista.

USA:ssa yleinen tapa on, että puolet säätösähköstä hankitaan pyörivinä (spinning) ja puolet seisovina (non-spinning) reserveinä. Pyörivät reservit reagoivat tehonpudotukseen välittömästi. Seisovien reservien starttiaikavaatimus oli ennen kymmenen minuuttia (ten-minute non-spinning reserves), mutta monissa verkoissa vaaditaan nyt jo kahden tai viiden minuutin starttiaikoja.

Tehoreservit

Koska on nähtävissä, että kapasiteettivajaus jatkuu ainakin vuoteen 2030 asti, ainakin 15 vuotta pitkät sopimusajat olisivat järkeviä. Eihän kukaan osta asuntoakaan vaan vuoden käyttöä varten, jos sille ei ole ostajia vuoden päästä. Seuraava ydinvoimala valmistuu aikaisintaan vuonna 2035, mutta tuskin sitä rakennetaan enää tulevilla noin 40 €/MWh sähkön hinnoilla ollenkaan. Kuitenkin ydinvoima voi olla kannattava investointi, jos se rakennetaan Loviisaan ja jos se tuottaa myös kaukolämpöä Helsingille.

Koska kapasiteettivaje on noin 8.900 MW (18.900–10.000) vuonna 2030, tasaus- huippu- ja varavoimalaitoksille tulisi tehdä 1000 MW joka vuosi vuoteen 2030 asti. Ainoa käytettävissä oleva keino on rakentaa nopeasti käynnistyviä moottori- tai kaasuturpiinivoimalaitoksia. Niitä puolestaan ei kukaan rakenna, jos siihen ei ole velvoitteita. Sen sijaan on mahdollista, että Energiavirasto alkaa hankkia näitä laitoksia tehoreservilaitoksina.

Huippu-, vara- ja säätövoimalaitosten sijoituspaikat

Ensimmäiset tehoreservivoimalaitokset voitaisiin sijoittaa Inkooseen, jossa on valmis kaava 1000 MW voimalaitosta varten, koska sieltä on purettu 1000 MW:n Inkoon hiilivoimala. Siellä on myös suuret maanalaiset öljysäiliöt ja sinne tulee marraskuussa kaasutermiinalilaiva.

Tekisin laitokset noin 30 MW tehoisina kelluvina laitoksina, jolloin ne voitaisiin siirtää rannikkokaupunkien lähelle, jossa niiden avulla voitaisiin varmistaa kaupunkien ja teollisuuslaitosten sähkön ja lämmönsaanti, vaikka valtakunnanverkko olisi pitkiäkin aikoja pimeänä. Niitä ei voitaisi sijoittaa suoraan näihin laitospaikkoihin, koska YVA-menettely ja kaavan valmistelu voi viedä helposti kolmekin vuotta.

Inkooseen on tulossa myös kaasutermiinalilaiva, jonka kaasutusteho on 140 GWh päivässä eli jatkuvasti 6.000 MW teholla, josta voisi syöttää 3000 MW Viroon ja käyttää 3000 MW Suomessa. Noin 1000 MW kaasumoottorivoimaa toimii noin 45 % hyötysuhteella ja tarvitsee kaasutehoa noin 2200 MW.

Ruotsin tuonti

Tehoreservejä ei tarvitse käynnistää, jos Ruotsista saadaan sähköä. Sitä voi saada 1200 MW:n tasavirtalinkin ja noin 1500 MW Tornion vaihtovirtajohtojen kautta. Jos Olkiluoto 3 on täydellä 1600 MW teholla, Tornion kautta tapahtuvaa tuonti pitää rajoittaa 1200 megawattiin, koska vikatilanteessa suurin osa Olkiluodon tuotannon korvaavasta tehosta tulee Ruotsista Tornion siirtoyhteyden kautta. Siitä tulee vasta 2400 MW, joka voisi kattaa vasta puolet vajauksesta. Ruotsin tuonti on kyseenalaista, koska maassa on myös tehopula ja saattaa käydä, että maa kieltää sähkön viennin kokonaan.

Ei ole viisasta varautua Ruotsin tuonnin varaan. Ruotsin tehotilanne lähes yhtä vaikea kuin Suomessa. Tehovaje on noin 10–20 % kovilla pakkasilla. Kannattaa lukea, mitä Suomenlinnan Kuninkaanporttiin on kirjoitettu ruotsalaisten toimesta:

***”Jälkimaailma, seiso tässä omilla jaloillasi
äläkä luota vieraan apuun”.***

Suomalaisten tulisi muistaa, että pitkän ajan investoinneissa pitää varautua tuottamaan tarvitsemansa sähkön omilla voimalaitoksilla. Näin oli myös aina vuoteen 1995 asti, kun sähköntuottajat huolehtivat omatoimisesti siitä, että voimalaitostehoa oli -25 pakkasella 14 prosenttia enemmän kuin ennustettu kulutuksen huipputeho.

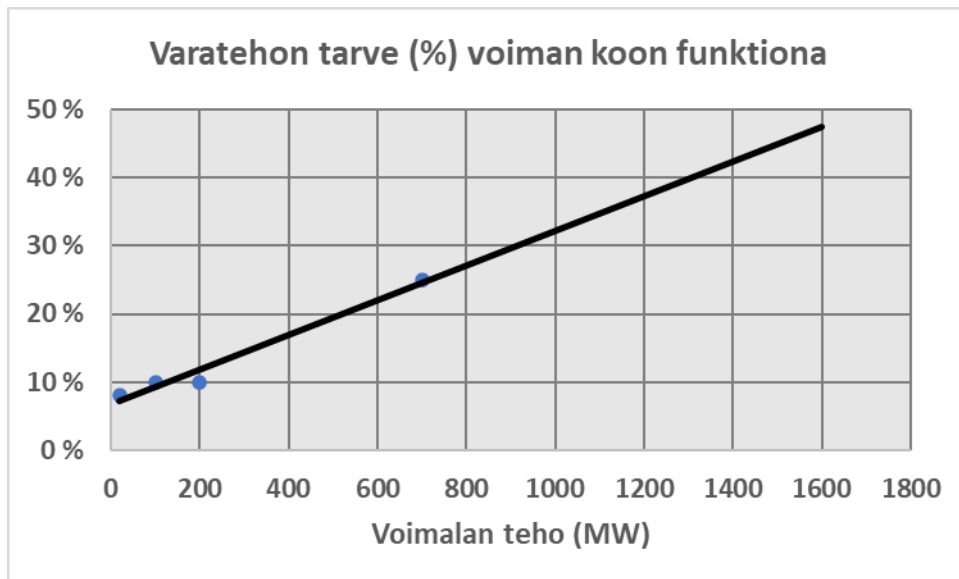
12.4 Kapasiteettimarkkinalaki

Kapasiteettimarkkina tarkoittaa, että sen avulla jokainen sähkön myyjä joutuu huolehtimaan siitä, että myyjällä on voimalaitostehoa myymäänsä sähkömäärää vastaavasti. USA:ssa on jo vuodesta 2000 alkaen useassa osavaltiossa, Britanniassa vuodesta 2008 alkaen ja Italiassa vuodesta 2020 alkaen ollut käytössä kapasiteettimarkkinat, joissa järjestelmäoperaattori järjestää tarjouspyynnöt tarvittavasta voimalaitoskapasiteetista. Tällä halutaan varmistaa, että kapasiteettia on käytettävissä. Paras malli Suomen kapasiteettimarkkinalaiksi löytyy USA:n suurimman järjestelmäoperaattorin, PJM:n (Pennsylvania, Jersey, Maryland) ohjeista.

Italiassa kapasiteettia on pyydetty tarjoamaan 15 vuoden sopimuksilla vuodesta 2020 alkaen. Tähän markkinaan myös Wärtsilä on osallistunut ja toimittanut sinne muutaman voimalaitoksen jopa yhden vuoden toimitusajalla. Tehon hinta voi nousta erittäin korkeaksi, jos markkinoilla ei ole valmiiksi rakennettua kapasiteettia. Näin olisi myös Suomessa, jossa kapasiteettivaje suhteutettuna tarvittavaan huipputehoon on suurin kaikista EU-maista ja lähestyy jo kehitysmaiden tasoa.

STYV:n ohjeiden mukaan varatehoa tuli rakentaa sitä enemmän, mitä suurempi on yksikköko. Taulusta 12.1.1 voidaan johtaa tarpeelle lineaarinen ennuste, jonka mukaan 100 MW voimalassa varateho pitää olla 10 % ja 1000 MW voimalassa 32 % (Kuva 12.4.1).

Sen tiedän, että kapasiteettimarkkinoiden vaatimien sääntöjen laatiminen kestää pitkään, koska asiat ovat todella monimutkaisia ja esimerkiksi USA:ssa ja Britanniassa niiden ohjeita on muutettu useita kertoja. Kaikki lähtee siitä, että jokaisella sähkönmyyjällä pitää olla myymänsä sähkön verran varmaa kapasiteettia joko rakennettuna tai vuokrattuna seuraaviksi vuosiksi. Voidaan odottaa, että kapasiteettimarkkinoiden lakipykälät saataisiin valmiiksi aikaisintaan vuoden 2024 loppuun mennessä. Sitä nopeammin voitaisiin toimia, jos palattaisiin vanhoihin **STYV84-ohjeisiin**.



Kuva 12.4.1 Varatehon tarpeen ennuste käyttäen taulun 12.1.1 tietoja.

Tehoreservien lisäämisen vaikutukset

Suomi vuokrasi kesällä 2022 Inkooseen LNG-terminaalilaivan, joka tulisi käyttöön joulukuun lopussa 2022. Vuokraus maksaa vuosina 2023–2030 eli kahdeksan vuoden aikana yhteensä 460 M€ eli 57,5 miljoonaa euroa vuodessa. Jos sama rahamäärä käytetään tehoreservien ostoon, sillä saadaan dualfuel-laitostehoa noin $460/0,7$ eli noin 660 MW kelluvina laitoksina tai noin $460/0,6 = 770$ MW maalle sijoitettavina laitoksina.

On melko varmaa, että kapasiteettimarkkinalakien säätäminen kestää Suomessa pitkään, koska EU ei ole vielä niihin valmis. Kapasiteettimarkkinoita pidetään EU:ssa vasta viimeisenä keinona varmistaa tehon riittävyys. Sen sijaan tehoreservilain mukaiset järjestelyt ovat EU:ssa hyväksytyjä keinoja ja niitä on käytetty ainakin vuodesta 2007 lähtien Ruotsissa ja Suomessa.

13 ONGELMALLISET ENERGIA-YHTIÖT

13.1 Fortum

Fortum on sijoittanut paljon rahaa ulkomaille, ja kotimaan sijoitukset ovat jääne vähiin. Ulkomaiset sijoitukset ovat yleensä menneet pieleen, mutta Ruotsista ostetut verkkoyhtiöt ja voimalaisostot ovat onnistuneet erinomaisesti.

Britannian kaasuvoimalat

Ulkomaiden sijoitukset alkoivat 1990-luvun alussa, kun silloinen IVO ei saanut eduskunnalta lupaa rakentaa Loviisaan kolmatta yksikköä. Toimitusjohtajana toimi diplomi-insinööri **Kalevi Numminen**, joka oli Loviisa 1-projekti entinen projektipäällikkö. Ydinvoimaosaamista hänellä oli runsaasti ja olisi halunnut rakentaa Loviisa 3:n. Se jäi rakentamatta, mutta Loviisa 3:n mukaisilla piirustuksilla Kiinaan on rakennettu jo neljä ydinvoimalaa ja toiset neljä on rakenteilla. Laitoksista kuusi tulee Tianwaniin, josta tulee vuoteen 2028 mennessä maailman suurin ydinvoimala.

Britanniaan rakennettiin 1200 MW kaasuvoimala, Humberside, joka maksoi nykyrahassa noin 1000 euroa per kilowatti. Voimala ostettiin ABB:ltä kokonaistoimituksena. Voimalan ongelmaksi muodostui kaasusta tehty ”**Take-or-Pay**”-sopimus, jonka mukaan voimalan omistanut yhtiö osti kaasua maksoi-mitä-maksoi-periaatteella. Kun kaasun hinta alkoi nousta, voimala sai sähköstään vähemmän, mitä se maksoi kaasustaan. Briteistä jouduttiin palaamaan, kun Britannian ja Keski-Euroopan välille rakennettiin kaasujohto ja kaasusähkön tuotanto muuttui tappiolliseksi.

Ruotsin verkot ja voimalat

Ruotsin valloituksessa kävi huomattavasti paremmin. IVO:n seuravan toimitusjohtaja diplomi-insinööri **Kalervo Nurmimäen** hankkiessa osin Nummisen aikana Ruotsista 5000 MW ydin- ja vesivoimaa Britannian kaasuvoimalaitosten hinnalla 1000 euroa kilowatti. Se kaksinkertaisti yhtiön liikevaihdon ja voitot. Samalla IVO sai puolikkaan Tukholman kaukolämmöstä ja kaksinkertaisti myös kaukolämmön myyntinsä.

Tuohon aikaan 1990-luvun puolivälissä Suomessa ja Ruotsissa oltiin siirtymässä ns. vapaisiin sähkömarkkinoihin ja tiedettiin, että sähkön hinnat laskisivat. Näin moni kunta ja teollisuuslaitos halusi eroon sähköyhtiöstään, koska sähköä voisi ostaa halvemmalla kilpailun alkaessa. Yleensä kokonainen kunnallinen sähköyhtiö maksoi noin 5–7 kertaa liikevaihdon verran. Ydin- ja vesivoimalat maksoivat noin 1000 €/kW.

Pörssiin vienti

IVOn onnettomuudet alkoivat siitä, kun Neste ja IVO fuusioitiin IVOn tahdon vastaisesti ja vietiin pörssiin. Fuusio tehtiin Nesteen toivomuksesta IVOn vastuksesta huolimatta ja sen toteuttivat pääministeri **Paavo Lipponen** (SDP) ja kauppa- ja teollisuusministeri **Antti Kalliomäki** (SDP).

IVOn ja Nesteen yhteisyritys Fortum vietiin pörssiin 1998. Se tarkoitti, että valtio alkoi vaatia sijoitukselta osinkoja ja niistä piti saada yli 10 % tuottoja. Aikaisemmin oltiin tyytyväisiä, jos vaikka ydinvoimalan investoinnin tuotto oli vain noin 5 %.

Kymmenen prosentin tuottovaatimus tarkoitti, että enää ei sijoitukset ydinvoimaan tai sähköverkkoihin kiinnostaneet Fortumia. Kun TVO haki vuonna 2002 lupaa rakentaa Olkiluoto 3-voimalan, Fortum ei hakenut lupaa Loviisa 3-yksikölle.

Sähkøyhtiön tuotto saattoi nousta 10 % tasolle vain, jos sähkön hinta kohoaisi ja sen vuoksi Fortum lopetti investoinnit Suomen voimalaitoksiin. Se rakensi vain Suomenoja 2-kaasuvoimalan, jonka sähköteho oli 230 MW, mutta sekin laitos on seisonut melkein käyttämättömänä koko ajan, koska kaasun hinta oli liian kallista.

Öllykenttien myynti

Kun toimitusjohtajaksi tuli diplomiekonomi **Mikael Lilius**, Fortum ilmoitti, että se haluaa tehdä sijoituksia, joiden tuotto olisi 12 prosenttia. Niinpä sitä vähemmän tuottavista investoinneista luovuttiin.

Nesteellä oli öljy ja kaasukentissä varoja vuoden 2001 lopussa yhteensä 289 miljoonaa barrelia. Niiden arvo silloisella 24,5 dollarin hinnalla olisi ollut diskonttaamatta nykyhetkeen noin seitsemän miljardia dollaria. Varoista myytiin suurin osa vuonna 2002.

Vuonna 2011 öljyn hinta oli yli 100 dollaria barrelilta, jolloin varjojen arvo olisi ollut noin 29 miljardia euroa diskonttaamatta. Öljykenttien arvo olisi ollut noin neljänkertainen. Siitä syntyi näennäistä tappiota 22 miljardia dollaria. Jos lähteitä hyödynnetään 40 vuotta, vuositappiot ovat keskimäärin 550 miljoonaa euroa vuodessa. Kun nämä kassavirrat diskontataan nykyhetkeen 12 % laskentakorolla, tappioiden määrä olisi noin 5 miljardia dollaria.

Siperian seikkailut

Fortum sijoitti Liliuksen aikana vuonna 2008 noin 5000 miljoonaa euroa ostamalla vanhoja voimalaitoksia sekä rakentamalla uusia kaasuvoimalaitoksia Siperiaan. Investoinnista oletettiin saatavan 500 miljoonaa euroa tuottoa eli 10 % sijoitetusta pääomasta.

Investointi oli sotakorvausten suuruinen nykyrahassa laskettuna. Sillä saatiin noin 5000 MW voimalaitostehoa (1000 €/kW), josta osa oli ikivanhoja noin 30 % hyötysuhteen laitoksia. Jos sama määrä olisi ostettu Wärtsilältä uusia kaasumoottorilaitoksia, se olisi maksanut noin 3000 euroa (600 €/kW). Rahaa olisi säästynyt 2000 miljoonaa.

Kaiken kukkuraksi osa laitoksista oli sellaisia, joita ei kytketty tuottamaan kaukolämpöä, kuten jokainen kaasuvoimala oli Suomessa tehnyt. Monet laitokset olivat samalaisia Siemensin 150 MW kaasuturpiineihin perustuvia 450 MW tehoisia kombilaitoksia kuin Vuosaari B, mutta ilman kaukolämpökytkentää.

Tätä ei pidetty kovin viisaana asiana, jonka vuoksi Fortumin pörssikurssit aloittivat voimakkaan laskun jo vuonna 2008. Sijoituksen tuotto jäi kuitenkin noin puoleen eli oli noin viisi prosenttia. Nyt vaikuttaa siltä, että koko sijoitus jää arvottomaksi, kun kaikki länsimaiset yhtiöt lähtevät Venäjältä Ukrainan sodan takia.

Ydinvoimalaitosten rakentaminen

Vuoden 2022 sähkökriisiin ajautumien on paljolti myös Fortumin syytä. Toisin ei eduskuntaakaan voi pitää syyttömänä, koska Fortum ei saanut vuonna 2010 eduskunnalta lupaa rakentaa ydinvoimalaa Loviisaan. Vuonna 2008 IVOn ydinvoimalaitosten pääsuunnittelija, diplomi-insinööri **Tapani Kukkola** arvioi, että ydinvoimalaitos voitaisiin rakentaa ja suunnitella kymmenessä vuodessa. Kukkola oli toiminut pääsuunnittelijana Tianwanin ydinvoimaprojektissa, jonka kaksi ensimmäistä voimalaa oli rakennettu 6,5 vuodessa (Taulu 5.4.2). Jos Fortum olisi saanut luvan, sen rakentama voimala olisi todennäköisesti jo käytössä.

Sen sijaan lupa annettiin TVO:lle, joka ei edes aikonut rakentaa ydinvoimalaa ja perui rakentamisen melkein heti luvan saatuaan. Fennovoiman osaaminen oli heikkoa ja se hankki voimalan Rosatomilta, joka ei saanut kahdeksan vuoden suunnittelun jälkeen piirustuksia valmiiksi ja Fennovoima lopetti projektin 2022.

Kaiken takana oli myös Fortumin heikot suhteet kauppa- ja teollisuusministeri **Mauri Pekkariseen**, joka oli kiistellyt julkisesti **Mikael Liliuksen** hänen saamien 90 miljoonan euron optioiden takia. Lilius tienasi yhtenä vuonna yhtä paljon optioilla, minkä verran IVOn pitkäaikainen toimitusjohtaja Kalevi Numminen oli tienannut koko 40 vuoden IVOssa olonsa aikana.

Tuskin Fortum edes olisi osannut itse rakentaa ydinvoimalaa Loviisa 1 ja 2 tavalla omaan suunnitteluun perustuen, koska Fortum oli lopettanut koko yhtiön vahvat engineering-toiminnot Liliuksen aikana. Voimala olisi jouduttu ostamaan kokonaistoimituksena. Jos se olisi ostettu Venäjältä, olisi vaadittu, että se olisi rakennettu pääasiassa IVOn Tianwania varten tekemien piirustusten mukaisesti.

Fortum kertoo, että se tutkii parhaillaan sekä isoja että pieniä ydinvoimalaitoksia. Espooseen se tuskin aikoo ydinvoimalaa rakentaa, koska Hepokorpeen on tulossa Suomen suurin datakeskus. Datakeskuksen ja Suomenojan lämpöpumppujen avulla suurin osa Espoon kaukolämmöstä saadaan katettua. Sen sijaan Loviisa 3 voisi olla edelleen yhtiön kiinnostuksen kohteena, koska siellä on valmis laitospaikka ja kokeneita voimalaitoksen käyttäjiä. Lisäksi Loviisa 3:n avulla olisi mahdollista tuottaa Helsingin kaukolämpö lähes ilman CO₂-päästöjä.

Sähköverkkojen myynti

Liliuksen aikana Fortum aloitti selvittää myös sähköverkkojensa myyntiä, koska niistä saatiin myös alle puolet halutusta 12 % vuotoisesta tuotosta. Liliuksen jälkeen Fortumin toimitusjohtajaksi 1.5.2009 tuli diplomi-insinööri **Tapio Kuula**, joka oli palkattu Fortumiin sähköverkkojen johtajaksi vuonna 1997. Hänen aikansa verkkojen myynti onnistui ja Fortum sai verkkojen myynnistä noin yhdeksän miljardia euroa riihikuivaa rahaa.

Eduskunta siunasi Suomen verkkojen myynnin joulukuussa 2013 tiukan keskustelun jälkeen, kun pääministerinä oli **Jyrki Katainen** (kok.) ja omistajaohjausministerinä **Pekka Haavisto** (vihr.).

Uniperin osto

Tuo rahamäärä makasi pitkään nollaprocenttia tuottavalla pankkitilillä, koska 12 % tuottoa antavia sijoituksia ei löydetty. Näin oli pitkään aina Kuulan eroon asti. Hänen jälkeensä vuonna 2015 Fortumin toimitusjohtajaksi tuli Konecranesin toimitusjohtaja, diplomi-insinööri **Pekka Lundmark**, jonka aikana alkoi Saksan valloitus.

Fortum osti liikevaihdoltaan 15-kertaa itseään suuremman Uniperin ja maksoi siitä noin 7,2 miljardia euroa. Kun aiemmin yhtiöt olivat maksaneet noin 5–7 kertaa liikevaihdon verran, Uniperin hinta olikin vain kymmenesosan liikevaihtoon verrattuna. Kaasuliiketoiminnan lisäksi yhtiöllä oli myös vesi- ja ydinvoimaa.

Uniperillä oli Ruotsissa vesivoimaa 2345 MW, jotka tuottavat sähköä noin kahdeksan terawattituntia vuodessa, josta saa katetta 30 €/MWh eli 240 miljoonaa euroa. Vesivoimalaitosten tuotannon nykyarvo olisi noin 2,4 miljardia euroa.

Uniperillä on ydinvoimaan Ruotsissa noin 1600 MW eli Olkiluoto 3-yksikön verran. Sillä on 54,5 % Oskarshamnin ydinvoimalaitoksista, joista Fortum omistaa 49 %. Lisäksi Uniperin Ruotsin tytäryhtiö omistaa 29,4 % Ringhalsin ydinvoimalasta ja 9,9 % Forsmarkin ydinvoimalasta. Voimalat tuottavat katetta noin 20 €/MWh, jolloin 13 TWh tuotannon arvo on noin 260 miljoonaa ja nykyarvo noin 2,6 miljardia euroa.

Yhteensä Uniperin vesi- ja ydinvoimaomistusten nykyarvo Ruotsissa olisi noin viisi miljardia euroa. Voimalatehoa oli Ruotsissa yhteensä noin 4000 MW, joten keskihinta olisi noin 1250 euroa kilowatilta. Se olisi melko halpa hinta, koska uuden ydinvoimalaitoksen rakentaminen maksasi noin 7200 euroa kilowatilta eli olisi noin viisinkertainen.

Onnettomat johdannaiskaupat

Jo Liliuksen aikana Fortum kertoi yhtiökokouksissa onnistuneensa sähköjohdannaisten kaupoissa. Kuitenkin monena vuona niissä tehtiin satojen miljoonien tappioita, mutta niistä vaiettiin. Kun tein kirjan *”Imatran Voimasta Fortumiksi 1932–2014”*, huomasin, että Fortum myi sähköä vuosina 2000–2012 keskimäärin samalla hinnalla, mikä oli sähköpörssin Helsingin aluehinta. Joinakin vuosina syntyi voittoa ja toisena vuonna saman verran tappiota.

Olin samana aikana töissä Wärtsilässä ja hankkimassa sähköä usealle teollisuusyritykselle pelkästään fyysisillä sähkökaupoilla. Sähkön pörssihinta oli tuona aikana keskimäärin 30 €/MWh, mutta ostimme fyysistä sähköä tehtaille pitkäaikaisilla sopimuksilla keskimäärin hinnalla 27 €/MWh. Koska arvelimme sähkön hintojen nousevan, teimme pitkäaikaisia sopimuksia. Saimme sähköä keskimäärin 10 % pörssihintaa halvemmalla.

Fortum olisi siis saanut sähköstä yhtä paljon rahaa, jos olisi jättänyt sähkön treidauksen futuurimarkkinoilla kokonaan tekemättä. Treidauksen avulla toki sähkön hinnan heilahteluja pystyttiin tasaamaan. Käytännössä Fortum varmisti seuraavan vuoden hinnasta noin 60 % ja sitä seuraavan vuoden hinnasta noin 30 % sähkön johdannaismarkkinoilla.

Erittäin heikosti kävi Lundmarkin jälkeen toimitusjohtajaksi tulleen valtiotieteen maisteri **Markus Rauramon** aikana. Hän oli tullut Fortumin talousjohtajaksi vuonna 2012 Stora Ensosta. Hän oli yhtiön talousjohtajana myös vuonna 2017, kun Fortum osti Uniperin.

Suuria ongelmia alkoi tulla vuonna 2022, kun Fortum oli loppuvuodesta 2021 varmistanut sähkön hinnat noin 38 €/MWh hintatasolla osittain kahdeksi vuodeksi. Luultavasti samalla tavalla toimittiin myös Uniperin kaasun hinnan varmistuksessa, jossa kaasun hinta oli varmistettu osittain kahdeksi vuodeksi hinnalla 16 €/MWh.

Kun sähkön pörssihinta oli syyskuussa 2022 noin 210 euroa ja sen hinta oli varmistettu Nasdaqin futuurimarkkinoilla hinnalla 38 euroa megawattitunnilta, jokaista varmennettua megawattituntia kohti vakuusvaatimuksia syntyi 172 euroa. Jos näitä varmennettua megawattitunteja oli 22 miljoonaa, siitä syntyi vakuusvaatimuksia 3,8 miljardien euron edestä.

Vastaavanlaisia vakuusvaatimuksia syntyi myös Uniperissä, mutta niistä ei kerrottu. Tammikuussa 2022 kerrottiin, että Fortum oli lainannut Uniperille neljä miljardia euroa ja antanut myös Uniperille neljän miljardin euron edestä vakuuksia, jotka saattoivat liittyä Uniperin johdannaiskauppoihin. Samalla tällä vakuudettomalla lainalle Fortum menetti luottokelpoisuutensa ja parhaan neuvotteluvalttinsa. Jos Fortum olisi vaatinut samassa yhteydessä Pohjoismaiden ydin- ja vesivoimalaitosten siirtämisestä Fortumille, se olisi voinut onnistua. Kun Fortum yritti samaa syyskuussa 2022, se oli täysin Saksan valtion armoilla.

Uniperin tappiot

Koska Fortum oli vaipunut luottokelvottomaksi Uniperin 12,6 miljardien euron tappioiden jälkeen ensimmäisen puolivuotiskauden aikana vuonna 2022, Fortum pyysi valtiolta rahaa 10 % korolla. Jos valtio ei olisi tullut apuun, Fortum olisi voinut joutua selvitystilaan. Se olisi ollut monien mielestä myös onnekas tapahtuma, jolloin Fortum olisi voinut päästä irti kaikista rönsyistään ja palata valtionyhtiöksi takaisin. Fortumin liikevaihto ilman Uniperiä olisi ollut puolivuotiskautena 2022 noin 3,9 miljardia ja liikevoitto yli miljardi euroa.

Uniper päättyi 21. syyskuuta 2022 Saksan valtion omistukseen. Fortum sai 7,2 miljardin sijoituksesta Saksan valtiolta 0,5 miljardia euroa. Uniperin kaasuliiketoiminta oli vuonna 2022 tehnyt tappiota siihen mennessä 8,5 miljardia euroa ja koko Uniper 12,6 miljardia euroa. Kun Saksa päätti jatkaa kaasun hinnan säännöstelyä lokakuun loppuun, tappioita syntyi noin 100 miljoonaa euroa päivässä.

Uniper-seikkailun suorat tappiot olivat Forumille 6,7 miljardia euroa. Kun Fortumin Uniperiltä saamat osingot huomioidaan, tappiot olivat noin kuusi miljardia euroa. Se oli suurempi summa, minkä Sonera teki ostaessaan Saksan valtiolta 3,9 miljardilla eurolla UMTS-lupia, joita se ei koskaan käyttänyt. Näin Fortumin Saksan seikkailuista tuli kaikkien aikojen bisnesmoka, joka suurempi Suomen sotakorvausten arvo nykyrahassa, jotka olivat noin 5 miljardia euroa.

Jospa Fortum olisi sijoittanut verkoista saamansa 9 miljardia esimerkiksi S&P500-indeksiin. Yhdeksän miljardia olisi kasvanut kahdeksassa vuodessa keskimäärin 4,5 prosenttia vuodessa ja olisi ollut vuonna 2022 noin 13 miljardia. Siihen verrattuna tappiota syntyi noin 12 miljardia euroa. Jos Fortum olisi säilyttänyt verkkonsa, myös niitä olisi saatu 4,5 % tuottoja.

Fortumin suurien seikkailujen syynä on listautuminen pörssiin ja riskisijoitusten harrastaminen, joiden avulla haviteltiin suuria voittoja. Siihen liittyy vielä energia-alaa tuntemattomat ns. ammattijohtajat, jotka jokainen tekivät suuria mokia vuodesta 2000 eli Liliuksesta alkaen. Lilius myi Nesteen öljylähteet halvalla ja osti Siperian voimalat viidellä miljardilla. Kuula myi sähköverkot yhdeksällä miljardilla. Lundmark osti Uniperin 7,2 miljardilla ja Rauramo myi ne sitten 0,5 miljardilla. Lilius, Lundmark ja Rauramo eivät olleet saaneet koulutusta energia- tai sähköalasta eivätkä olleet energiayhtiöiden toiminnassa mukana.

Fortumin voitot

Fortum palasi takaisin pohjoismaiseksi energiayhtiöksi kolmannella neljänneksellä vuonna 2022. Yhtiö kertoi, että vertailukelpoiset liikevaihto ja voitot ilman Uniperiä kasvoivat vuoden kolmannella neljänneksellä 2022 arvoon 2152 M€ (+66 %) ja 421 M€ (+73 %) edellisen vuoden vastaavista luvuista 1296 M€ ja 243 M€. Sähkön hinta oli noussut 43,7 eurosta 63,9 euroon megawattitunnilta eli 46 %.

Jos sähkön hinta olisi pidetty samana kuin vuonna 2021, liikevaihto olisi pienentynyt 2152 miljoonasta 226 miljoonalla ja olisi ollut 1926 miljoonaa euroa. Liikevoitto olisi ollut pienentynyt vastaavasti 421 miljoonasta eurosta 195 miljoonaan euroon ja olisi ollut 10 % liikevaihdosta. Fortum paransi tulostaan siis nostamalla sähkön hintaa 20,2 €/MWh eli noin 46 %. Fortum voisi myydä koko ajan sähköä hinnalla 45 €/MWh, joka vastaisi sähköntuotantokustannuksia (Taulu 5.4.3).

13.2 Helen Oy

Suomen toiseksi suurin sähköyhtiö on Helsingin kaupungin omistama Helen Oy, joka perustettiin vuonna 2014 Helsingin Energia-liikelaitoksen tilalle. Sitä aiemmin Helsingin kaupungin energialaitoksena, joka oli perustettu vuonna 1977, kun sähkölaitos ja kaupunkikaasulaitokset yhdistettiin. Sitä johti energialautakunta, jonka jäsenet olivat yleensä Helsingin kaupunginvaltuutettuja.

Kun Helsingin sähkölaitos alkoi kaukolämmön tuotannon ja jakelun 1950-luvulla, sen johtajana toimi diplomi-insinööri **Unto Rytkönen** (1902–1994). Hän oli varsinainen Suomen kaukolämpötoiminnan isä. Ensimmäisenä kaukolämpöä alettiin tuottaa höyrykaukolämpöä Suvilahden voimalasta vuonna 1952. Sen jälkeen kaukolämpöä alettiin tehdä Salmisaaren voimalaitoksella vuonna 1953.

Helsinki oli siihen aikaan edellä koko muuta Eurooppaa. Hänen aikanansa kaukolämpötoimintaa johti diplomi-insinööri **Unto Kilpinen** (1920–2009), joka teki suunnitteluohjeet kaukolämpölaitosten rakentamiselle, jotka ovat vieläkin päteviä. Rytkönen ehdotti vuonna 1955, että Helsinki alkaisi lämmittää kaupunkia myös ydinkaukolämmön avulla. Siitä asti myös ydinkaukolämpöä on tutkittu yhtenä vaihtoehtona.

Tänään Helen Oy:tä johtaa puolestaan hallitus, jonka johdossa on tunnettu entinen vihreiden kansanedustaja ja kaupunginvaltuutettu, sosiologi **Osmo Soininvaara**. Tästä syystä yhtiö on ollut pitkään ollut vihreän ideologian vaikutuksen alla. Ydinkaukolämpö ei Helsingille ole kelvannut, kuten muistamme, vihreät ovat lähteet myös maan hallituksesta aina, kun uusista ydinvoimalaitoksista on päätetty. Vihreät ovat sallineet aiemmin hiilivoiman käytön, mutta nyt Helsingin kaupunki on päättänyt, että Hanasaaren voimalan käyttö loppuu vuonna 2023 ja Salmisaaren voimalan käyttö loppuu vuonna 2024.

Tästä syystä lämmöntuotantoon tulee noin 720 MW vaje ja sähköntuotantoa poistuu käytöstä noin 400 MW. Myös Helenin omistama Vuosaaren 660/580 MW kaasuvoimala voi jäädä ilman kaasua talvella 2022–2023, jolloin vaje sähkötehdossa voisi olla 660 MW.

Ydinkaukolämpö

Fortum tarjosi Helsingille ydinkaukolämpöä tulevasta Loviisa 3-yksikötä vuonna 2008, mutta Helsingin Energia kieltäytyi siitä jyrkästi. Se saattoi olla syynä, miksi Fortum ei saanut rakentamislupaa eduskunnalta vuonna 2010 ja lupa annettiin TVO:lle ja Fennovoimalle. Myös lämmön hankinta Loviisan vanhoista yksiköistä olisi mahdollista toteuttaa, koska niiden käyttöaika jatkuu aina vuoteen 2050 asti. Siihen mennessä Fortum voisi vihdoin rakentaa Loviisa kolmosen, jonka osakkaana voisi olla myös Helen.

Helsingin kaupunki järjesti kilpailun siitä, miten kaukolämpöä tulisi tuottaa hiilivapaasti vuonna 2021. Teimme myös muutaman kaverini kanssa ehdotuksen Loviisan lämmöstä Helsingille. Se ei päässyt kymmenen parhaan idean joukkoon. Yksi syy oli, koska raadissa oli ydintekniikan professori **Peter Lund**, joka tunnetaan tänään sitkeimpänä ydinvoiman vastustajana.

Kun olen käynyt keskustelua Helenin johtajien kanssa aiheesta, he väittävät tuntevansa ydinkaukolämmön hyvin, mutta epäilen, että siellä painaa vihreä ideologia enemmän kuin terve maalaisjärki. Ydinkaukolämmön (7,2 TWh) tuottaminen maksasi noin kolmanneksen sähköstä (38 €/MWh) eli $38/3 = 12,5$ €/MWh. Lämmön siirto Helsinkiin maksasi noin 10 €/MWh, joten lämmön hinta Helsingissä olisi noin 22,5 €/MWh. Se olisi myös hiilivapaata, mutta sähköä menetettäisiin 2,4 TWh, jonka hiilisisältö on noin 50 g/kWh. CO₂-päästöjä syntyisi välillisesti 120.000 tonnia vuodessa. Ydinkaukolämmön päästöt olisivat 17 g/kWh.

Pienreaktorit

Vuoden 1980-luvun alussa Asea Atom tarjosi 400 MW:n tehoista Seacuren lämmitysreaktoria Helsingille. Seacuren reaktorilaitos laskettiin maksavan noin 2000 mk/kWth eli nykyrahassa noin 1000 euroa kilowatilta lämpöä. Sen pääomakustannukset olisivat olleet noin 12 €/MWh ja tuotettu kaukolämpö olisi maksanut noin 18 €/MWh. Kuitenkin laitoksen suunnitelmat olivat vielä hyvin alustavia.

Asian tutkiminen loppui kuitenkin Tshernobylin ydinonnettomuuteen, jonka jälkeen Helsingin Energialaitos halusi diplomi-insinööri **Aimo Puromäen** (1928–2019) johdolla rakentaa Vuosaaren hiilivoimalan, mutta energialautakunta päätti, että Vuosaaren rakennetaan kaasuvoimala.

Sen jälkeen alettiin tutkia myös Loviisan voimalasta saatavaa ydinkaukolämpöä, mutta siihen aikaan ei ollut vielä CO₂-päästömaksuja, joten paikallisissa voimalaitoksissa tuotettu kaukolämpö tuli halvemmaksi. Loviisan kaukolämpö on tänään kilpailukykyistä ja se maksasi noin 22,5 €/MWh.

Jos Loviisaan rakennettaisiin Olkiluoto 3:n mukainen 1600 MW ydinvoimalaitos, siitä kannattaisi myös siirtää kaukolämpöä. EPR-1600 olisi valmiiksi hyväksytty Suomen oloihin ja voisi valmistua noin 10–15 vuoden kuluttua. Nykyisistä Loviisan yksiköistä kaukolämpöä voisi saada noin kahdeksan vuoden päästä eli vuonna 2030.

SMR-voimala

Helen kertoo tutkivansa yhtenä vaihtoehtona myös pienreaktoreita (SMR, Small Modular Reactor) ahkerasti, mutta kun kysyy, minne ne aikoisivat sellaisen sijoittaa, niin vastausta ei tule lainkaan. Tavanomainen ydinvoimala vaatii ympärilleen noin viiden kilometrin suojavaohtokkeen, jossa ei ole pysyvää asutusta. Sellaista ei Helsingin sisästä löydy. Suomessa ei ole säädetty erikseen normeja pienreaktoreille, joten niiden onnettomuuksiin tulee myös varautua pitkin suojaetäisyyksin.

Ensimmäiset SMR-laitokset valmistuvat vasta vuoden 2030 paikkeilla eikä sitä ennen kannata laitoksia mennä tilaamaan. Jos Helen aloittaisi SMR-laitoksen suunnittelun vuonna 2030, suunnittelu voisi olla valmis vuonna 2035. Rakentamisvaihe kestää yhtä kauan kuin Suomen ensimmäisessä SMR:ssä, Loviisan 440 MW laitoksessa eli 6 vuotta, jolloin parhaassa tapauksessa Suomeen tehtävä laitos voisi olla valmis vuonna 2040–41.

Pelkästään lämpöä tuottavat ydinlämpölaitokset ovat vasta VTT:n ja LUT-yliopiston tutkijoiden piirustuspöydillä. 1980-luvulla Asea Atom kaupitteli **Secure**-nimistä 400 MW lämmitysvoimalaa, jollaisia olisi sijoitettu Kehä III:n varrelle. Yksi paikka oli Bodomjärven lähellä, jonne ollaan rakentamassa Microsoftin jättimäistä datakeskusta. Se riittää yhdessä lämpöpumppujen kanssa kattamaan noin 60 % Espoon kaukolämmöstä.

Sen lisäksi Espoo on varaamassa paikkaa ydinlämmitysvoimalalle Ämmässuon kaatopaikan alueelta. Yhtään teknologiayhtiötä ei ole vielä ilmoittautunut tarjoavansa lämmitysvoimalaa Suomelle. Vasta sitten, kun ensimmäinen teknologiayhtiö alkaa tarjota voimalaa Suomelle, pienreaktoreita voidaan pitää vakavana vaihtoehtona. Sen jälkeen kestää vielä 10 vuotta ennen, kun ensimmäinen kaukolämpöydinvoimala voisi käynnistyä. Se vaatisi myös YVL-ohjeiden muuttamisen.

Hakelämpö

Nyt on rakenteilla Vuosaaren hakelämpölaite, joka tuottaa kaukolämpöä 260 MW. Se korvaisi saman verran poistuvasta 1300 MW hiili- ja kaasulaitosten lämpötehosta. Puuhake maksaa tänään yli 30 €/MWh etelään siirrettynä. Turun Seudun Energia TSE tuottaa Naantalissa kaukolämpöä hakkeella hinnalla 48 €/MWh. Se on noin kaksinkertainen laskettuun Loviisan ydinkaukolämpöön verrattuna.

Haketta poltettaessa syntyy kuitenkin CO₂-päästöjä 400 grammaa per kilowattitunti, kun hiiltä poltettaessa päästöjä syntyy 340 g/kWh eli 15 % vähemmän. Väitetään, että yhtä paljon CO₂:ta sitoutuu metsiin, mutta nyt on käynyt niin, että metsien hiilinielujen määrä on pienentynyt nopeasti.

Näin metsistä on tulossa hiilidioksidin nettopäästäjiä, ja Suomi ei pysty saavuttamaan sen tavoitteena olevaa hiilineutraalisuutta vuoteen 2035 mennessä. Metsien hiilinielun tavoitetaso on 27 miljoonaa tonnia CO₂:ta, mutta vuonna 2021 hiilinielu oli enää noin 7 miljoonaa tonnia. Suomen ekvivalenttiset CO₂-päästöt olivat vuonna 2021 noin 50 miljoonaa ekvivalenttista tonnia CO₂:ta, joten sen saaminen nolnaan vuoteen 2035 mennessä tarkoittaisi CO₂-päästöjen vähentämistä kolmella miljoonalla tonnilla joka vuosi siihen asti. Tavoite on järjettömän kova. Riittää, kun varsinaiset CO₂-päästöt saadaan alle 11 miljoonaa tonniin (2 tonnia per asukas) vuoteen 2050 mennessä.

Merivesilämpöpumput

Nyt Helsingin kaupunki on tutkinut useita toinen toistaan eksoottisempia vaihtoehtoja, miten puuttuva 720 MW kaukolämpöä korvattaisiin. Se joutuu etsimään luultavasti korvaavaa vaihtoehtoa myös Vuosaari B:n 600 MW kaasuvoimalle, koska kaasun hinta kallistuu, kun kaasu joudutaan tuomaan Suomeen LNG:nä, joka on luultavasti öljyäkin huomattavasti kalliimpaa.

Yksi vaihtoehto on merivesilämpöpumput, joiden suunnittelu on aloitettu. Merivettä pumpattaisiin Salmisaaren voimalan tontilla oleville lämpöpumpuille, jotka lämmittäisivät lähes nolla asteista vettä 90 asteeseen.

Sähkön hinta on Salmisaarella suurempi, kun Loviisan ydinvoimalan navoissa. Sähköä kuluu enemmän veden lämmittämiseen lähes nolasta 90 asteeseen, kun Loviisassa hävitään kuumaa vettä tuotettaessa. On mielenkiintoista nähdä. Mitä merivesilämpöpumppujen tuottama lämpö maksaa. Ydinkaukolämpö Loviisasta maksaa Helsinkiin siirrettynä noin 22,5 euroa megawattitunnilta.

Hiilivoimaa vai ei?

Helsingin kaupunginvaltuustossa kiisteltiin syyskuussa 2022 kovasti siitä, pitääkö Salmisaaren ja Hanasaaren voimalaitosten purkupäätökset perua. Ne tehtiin alun perin tarkoituksen saada Helsinki hiilineutraaliksi. Nyt tämän päätöksen maksajaksi tulevat kaikki helsinkiläiset.

Helen sähkö- ja kaukolämpökriisissä

Helsinki on vuosina 2022 ja 2023 sekä sähkö- että lämpökriisissä yhtä aikaa. Se on korottanut kaukolämmön hintaa kesän 46 eurosta 107 euroon megawattitunnilta syysyksi 2022 ja vuoden 2023 alun hinta on 114 euroa megawattitunnilta eli 2,5-kertainen kesän 2022 hintaan verrattuna. Se tarkoittaa tavanomaiselle omakotitalolle ainakin noin 600 euron lisälaskua vuodessa.

Hiilen hinta on Britanniassa maahan tuotuna noin 40 €/MWh, mutta sen päälle tulee vielä verot 31 €/MWh ja päästöoikeusmaksut, jotka ovat 80 €/t-hinnalla 27 €/MWh. Näistä tulee kustannuksia yhteensä 97 €/MWh. Koska hyötysuhde on luokkaa 85 %, lämmön omakustannushinta on noin 114 €/MWh. Se on suunnilleen sama hinta, minkä Helen perii kaukolämpöasiakkaitaan.

Kaasun hinta LNG:nä on Hollannissa luokkaa 100 €/MWh, joten se on raskasta polttoöljyä kalliimpaa. Luultavasti vuonna 2023 Helsingissä poltetaan hiiltä ja öljyä, jonka vuoksi kaupungin päästöt nousevat reippaasti. Luulen, että maakaasukäyttöinen Vuosaaren voimala ei käy ensi talvena ollenkaan, koska kaasun hinta LNG:nä maksaa liikaa.

Jos Hanasaaren ja Salmisaaren voimalat olisi otettu pois käytöstä, Helsinki joutuisi säännöstelemään kaukolämpöä ja kaupunki olisi myös kaukolämmön tehopulassa. Nyt tulisi Hanasaaren ja Salmisaaren voimalat pitää käytössä ainakin niin kauan, kun niiden aiheuttama energiavaje pystytään korvaamaan.

Helenin voitot

Liikevoitto kolmannella neljänneksellä 2022 oli 58 miljoonaa euroa eli 12 % noin 295 miljoonan euron liikevaihdosta. Vuotta aiemmin se oli ollut 19 miljoonaa 10 % noin 195 miljoonan euron liikevaihdosta. Helenistä on tullut ilmeisesti käenpoikanen, joka on hyötynyt sähkön hintojen kohoamisesta. Eikä siinä vielä kaikki!

Helen korotti vuoden määräaikaisen sähkösopimuksen hinnan 60 senttiin kilowatilta syyskuusta 2022 alkaen. Hinta tarkoittaisi syys- ja lokakuun pörssihinnoilla 210 ja 114, että sähkönmyynnin marginaali olisi $484 - 162 = 322$ €/MWh eli 67 % sähkön myyntihinnasta. Eihän kukaan vielä tiedä, mikä tulee olemaan sähkön keskihinta seuraavien 12 kuukauden aikana, mutta tuskin se voi olla enempää kuin 200 euroa megawattitunnilta, joten ylihintaa on 140 %. Halvimmat tarjoukset olivat lokakuussa 30 senttiä eli puolet Helenin hinnasta.

Toistaiseksi voimassa olevien sopimusten hinta nousee 60 % joulukuun 2022 alussa. Silloin sähkö maksaa 38 senttiä kilowattitunnilta. Marginaali syys-lokakuun pörssihintoihin verrattuna olisi $306 - 162 = 144$ €/MWh eli 47 %. Se tarkoittaisi melkoista rahastusta sähkönkäyttäjien kustannuksella. Tyydyttävä marginaali olisi noin 20 %.

Myös kaukolämmön hinta on nousemassa tammikuussa 2023 noin 2,5-kertaiseksi kesän 2022 hintaan verrattuna. Se tarkoittaa myös kovaa laskua kuluttajille.

13.3 Fingrid Oy

Vanhentuneet käytösäännöt

Fingrid perustettiin, kun IVO:n ja teollisuuden sähkönsiirtoverkot yhdistettiin. EU-säännösten mukaan sähkönsiirtoverkot piti erottaa energialiiketoiminnasta, jotta kukaan ei pääsisi kohtelevaan sähkön tuottajia eri tavalla. Tästä oli syytetty IVOa pitkään, koska sen hallussa oli ollut yli 80 % siirtoverkoista.

Fingrid jatkoi samoja Nordelin kantaverkkojen käytösääntöjä, jota olivat monissa kohdin vanhanaikaisia esimerkiksi USA:n sähköverkkojen käytösääntöihin verrattuna. Siellä säätösähköä hankittu ainakin vuodesta 2000 lähtien automaattiseen ohjaukseen perustuen, kun Fingridin keskusvalvomossa säätösähköä on tuotettu ainakin vuoteen 2013 asti pelkästään käsiohjauksella.

Suomi on kuitenkin liittynyt Keski-Euroopan sähköverkoja valvovan Ensto-E:n jäseneksi, mutta sen säännökset ovat monessa kohtaa Nordelin säännöistä poikkeavia. Niitä on yritetty harmonisoida, mutta vieläkin niissä on eroja. Lisäksi EU:ssa kapasiteettimarkkinoita ei pidetä hyvänä, kun USA:ssa ne ovat olleet käytössä vuodesta 2000 lähtien. Kuitenkin kapasiteettimarkkinat on otettu käyttöön USA:ssa (2000), Britanniassa (2008), Ranskassa ja Italiassa (2020) (katso luku 12.3).

Starttiajat

USA:han verrattuna Fingrid on ehkä noin 20 vuotta jäljessä varavoiman starttiajoissa. Kun Fingrid hankki vuonna 2010 nopeita reservejä, se vaati laitoksilta 15 minuutin starttiaikaa. Sen vuoksi Fingrid kelpuutti Forssan varavoimalan hankintaan myös teollisuuskaasuturpiinit, joiden starttiajat ovat sitä luokkaa. Onhan se selvää, että Mossen saa halvemmalla kuin Ferrarin.

USA:ssa starttiaikavaatimus oli useissa osavaltioissa jo 5 minuuttia ja joissakin kaksi minuuttia. Sen vuoksi halpoja teollisuuskaasuturpiineita ei ole hyväksytty reservilaitoksiksi vuoden 2000 jälkeen. Fingrid ei ole seurannut aikaansa, vaikka suomalainen Wärtsilä on toimittanut useita voimalaitoksia näille USA:n viiden ja kahden minuutin markkinoille.

Taajuuspoikkeamat lisääntyneet ja tehovajaus kasvussa

Taajuuspoikkeamat ovat vuodesta 1995 lähtien lisääntyneet Nordelin verkosta noin sadasta kappaleesta kuukaudessa noin 800:aan vuoteen 2010 mennessä. Täällä ei epätasapainoista rangaista, kuten tapahtuu USA:n alueverkoissa, joissa verkon aluetasapainoa (ACE, Area Control Error) mitataan jopa 10 sekunnin välein.

USA:ssa käyttökeskus lähettää voimalaitoksille myös 10 sekunnin välein käskyjä lisätä tai vähentää tehoa. Näin on toiminut Wärtsilän toimittama Plains Endin 220 MW voimala vuodesta 2002 lähtien.

Fingrid otti käyttöön samanlaisen 10 sekunnin välein toimivan aFRR-systeemin vuonna 2013. Tehotasapainon poikkeamaan (ACE) ei kuitenkaan liity sakkoja kuten USA:ssa. Näin ainakin Saksa aiheuttaa häiriötä koko Euroopalle. Järjestelmä ei riitä, jos ei ole säätösähköä.

Myös aFRR-kapasiteettimarkkinat ovat suunnitteilla. Samanlaiset säätösähkön kapasiteettimarkkinat (RKOM) ovat olleet käytössä Norjassa ainakin 10 vuotta. Niiden avulla säätösähköä olisi myös käytettävissä, kun sitä tarvitaan. Nyt sitä ei ollut, kun Fingrid on joutunut käynnistämään nopean reservin laitoksia, joilla paikataan säätösähkön vajeita.

Vastuu kapasiteetista

Fingridin toinen ongelma on, kun ihmiset luulevat sen vastaavan Suomen tarvittavasta sähkötehosta. Sitä se ei kuitenkaan tee, se vain arvioi sähkötehon riittävyyttä noin puolen vuoden tähtäyksellä. Valtio hankkii myös tehoreservit yhdeksi talveksi kerrallaan. Jos käyttämätöntä kapasiteettia ei ole, se ei saa yhtään tarjousta.

Kesällä 2022 Energiavirasto sai vain yhden tarjouksen Fortumilta sen 560 MW Meriporin laitoksesta, mutta ei voinut sitä hyväksyä. Meriporia vaadittiin myös elinkeinoministerien äänellä osallistumaan normaaleille markkinoille, koska sen arvioitiin Aalto-yliopiston tutkijoiden toimesta laskevan sähkön hintaa noin 20 %.

Kaikki muut potentiaaliset tarjoajat halusivat turvata oman sähkönhintansa nousemasta yli 300 euron megawattitunnilta esimerkiksi käynnistämällä omat aggregaattinsa, joiden polttoainekustannukset ovat kevyellä polttoöljyllä noin 300 euroa megawattitummilta ja raskaalla polttoöljyllä noin 200 €/MWh.

Tehoreservien ja säätösähkön tarve

Jotta tehoreservejä ja säätösähköä saataisiin ostettua, niiden sopimusajan pitäisi olla 15–25 vuotta. Näin oli myös Italian kapasiteettimarkkinoilla, jotka aloittivat toimintansa vuonna 2020. Samalla olisi hyvä hankkia sellaisia tehoreservejä, jotka sopisivat samalla myös säätösähkön markkinoille, jolloin myös tuulivoiman keskimääräisen tehon poikkeamiset alle 1600 megawatin voitaisiin tasapainottaa.

Jos näitä nopeasti käynnistyviä laitoksia olisi 1600 MW, niiden avulla voitaisiin balansoida myös Olkiluoto 3-laitoksen poisputoamisen aiheuttama sähkövaje. Nyt Olkiluodon tehon muutoksia on jouduttu paikkaamaan Fingridin ”nopeiden” 15-minuutin reservien avulla, kun siihen pitäisi käyttää lähinnä 5:n tai 10:n minuutin säätösähköä. Koska säätösähköä ei ole tarpeeksi, niiden kattohintaa on jouduttu nostamaan 5000 eurosta 10.000 euroon megawattitunnilta. Se voi aiheuttaa lisää sähköyhtiöiden konkurseja.

13.4 Energiateollisuus ry

Päästötön energiamyytti

Kun Sähköntuottajien yhteistyövaltuuskunta STYV lakkautettiin 1990-luvun puolivälissä, sen tilalle nousi ensin Finergy ry ja myöhemmin Energiateollisuus ry. Energiateollisuus ry:stä tuli alan lobbausjärjestö, jonka tavoitteena on ajaa energian tuottajien etua. Se toimii samalla myös työmarkkinoilla työnantajien edustajana.

Sen toimitusjohtajana aloitti vuonna 2016 kemian diplomi-insinööri **Jukka Leskelä**. Sitä ennen hän toimi vuodesta 2005 alkaen Energiateollisuuden sähköntuotannon toimialajohtajana. Yhdessä sähköinsinöörien tilaisuudessa hän kertoi, hakevoiman olevan päästötöntä, kun jokainen koululainenkin tietää, että puuta poltettaessa syntyy savua, jonka joukossa on hiilidioksidia ja hiukkasia.

Puuta poltettaessa syntyy hiilidioksidia noin 400 g/kWh, kun sitä syntyy kivihiiltä poltettaessa 340 g/kWh. Sen lisäksi puunpolto aiheuttaa Suomessa eniten hiukkaspäästöjä, jotka ovat vaarallisia terveydelle.

Tämän on huomannut myös EU, joka on Red II-direktiivissä ottamassa puun polton mukaan päästökauppaan. Se nostaisi sähkön ja lämmön hintaa merkittävästi ja myös CHP-laitoksilla sähköä tuottavien laitosten kilpailukyky heikkenisi. Suomessa on käynyt niin, että metsien hiilinielut ovat pienenneet 27 miljoonasta tonnista 7 miljoonaan.

Hiilinielujen pieneneminen vuoteen 2021 mennessä vastaa noin 20 miljoonan CO₂-tonnin päästöjä. Nielujen väheneminen voi tulla verotuksen kohteeksi ja se vastaisi 80 euron tonnihinnalla 1600 miljoonaa euroa vuodessa.

Vuonna 2021 puun energiankäyttöön kului 50 miljoonaa kiintokuutiota (100 TWh), josta osa tuli Venäjältä. Se olisi lähes puolet koko metsien kasvusta. Koska puun tuonti Venäjältä loppui, lähes kaikki Suomen tarvitsemat hakkeet kaadetaan Suomen metsistä. Kun puuta poltetaan 50 miljoonaa kuutiota (100 TWh), niin CO₂-päästöjä syntyy noin 400 g/kWh x 100 = 40 miljoonaa tonnia. Se on enemmän kuin energiantuotannon CO₂-päästöt (38 miljoonaa tonnia) yhteensä. Hiilinielujen pieneneminen jatkuu myös vuonna 2022.

Leskelä kertoi Sähkövuodesta 2021 seuraavasti ja kertoi samalla puuenergian olevan päästötöntä:

”Päästöttömän energian tuotanto nousi vuoden 2021 aikana uuteen ennätykseen, 87 %. Tuulivoiman kapasiteetti kasvoi neljänneksen, mutta heikkojen tuulien takia toteutunut tuotanto pysyi lähes ennallaan. Vesivoimavuosi oli normaalia parempi ja bioenergian, jolla korvattiin turvetta, osuus nousi sähköntuotannossa kolme prosenttiyksikköä.”

Jos bioenergia jättää pois ”päästöttömien” energiantuotannon joukosta vuonna 2021, niin CO₂-päästöistä vapaita olivat ydinvoima (32,9 %), vesivoima (22,5 %), tuulivoima (11,7 %) ja aurinkovoima (0,4 %). Näistä tulee yhteensä 67,5 %. Jos siihen lisää biomassan polton (19,5 %), josta ihan oikeasti syntyy CO₂-päästöjä, päädytään lukuun 87 %.

Puun polton CO₂-päästöt ovat tänään suuremmat kuin kivihiilen polton päästöt, koska metsien hiilinielut ovat pienentyneet. Puun poltosta aiheutuu yli puolet Suomen hiukkaspäästöistä, jotka aiheuttavat Suomessa noin 1300 ennen aikaista kuolemaa.

Lämpökeskuksissa voitaisiin käyttää myös turvetta, mutta valtiovalta on määritellyt turpeen fossiiliseksi energiaksi arvalla. Turpeen käyttäjä joutuu maksamaan korkeita veroja ja päästömaksuja. Tilastojen mukaan turvepellon metaanipäästöt aiheuttavat noin 6,5 miljoonaa tonnin ekvivalenttisen CO₂-päästön, joka on laskettu 100 vuoden GWP100-kertoimen (Global Warming Potential) 28 mukaan. Jos metaanin päästöt laskettaisiin 20 vuoden GWP20-kertoimen 84 mukaan, turvepeltojen päästöt olisivat 19 miljoonaa tonnia CO₂ vastaavat. Näin turvepeltojen turvetta polttamalla päästöjä syntyisi vähemmän kuin puuta tai kivihiiltä polttamalla.

Pysyvyyskäyrä

Toinen asia, joka on ollut Energiateollisuuden hampaissa, on sähköntuotannon pysyvyyskäyrä (Kuva 12.3.4). Siitä selviää, että Suomen sähköhuolto olisi tasapainossa, jos Suomeen rakennettaisiin vuoteen 2030 mennessä noin 9.100 MW tasaus-, huippu- ja vara- ja säätövoimaa. Niistä 3800 MW tarvittaisiin tuulivoiman tasaamiseen, 1400 MW terävimmän huipun tuottamiseen ja 2300 MW varavoimaksi vikojen varalle ja vielä sen lisäksi 1600 MW säätövoimaa Olkiluoto 3:n putoamisen varalle.

Kun olen laittanut kuvan Energiateollisuuden lobbarien valvomaan Facebook-sivustolle, se häviää sieltä noin tunnin sisällä. En oikein tiedä, mitä Energiateollisuuden lobbarit haluavat, mutta epäilen, että asia on niille vieras tai heidän viestiensä vastainen. Luulen, että Energiateollisuus vastustaa voimakkaasti Suomeenkin mahdollisesti tulevia kapasiteettimarkkinoita, jotka toisivat sähköyhtiöille velvollisuuksia hankkia uutta kapasiteettia. Sen sijaan kiertävistä sähkökatkoista lobbarit vaikenivat.

Kapasiteettimarkkinat

Tehon riittävyys ei pitäisi olla ihan uusi asia energiateollisuudelle, koska vuoteen 1995 asti STYV84-yhteiskäytösäännösten mukaan jokaisella sähköntuottajalla piti olla 14 % reservitehoa, kun pakkasta oli -25 astetta. Näin toimittiin vuosina 1984–1998 jolloin varatehoa oli jopa yli 14 %. Vuoden 1995 jälkeen alkoi tehomarginaalin pieneneminen ja vuonna 2006 se oli lähellä nollaa.

Ei kapasiteetin rakentaminen tulisi kovin kalliiksi, koska huippuvoiman rakentaminen maksaa noin 600–700 euroa kilowattia kohti. Huippuvoimalaitoksia saisi 9.100 MW yhden 1000 MW ydinvoimalan hinnalla eli 5400 miljoonaa euroa. Niiden kustannukset lisäisivät sähkön hintaa noin 5 €/MWh (Taulu 12.4.2).

Energiateollisuus ry ei pystynyt ehdottamaan minkäänlaista ratkaisua vuonna 2006, kun silloin varoiteltiin sähkön säännöstelystä. Nyt se on myös ollut hiljaa, kun pitäisi miettiä, mistä saataisiin verkkoon lisää tehoa. Tehon puutteen takia Suomessa sähköä joudutaan tästä alkaen säännöstelemään jokainen talvi, jos tulee -25 asteen pakkas.

Korkeat sähkön hinnat

Energiateollisuus on myös paukutellut henkseleitä sillä, että Suomessa sähkön hinnat eivät ole nousseet yhtä paljon kuin Saksassa kesän 2022 aikana. Kannattaa muistaa, että sähkön hinnat ovat täälläkin nelinkertaiset vuoteen 2020 verrattuna ja moni eläkeläinen voi sen takia joutua maksuvaikeuksiin ja leipäjonoon. Kun tulee pakkasta, sähkön pörssihinta nousee Suomessa suuremmaksi kuin muualla Euroopassa.

Saksassa ei ole myöskään uhattu, että sähkönkulutusta aletaan leikata, kuten Suomessa. Suomen tilanne on EU-maista kaikista heikoin ja meillä joudutaan leikkaamaan sähköjä tästä talvesta lähtien todennäköisesti joka talvi. Voimalaitoskapasiteettia riittää vain noin 10.000 MW kulutukseen.

Energiateollisuus lobbaa innokkaasti myös nykyisen markkinamallin puolesta, jonka avulla sähkön hintoja voidaan kohottaa keskimääräisistä tuotantokustannuksista 45 euroa megawattitunnilta arvoon 210 euroon megawattitunnilta. Viisinkertainen sähkön hinta on valunut pääasiassa sähköyhtiöiden taskuihin.

Korkea sähkön hinta ei vaikuta Suomessa sähkön CO₂-päästöihin, mutta pienentää sähkön käyttöä ja lisää öljyn kulutusta ja öljyn aiheuttamia CO₂-päästöjä. Olisi kansantaloudelle parempi, jos sähkön hinta olisi tuotantokustannuksia (45 €/MWh) vastaava, jolloin siirtyminen fossiilisista polttoaineista sähköön tapahtuisi nopeammin. Edullinen sähkön hinta lisäisi energia tehokkaiden käyttötapojen kuten lämpöpumppujen ja sähköautojen kysyntää.

13.5 Kunnalliset energiayhtiöt

Voimalan suunnittelu

Monet kunnalliset energiayhtiöt ovat joutuneet myös vaikeuksiin heikon energiaosaamisen takia. Esimerkiksi poliittikkovetoinen **Jyväskylän Energia** rakensi Keljonlahden 215/260 MW biovoimalan, joka tuottaa lämpöä noin 260 MW. Siellä oli ennestään Rauhanlahden 80/160 MW turvevoimala, joka oli Fortumin omistuksessa. Näin kaupunkiin tuli kaukolämpötehoa näistä kahdesta yhteensä 420 MW, kun myös Rauhanlahti siirtyi Jyväskylän omistukseen.

Laitosten lämpöteho oli lähellä koko kaupungin lämmönkulutuksen huipputarvetta, joka oli noin 500 MW. Todellinen tarve olisi ollut tehdä noin 50/100 MW laitos, jolloin se olisi käynyt melkein koko ajan yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannossa. Näin Keljonlahden voimaan piti rakentaa ns. lauhdehätä, jotta sähköä voitaisiin tuottaa silloinkin, kun kaukolämmölle ei olisi tarvetta.

Ylisuuri voimala johti melkoisiin tappioihin laitoksen ensimmäisinä käyttövuosina. Sitä lisäsi vielä se, kun aluksi biovoimala joutui polttamaan pääasiassa turvetta, kun sen kattila oli väärin suunniteltu tai sitten ostaja ei ymmärtänyt ostaneensa turvekattilan.

Väärin veikatut futuurihinnat

Suurissa ongelmissa on myös **Tampereen Sähkölaitos**, joka joutui pyytämään kaupungilta 150 miljoonan euron takauksen. Sen avulla yhtiö saa Kuntarahoitukselta 150 miljoonan euron hätärahoituksen ja toivottavasti selviää joutumatta selvitystilaan.

Rahoitusvaikeuksiin on joutunut myös Kouvolan kaupungin **KSS-Energia**, joka ostaa sähköt pääasiassa (80 %) sähköpörssistä. Se joutui pyytämään Kouvolan kaupungilta 50 miljoonaa euroa lainaa, kun sen koko rahoitustarve on noin 100–150 miljoonaa euroa.

Vielä heikommin kävi samalla tavalla pörssikauppaa käyvälle **Karhu-Voimalle**, joka joutui lopettamaan toimintansa syyskuussa 2022. Olimme heidän asiakkaitansa ja nyt lokakuussa sähkömme tulevat jo toiselta yhtiöltä pörssisähkönä. Ajattelin, että sähkön hinta on ensi vuonna laskemassa ja sen vuoksi päädyimme pörssihintaiseen sähkösopimukseen.

Konkurssiaalto tulossa

On luultavaa, että talven 2022–2023 aikana moni sähköyhtiö joutuu lopettamaan toimintansa. Samoin käy monelle paljon sähköä käyttävälle yritykselle. Myös tavallisista kotitalouksista monet joutuvat maksuvaikeuksiin, kun määräaikaiset sähkösopimukset loppuvat. Uusia sähkösopimuksia tehdään jatkossa lähinnä vain pörssisidonnaisina, joiden hinnat voivat nousta ensi talvena tasolle 20–30 senttiä kilowattitunnilta vanhojen 4–6 sentin sijasta.

Luulisi, että edes nämä esimerkit herättäisivät päättäjät muuttamaan sähkömarkkinalakeja niin, että sähköyhtiöiden rahastus loppuu. Sähkön hinta tulee saada lähemmäksi sähkön tuotantokustannuksia, jotka ovat noin 45 euroa megawattitunnilta. Kehottaisin kaikkia kansalaisia ilmoittamaan sähköyhtiöille, että heidän olisi palattava takaisin vanhoihin hintoihin pikaisesti.

Yksi harkittava vaihtoehto olisi, että ylisuuret voitot palautettaisiin takaisin kuluttajille. Tämä voitaisiin tehdä neljännesvuosittain tehtyjen välitilinpäätösten jälkeen, jos sähköliiketoiminnan liikevoitto nousee yli 10–20 prosentin.

13.6 Teollisuuden Voima Oy

Pitää vielä lopuksi todeta, että on meillä myös hyvin toimineita ja edullista sähköä tuottavia yhtiöitä. **Teollisuuden Voima Oy** perustettiin teollisuusyhtiöiden toimesta rakentamaan Olkiluotoon kaksi Asea Atomin kiehutusvesireaktorilaitosta. Niiden tehoa on nostettu vähitellen alkuperäisestä 660 megawattista nykyiseen 890 megawattiin. Vuonna 2021 laitokset tuottivat 14 terawattituntia sähköä eli 16 % Suomen 86 TWh sähkönhankinnasta. Laitokset ovat olleet käyttöasteeltaan maailman parhaimpia, ja ne ovat tuottaneet sähköä hinnalla 20 €/MWh käyttöasteen ollessa 92 %.

Olkiluoto 3 oli ongelmaprojekti, joka piti alun perin valmistua vuonna 2009, mutta laitos kytkettiin verkkoon vasta vuonna 2022. Rakentamisvaihe kesti 18 vuotta alkuperäisen aikataulun 4 vuoden asemasta. Laitos oli kuitenkin ostettu kokonaistoimituksena ja

hankkeen viivästyminen ei varsinaisesti ollut TVO:n syy. Tietysti prototyypin ostaminen tarkoitti melkoisia riskejä. Laitoksen kauppahinta oli edullinen (2000 €/kW), joka houkutti ostoon. Samalla tavalla oli ostettu myös Olkiluoto 1 ja sekin saatiin halvalla.

Kun Olkiluoto 3 valmistuu vuonna 2023, TVO:n sähkötuotanto nousee noin 28 terawattituntiin ja se kattaa noin 31 % Suomen sähköntarpeesta. Yhdessä Loviisan ydinvoimalan kanssa ydinvoiman tuotanto nousee noin 36 terawattituntiin vuonna 2023, jolloin ydinvoimalla tuotetaan 40 % Suomen sähköntarpeesta.

Asukasta kohti laskettuna ydinvoiman tuotanto on 6900 kWh per asukas. Samalla Suomi ohittaa Belgian (4400 kWh), Ruotsin (5100 kWh) ja Ranskan (5800 kWh) selvästi vuonna 2023 ja Suomesta tulee eniten ydinsähköä tuottava maa maailmassa.

TVO:n sähkön hinta

On myös mielenkiintoista huomata, että TVO myi vuonna 2021 sähköä hinnalla 20 €/MWh osakkailleen. Se oli noin puolet perinteisestä sähkön myyntihinnasta 40 €/MWh ilman arvonlisäveroa. Kaikki tämä tapahtui vielä ilman CO₂-päästöjä. Myynti tapahtui ilman pörssipeliä, joten siitä ei syntynyt vakuusvaatimuksia, kuten Fortumille.

Jos Fortum olisi toiminut kuten TVO tai vanha IVO, se olisi pystynyt myymään sähköä suomalaisille yhtiöille ja kansalaisille noin 45 €/MWh hinnalla ja tehnyt silti kohtuullisen määrän voittoa. Näin olisi tilanne, jos Fortumia ei olisi viety pörssiin. Siitä taas kannattaa kiittää pääministerinä toiminutta **Paavo Lipposta** ja kauppa ja teollisuusministerinä toiminutta **Antti Kalliomäkeä**, joiden aikana IVO yhdistettiin Nesteen kanssa ja vietiin pörssiin IVO:n voimakkaasta vastustuksesta huolimatta.

14 YHTEENVETO

Öljysodat

Öljyn tulo maailmanmarkkinoille aiheutti alussa taistelua öljyn monopoliasemasta öljyn jakelussa ja kuljetuksissa, jossa **John D. Rockefeller** nousi määräävään asemaan. Rockefellerin imperiumi jaettiin pienempiin osiin, mutta niistä koottiin trusti, jossa Standard Oil piti edelleen ohjaksia.

Seuraavaksi alkoi taistelu öljykentistä, johon taisteluun tulivat myös Shell, British Petroleum (BP) ja Arabimaiden omat öljy-yhtiöt. Ensimmäisen maailmansodan loppuaikoina oltiin jakamaan Mesopotamian öljyä, joissa esimerkiksi Armeniassa kuoli syyskuussa 1922 satojatuhansia ihmisiä, kun Turkki ja Kreikka taistelivat keskenään.

Oma öljynjalostamo

Suomi kohtasi pahan kriisin, kun talvisodan alkaessa öljytankkerit kääntyivät takaisin Kruunuvuoren selällä. Sen jälkeen Suomessa alkoi häikäpönttöjen aika, kun öljyä ei ollut tarpeeksi autoihin. 1950-luvulla perustettiin valtionyhtiö Neste Oy, joka rakensi ensin 1950-luvulla Naantalin öljynjalostamon ja 1960-luvulla Porvoon öljynjalostamon. Sitä vastusti voimakkaasti Yhdyspankin johtama teollisuusryhmä, joka pelkäsi öljyn hinnan nousevan.

Öljykriisit

Vuoden 1973 öljykriisi nosti raakaöljyn hinnan viisinkertaiseksi ja aiheutti maailmanlaajuisen laman. Suomessa aloitettiin säännöstellä energiankulutusta ja pyydettiin laskemaan asuntojen lämpötiloja. Vuoden 1979 öljykriisin aikana öljyn hinta kolminkertaistui ja siitä alkoi myös öljyn ja sähkön taistelu markkinoista.

Ydinvoima

Ydinvoiman rakentamisesta palloiteltiin pitkään, kun Suomi ei pystynyt päättämään ydinvoimalan toimittajasta. Asia ratkesi lopulta nopeasti, kun kesällä 1968 Varsovan liitto valloitti Tšekkoslovakian ja vaihtoi maan johtoa. Presidentti **Urho Kekkonen** tunnusti tosiasiat ja päätti, että Imatran Voima hankkii ensimmäisen ydinvoimalan Neuvostoliitosta. Suomi siirtyi atomiaikaan helmikuussa 1977, kun Loviisan 1-yksikkö kytkettiin sähköverkkoon.

Lopulta Suomeen rakennettiin myös viides ydinvoimala ja Suomesta tulee vuonna 2023 eniten ydinvoimaa tuottava maa maailmassa asukasta kohti laskettuna. Sähköä tuotetaan ydinvoimalla noin 38 TWh eli 6900 kWh/asukas. Suomi ohittaa Ruotsin, Ranskan ja Belgian suurimpana ydinvoiman tuottajana.

Tuulivoima

2010-luvulla alkoi tuulivoiman rakentaminen toden teolla ja vuoden 2023 alussa on tuulivoimatehoa 5000 MW ja vuonna 2030 jo 11.400 MW. Vuonna 2030 tuulivoimaa tuotetaan noin 38 TWh ja Suomesta tulee sähkön vientimaa. Sähkön hinnat halpenevat ja nyt on nähtävissä, että Suomeen ei rakenneta enää uusia ydinvoimalaitoksia. Uusien ydinvoimalaitosten omakustannushinnat (84 €/MWh) ovat tänään yli kaksikertaisia

tuulivoimaan (38 €/MWh) verrattuna. Ainoastaan kaukolämpöä ja sähköä tai pelkästään kaukolämpöä tekevä ydinvoimala voi olla kannattava

Taistelu ilmaston lämpenemistä vastaan

Vuoteen 2021 mennessä ilmasto on lämmennyt 1,1 astetta vuosien 1880–1909 keskiarvoihin verrattuna. Lämpenemisen tärkeimmät selittäjät ovat auringon ilmakehän CO₂-pitoisuus ja aerosolipäästöt. Lisäksi lämpötila vaihtelee +/- 0,2 astetta auringon säteilyn vaihtelun takia, joka on seurausta auringonpilkkujen määrän muutoksesta.

Jo 1800-luvulla tunnettiin hiilidioksidin lämmittävä vaikutus ilmastoon. Nobelisti **Svante Arrhenius** osoitti, että CO₂-pitoisuuden kaksinkertaistuminen nostaisi lämpötilaa 5–6 astetta. Kuitenkin lämpenemisestä alettiin huolestua vasta vuonna 1992 Rion ilmastokokouksessa.

Ihmisen aiheuttamat CO₂-päästöt ovat tänään noin 36 gigatonnia, josta 18 gigatonnia jää ilmakehään ja 18 gigatonnia absorboituu hiilinieluihin. Hiilinieluista tärkein on valtameret, joihin suurin osa päästöistä absorboituu. Meret vastaanottavat päästöjä sitä enemmän, mitä suurempi on ilmakehän CO₂-pitoisuus.

Olen tehnyt kirjassani ”*Lämpötilan nousun pysäytys kahteen asteeseen*” arvion, jonka mukaan lämpötilan nousu jää alle 1,7 asteen, jos CO₂-päästöt puolitetaan vuoteen 2050 mennessä. Se tarkoittaisi, että kaikkien maiden tulisi päästä alle kahden tonnin per asukas. Suomelle se tarkoittaisi, että CO₂-päästöjen tulee olla alle 11 miljoonaa tonnia vuonna 2050. Se on noin 27 miljoonaa tonnia vähemmän kuin tänään, joten päästöjä tulee vähentää noin miljoonalla tonnilla joka vuosi vuoteen 2050 asti.

Sähkön ja öljyn kilpailu

Kun Suomessa oli 1980-luvun alussa käytössä neljä ydinvoimalaa, sähköä tuotettiin enemmän kuin Suomessa tarvittiin ja kaukolämpöverkkojen yhteyteen alettiin rakentaa sähkökattiloita ja lämpövarastoja.

Sähkölämmityksestä tuli 1980-luvulla omakotitalojen tärkein lämmitystapa, kun öljyn hinnat nousivat. 2010-luvulla mukaan tulivat myös lämpöpumpput, joista tuli tärkein uusien pientalojen tärkein lämmitysmuoto.

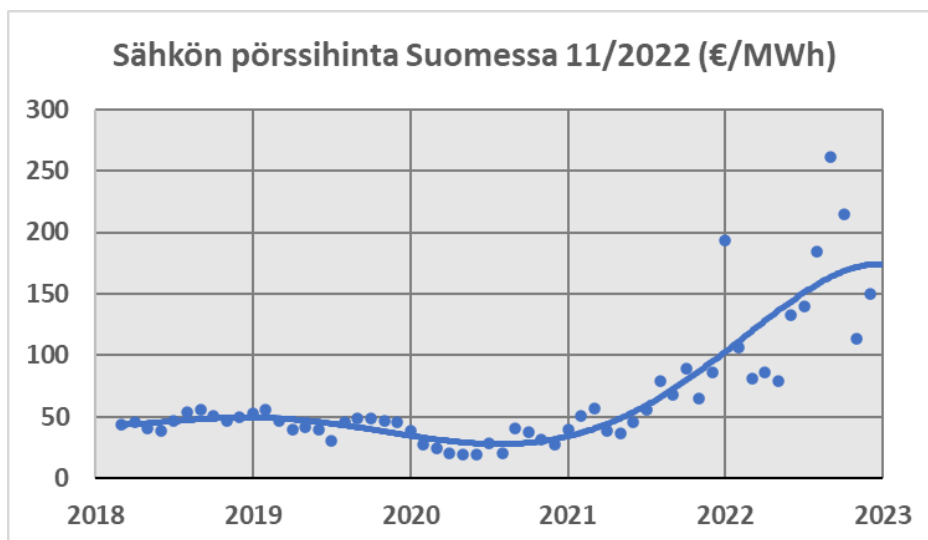
2000-luvulla alkoi kilpailu polttomoottoriautojen ja sähköautojen kesken. Vuonna 2022 ladattavia autoja rekisteröitiin Suomessa ensimmäistä kertaa yhtä paljon kuin polttomoottoriautoja ja tavallisia hybridautoja. Esteenä oli enää vain sähköautojen valmistuskapasiteetti, jonka vuoksi autoja jouduttiin odottamaan jopa vuoden verran tilauksesta.

Sähkökriisi 2022–23

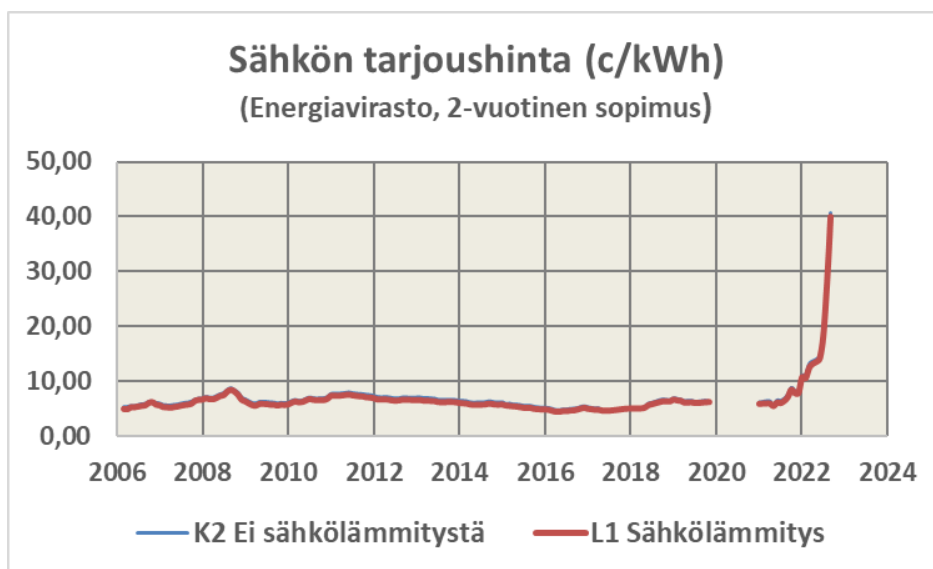
Sähkön, kaasun ja kivihiilen hinnat alkoivat nousta vuoden 2021 alussa, kun vesivarastot olivat alhaalla ja Venäjä alkoi rajoittaa kaasun vientiä EU-maihin. Sähkön hinnat ylittivät keskimääräisen noin 50 €/MWh hinnan helmikuussa 2021 (Kuva 14.1.1). Nyt syksyllä 2022 sähkön pörssihinta on 150–200 €/MWh väillä eli nelinkertainen.

Vuoden 2022 hintaan vaikutti myös sähkön tuonnin loppuminen Venäjältä kesäkuussa 2022, jolloin hinta pomppasi noin 80:stä 140 euroon megawattitunnilta. Tämän jälkeen hinta on noussut edelleen ja se voi johtaa siihen, että monet sähkölämmitteisissä taloissa

asuvat ihmiset eivät pysty maksamaan sähkölaskujaan. Useat henkilöt ovat joutuneet maksuvaikeuksiin, jos maksavat sähköstään kaksi vuotta jopa 40 c/kWh (Kuva 14.1.2).



Kuva 14.1.1 Sähkön kuukausihinnat Helsingissä 11/2022 (Nordpool.com).



Kuva 14.1.2 Sähkön keskimääräinen tarjoushinta kaksivuotisissa sopimuksissa (Energiavirasto).

Sähkön hintoja olisi mahdollista alentaa, jos markkinoille tulisi enemmän päästöoikeuksia. CO₂-päästöoikeuksen hinta 80 €/tonni, joka nostaa sähkön hintaa noin 59 €/MWh (Kuva 10.3.8). Arvonlisäveron kanssa hiilivoiman päästöoikeudet nostavat sähkön hintaa noin 7,3 senttiä kilowattitunnilta. Se aiheuttaa Suomen sähkönostajille kustannuksia 6200 miljoonaa euroa vuodessa. Se ei kuitenkaan pienennä CO₂-päästöjä ollenkaan, koska hiilellä tuotetaan sähköä hyvin vähän.

Myöskään hiilellä tai turpeella toimivia CHP-laitoksia ei pidä purkaa. Ne voitaisiin muuttaa toimimaan öljyllä niin kauan, kunnes maahan saadaan riittävästi huippuvoimaa ja uusia kaukolämpölaitoksia Helsingissä.

Sähkön hinta voisi olla tänään Suomessa noin 45 €/MWh (Taulu 5.4.3), jos sähkön hinta hinnoiteltaisiin sähkön omakustannushinnan mukaisesti. Se edellyttäisi, että Suomi olisi täysin omavarainen sähkön suhteen ja puuttuva huipputeho rakennettaisiin joko valtion toimesta tai velvoitettaisiin sähköntuottajat rakentamaan sen aiheuttamansa tehontarpeen perusteella.

Voimalaitostehoa on vuonna 2024 noin 12.910 MW, kun sitä pitäisi olla 17.610 MW, vajeesta on 4700 MW. Vaje jakautuu siten, että huippuvoimaa tulee rakentaa 2190 MW ja varavoimaa 2510 MW. Huippuvoima voidaan jakaa vielä tuulivoiman tasausvoimaan 1640 MW ja terävimpään huippuun 550 MW. Tarvittava huippuvoima 2190 MW tulisi rakentaa pikaisesti tehoreservilakia käyttäen ja varavoimalat taas laadittavan uuden kapasiteettilain mukaisesti.

Vuonna 2030 kulutuksen huipputeho on noin 16.600 MW, mutta tehoa on käytettävissä vain noin 11.600 MW, joten tasaus- ja huipputehoa tarvitaan noin 5000 MW (Taulu 14.1.1). Varatehoa tarvitaan puolestaan 2600 MW, joka tulisi rakentaa, että tehon toimitusvarmuus olisi 90 %. Tehovaje on yhteensä 5000 + 2600 eli 7600 MW.

Taulu 14.1.1 Tehontarve, puuttuva teho merkitty harmaalla taustalla.

Voimalat 2030	Luku- määrä	teho MW	Teho yhteensä	Varavoiman tarve			Yhteensä MW
				kpl	MW	%	
Lämpövoimalat							
20 MW	100	20	2 000	8	160	8 %	2 160
100 MW	25	100	2 500	4	400	16 %	2 900
200 MW	8	200	1 600	2	400	25 %	2 000
670 MW	5	670	3 350	1	670	20 %	4 020
Yhteensä	138		9 450	15	1630	17 %	11 080
Olkiluoto 3	1	1600	1 600	1	740	46 %	2 340
Yhteensä	139		11 050		2 370	21 %	13 990
Tuulivoimalat		11400	570		0		570
Yhteensä			11 620		2 370		14 560
Tasaus	378	10	3 780	21	210	6 %	3 990
Yhteensä	138		15 400		2 580	17 %	11 650
Huippuvoimalat	120	10	1 200	8	80	7 %	1 280
Yhteensä			16 600		2 660	16,0 %	19 260
Puuttuva teho			4 980		2 660		7 640

Ongelmalliset sähköyhtiöt

Vuonna 1997 tapahtui melkoinen onnettomuus, kun Imatran Voima yhdistettiin Neste Oy:n kanssa vastoin IVOn johdon tahtoa pääministeri **Paavo Lipposen** (SDP) ja kauppa- ja teollisuusministeri **Antti Kalliomäen** (SDP) esityksestä. Yhtiö nimettiin **Fortumiksi** ja vietiin pörssiin. Siitä alkaen Fortum on aiheuttanut suuria tappioita tekemällä risksijoituksia.

Fortum sijoitti noin 5 miljardia euroa eli sotakorvauksen verran rahaa Siperian kaasuvoimaan. Jos nämä sijoitukset menevät myös Venäjän valtiolle, siitä syntyy Suomen toiseksi suurin bisnesmoka. Tämä sijoitus tehtiin niillä rahoilla, jonka Fortum sai Nesteen

kaasukenttien myynnistä ennätysalvalla hinnalla, kun öljyn hinta oli noin 20 dollaria barrelilta. Ehkä tämä öljylähteiden myynti olikin Suomen kolmanneksi suurin bisnesmoka.

Fortum myi sähköverkkonsa ja sijoitti siitä saadut rahat Uniperiin. Se johti syyskuussa 2022 Uniperin joutumiseen Saksan valtion omistukseen, jolloin alun perin 7,2 miljardin euron sijoituksesta saatiin 0,5 miljardia euroa. Siitä tuli Suomen yrityshistorian suurin bisnesmoka, jonka tappiot olivat noin kuusi miljardia euroa.

Suomalaisen sähkökuluttajan kannalta Fortum aiheutti myös melkoisen sähkön hinnan nousun, kun se räjäytti Inkoon 1000 MW hiilivoimalan maan tasalle ja otti Meriporin 560 MW voimalan pois sähkömarkkinoilta. Sen ansiosta sähkön hinta nousi noin 20–30 %, jonka maksajina olivat teollisuus, kaupat ja yksityiset kotitaloudet.

Ei ihan pieni asia ollut myöskään **Helsingin energialaitoksen pitäytyminen hiilessä ja kaasussa**, kun sille on useaan otteeseen tarjottu Loviisan ydinkaukolämpöä. Ydinkaukolämpö maksaisi noin 22,5 €/MWh, kun hiilen hinta on tänään noin 40 €/MWh ja siihen tulee vielä päälle energiaverot ja CO₂-päästöoikeusmaksut. Hiilellä ja hakkeella tuotettu lämpö maksaa ainakin neljä kertaa ydinkaukolämmön hinnan.

Helsinki turvautuu nyt hakkeeseen, jonka hinta lienee yli 30 €/MWh. Hakkeen CO₂-päästöt ovat 15 % hiilien päästöjä korkeammat, kun mukaan lasketaan hiilinielujen katoaminen ja metsien muuttuminen CO₂-päästöjen lähteeksi.

Helen vastusti myös Loviisa 3-ydinvoimalan rakentamista ja sen vuoksi Fortum ei saanut lupaa tämän ydinvoimalan rakentamiselle. Sen sijaan Helen olisi ilmeisesti ollut mukana Olkiluoto 4-yksikön osakkaana, mutta sen laitoksen rakentamisesta luovuttiin. Olisihan myös kaukolämpöä tuottava Loviisan ydinvoimala ollut Olkiluodon 4-yksikköä huomattavasti edullisempi.

Uskoisin, että kaikkien bisnesmokien takana on energia-asioista täysin ulkona olevat toimitusjohtajat, jotka eivät ole perehtyneet energia-alaan laajasti. Useat heistä tulevat aivan muualta, eivätkä ole saaneet insinöörikoulutusta. Toista oli aiemmin, kun sekä IVOn että Helenin johtaja olivat kaikki pitkään talossa olleita diplomi-insinöörejä.

Täytyy kuitenkin muistaa, että **Teollisuuden Voima Oy** on puolestaan onnistunut ydinvoiman rakentamisessa ja tuotannosta erinomaisesti. Sen kaksi ensimmäistä Olkiluodon voimalaa ovat maailman tilastoissa käyttökertoimeltaan maailman parhaita, ja niiden tuottama sähkö maksoi osakkaille noin 20 euroa megawattitunnilta eli vain puolet siitä, mitä Suomen sähköntuotanto maksoi vielä vuonna 2021 keskimäärin.

Jos Fortum olisi toiminut koko ajan kuten TVO tai vanha IVO, se olisi voinut myydä sähköä koko ajan sen omakustannushinnalla, joka on noin 45 €/MWh. Luultavasti sillä olisi myös toiminnassa Loviisa 3 ja se lämmittäisi koko Helsingin hiilivapaasti ydinkaukolämmön avulla.

Kysyn ihan lopuksi kaikilta:

Sähkö maksaa sähköyhtiöille tänään keskimäärin noin 45 €/MWh. Sähköpörssin avulla sähköpörssin hinta on noussut arvoon 100–250 €/MWh. Se on johtanut siihen, että kansalaiset ja yritykset kärsivät ja sähköyhtiöt kasvattavat voittojaan. Korkea sähkön hinta vain kasvattaa öljyn käyttöä ja CO₂-päästöjä. Tämäkö oli sähköpörssin tarkoitus?

VIITTEET

Luku 1. Energiasta

BP Statistical Review of World Energy 2022 [Statistical Review of World Energy | Energy economics \(bp.com\)](#)

Energiatilastot StatFin Database Tilastokeskus. [StatFin database | Statistics Finland](#)

Luku 2. Taistelu öljystä

Taistelu öljystä. Anton Zischka. Suomentanut Lauri Hirvensalo WSOY 1942

Luku 3. Taistelu öljynjalostamoista ja öljykriisit

Kylmä sota, kuuma öljy. Markku Kulmala. WSOY. 1997

Luku 5. Ydinvoima

Suomalainen ydinvoimalaitos. Karl-Erik Michelsen, Tuomo Särkikoski Edita 2005

Imatran Voimasta Fortumiksi 1932–2013, Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy 2015

WASH-1400 (NUREG 75/014), Reactor Safety Study, An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants. US Regulatory Commission 1974. [U.S. Nuclear Regulatory Commission](#)

Luku 6. Ilmastonmuutos

IPCC First Assessment Report. Policy Maker Summary of Working Group I. The IPCC 1990 and 1992 Assessments. 1992

Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen. Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy. 2020

Luku 7. Sähkön ja öljyn sota

Ensirekisteröinnit. Autoalan tiedotuskeskus [Ensirekisteröinnit - Autoalan Tiedotuskeskus](#)

Niin siinä käy, kun omistaa, Tarinaa valtionyhtiöistä. Risto Ranki 2012

Luku 9. Aurinkosähkö

Ilmaston lämpenemisen pysäytys kahteen asteeseen. Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy. 2020

Luku 10. Vuoden 2022 energiakriisi

Turpeen tuotanto ja käyttö VTT 2550, 2010

Planning of Optimal Power Systems. Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy, 2008

Wärtsilän kehitystarina 1960–2020. Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy 2021.

Nordpool Electricity Prices. [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](#)

Luku 11. Energiankulutuksen leikkaaminen

Energiankäyttäjän käsikirja 2013. Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy. E-kirja 2011 ([www.ekoenergo.fi](#))

Suomen lämpöpumpputilastot 2021. Suomen lämpöpumppuyhdistys SULPU 2022. Suomen lämpöpumpputilastot - vuosi 2021 – SULPU

Jäätyvä helvetti. Ilkka Remes. 2015

Luku 12. Sähkömarkkinat

Energy visions 2030 for Finland. VTT. Helsinki 2001

Varavoimalaitosten tarpeen, kustannusten ja sijoituspaikkojen selvitys. Wärtsilä, Pohjolan Voima oy ja Huoltovarmuuskeskus. 2004 (EKOENERGO OY - Studies and consultations)

Selvitys tehoreservien tarpeesta vuosilla 2015–2020. VTT; Tutkimusrapotti VTT R-06032-14. 2014

Luku 13. Ongelmalliset sähköyhtiöt

Imatran Voimasta Fortumiksi 1932–2013, Asko Vuorinen. Ekoenergo Oy 2015

Fortumin välitilinpäätös 2022 Q2. Fortum.fi

Kaukolämmön ja kaukojäähdytyksen menestystarina jatkuu. Helen 2012

LIITTEET

Liite.1 Sähköntuotantomuotojen kustannusvertailu

Kustannusvertailu 2022		Maatuuli	Merituuli	HakeCHP	Ydinvoima	DF-CHP	Meripori	HakePeak	DF-Peak
Teho	MW	100	100	100	1600	100	550	100	100
Voimalan hinta	€/kW	1200	2000	1500	6000	700	0	1500	600
Rakennusaika	a	3	3	3	8	2		3	2
Laskentakorko	%	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Rak.ajan korot	€/kW	90	150	112,5	1200	35	0	112,5	30
Investointi	€/kW	1290	2150	1612,5	7200	735	0	1612,5	630
Pitoaika	a	25	25	25	25	25	25	25	25
Annuiteetti	€/kW	92	153	114	511	52	0	114	45
Käyttökustannukset	€/MWh	10	20	10	10	10	20	10	10
Polttoaine	€/MWh			26	2	50	40,0	26	50
Hyötysuhde	%			80 %	35 %	85 %	42 %	35 %	45 %
Polttoainekulut	€/MWh			32,5	5,7	58,8	95,2	74,3	111,1
CO2-päästöoikeus	€/t					80	80		80
CO2-kustannus	€/MWh					26	52		49
Muuttuvat kustannukset	€/MWh	10,0	20,0	42,5	15,7	94,7	167,6	84,3	170,0
Sähköntuotantokustannus (€/MW Maatuuli Merituuli HakeCHP Ydinvoima DF-CHP Meripori HakePeak DF-Peak)									
-huipunkäyttöaika	500	37,7	63,6	271,3	1037,4	199,0	167,6	313,1	259,4
-huipunkäyttöaika	1000	37,7	63,6	156,9	526,6	146,9	167,6	198,7	214,7
-huipunkäyttöaika	1500	37,7	63,6	118,8	356,3	129,5	167,6	160,6	199,8
-huipunkäyttöaika	2000	37,7	63,6	99,7	271,1	120,8	167,6	141,5	192,4
-huipunkäyttöaika	2500	37,7	63,6	88,3	220,1	115,6	167,6	130,1	187,9
-huipunkäyttöaika	3000	37,7	63,6	80,6	186,0	112,1	167,6	122,4	184,9
-huipunkäyttöaika	3500	37,7	63,6	75,2	161,7	109,6	167,6	117,0	182,8
-huipunkäyttöaika	4000	37,7	63,6	71,1	143,4	107,7	167,6	112,9	181,2
-huipunkäyttöaika	4500	37,7	63,6	67,9	129,2	106,3	167,6	109,7	179,9
-huipunkäyttöaika	5000	37,7	63,6	65,4	117,9	105,1	167,6	107,2	178,9
-huipunkäyttöaika	5500	37,7	63,6	63,3	108,6	104,2	167,6	105,1	178,1
-huipunkäyttöaika	6000	37,7	63,6	61,6	100,9	103,4	167,6	103,4	177,5
-huipunkäyttöaika	6500	37,7	63,6	60,1	94,3	102,7	167,6	101,9	176,9
-huipunkäyttöaika	7000	37,7	63,6	58,8	88,7	102,2	167,6	100,6	176,4
-huipunkäyttöaika	7500	37,7	63,6	57,8	83,8	101,7	167,6	99,5	176,0
-huipunkäyttöaika	8000	37,7	63,6	56,8	79,6	101,2	167,6	98,6	175,6

Sähköntuotantokustannukset		Maatuuli	Merituuli	HakeCHP	Ydinvoima	DF-CHP	Meripori	HakePeak	DF-Peak
Teho	MW	100	100	100	1600	100	550	100	100
Investointi	€/kW	1290	2150	1613	7200	735	0	1613	630
Huipunkäyttöaika	h/a	3300	3500	5000	7500	1000	1000	550	550
Polttoaine				32,5	5,7	58,8	95,2	74,3	111,1
CO2-päästö				0,0	0,0	25,9	52,4	0,0	48,9
Käyttö		10,0	20,0	10,0	10,0	10,0	20,0	10,0	10,0
Pääoma		27,7	43,6	22,9	68,1	52,2	0,0	114,4	44,7
Yhteensä		37,7	63,6	65,4	83,8	146,9	167,6	198,7	214,7

Liite 2 Kioton sitoumukset 1997

Countries	Target 2008-2012 %	Target 2013-2020 %	Emissions 2008-2012 %	LULUCF 2008-2012 %
European Union				
1 Austria	-13	-20	+3.2	+4.9
2 Belgium	-8	-20	-13.9	-14.0
3 Bulgaria	-8	-20	-53.4	-52.8
4 Canada (withdrew)	-6	N/A	+18.5	+18.5
5 Croatia	-5	-20	-10.8	-7.5
6 Czech Republic	-8	-20	-30.6	-30.0
7 Denmark	-21	-20	-17.3	-14.8
8 Estonia	-8	-20	-54.2	-55.3
9 Finland	0	-20	-5.5	-4.7
10 France	0	-20	-10.5	-10.0
11 Germany	-21	-20	-24.3	-23.6
12 Greece	25	-20	+11.5	+11.9
13 Hungary	-6	-20	-43.7	-41.8
14 Ireland	13	-20	+11.0	+5.1
15 Italy	-6	-20	-7.0	-4.0
16 Latvia	-8	-20	-61.2	-56.4
17 Liechtenstein	-8	-16	+4.1	+2.4
18 Lithuania	-8	-20	-57.9	-55.6
19 Luxembourg	-28	-20	-9.3	-8.7
20 Monaco	-8	-22	-12.5	-12.5
21 Netherlands	-6	-20	-6.2	-6.4
22 Poland	-6	-20	-29.7	-28.8
23 Portugal	27	-20	+5.5	+22.4
24 Romania	-8	-20	-57.0	-55.7
25 Slovakia	-8	-20	-37.2	-36.8
26 Spain	15	-20	+20.0	+23.7
27 Sweden	4	-20	-18.2	-15.3
28 United Kingdom	-13	-20	-23.0	-22.6
Muut maat				
1 Norway	1	-16	+4.6	+7.5
2 Iceland	10	-20	+10.2	+19.4
3 Slovenia	-8	-20	-9.7	-3.2
4 Switzerland	-8	-15.8	-3.9	-0.8
5 Ukraine	0	-24	-57.1	-56.6
6 Russia	0	N/A	-36.3	-32.7
7 Australia	8	-0.5	+3.2	+30.3
8 Japan	-6	N/A	-2.5	+1.4
9 New Zealand	0	N/A	-2.7	+20.4
10 United States (did not ratify)	-7	N/A	+9.5	+9.5

Liite 3 CO₂-päästöt vuosina 1990 ja 2021 energiantuotannosta (MtCO₂/a)
(Lähde: BP Statistics)

Area	1990	2021	Change	Change	Area	1990	2021	Change	Change
Total World	21306	33884	12578	59 %					
1 China	2309	10523	8214	356 %	41 Uzbekistan	106	112	6	6 %
2 US	4970	4701	-269	-5 %	42 Kuwait	22	103	81	376 %
3 EU	3757	2728	-1028	-27 %	43 Bangladesh	13	101	88	691 %
4 India	602	2553	1951	324 %	44 Turkmenistan	35	94	60	171 %
5 Russian Federation	2234	1581	-653	-29 %	45 Czech Republic	155	92	-63	-41 %
6 Japan	1084	1054	-30	-3 %	46 Venezuela	112	89	-23	-21 %
7 Iran	182	661	479	263 %	47 Chile	32	87	55	174 %
8 Germany	1008	629	-379	-38 %	48 Colombia	42	87	45	106 %
9 South Korea	235	604	368	156 %	49 Oman	11	82	71	628 %
10 Saudi Arabia	202	575	373	184 %	50 Romania	178	70	-108	-61 %
11 Indonesia	132	572	440	332 %	51 Morocco	21	69	48	223 %
12 Canada	445	527	83	19 %	52 China Hong Kong	41	65	23	56 %
13 South Africa	325	439	114	35 %	53 Israel	35	63	29	82 %
14 Brazil	197	437	240	122 %	54 Austria	58	58	0	1 %
15 Turkey	136	403	267	196 %	55 Belarus	93	57	-35	-38 %
16 Mexico	268	374	106	40 %	56 Greece	82	57	-25	-31 %
17 Australia	275	369	95	34 %	57 Peru	20	56	36	186 %
18 United Kingdom	595	338	-258	-43 %	58 Hungary	71	46	-25	-36 %
19 Italy	404	311	-93	-23 %	59 Bulgaria	74	42	-33	-44 %
20 Poland	374	309	-64	-17 %	60 Sweden	67	40	-27	-40 %
21 Taiwan	120	279	159	132 %	61 Portugal	39	40	1	2 %
22 France	367	274	-94	-26 %	62 Finland	57	37	-20	-35 %
23 Vietnam	18	273	255	1419 %	63 Ecuador	17	36	19	114 %
24 Thailand	89	269	180	201 %	64 Azerbaijan	54	35	-19	-35 %
25 United Arab Emirates	82	260	178	218 %	65 Ireland	31	35	4	12 %
26 Spain	215	246	31	15 %	66 Switzerland	43	33	-10	-23 %
27 Malaysia	55	239	184	337 %	67 Norway	29	33	4	15 %
28 Pakistan	58	226	168	287 %	68 New Zealand	26	33	7	26 %
29 Egypt	87	220	133	154 %	69 Slovakia	55	32	-23	-42 %
30 Kazakhstan	241	219	-21	-9 %	70 Denmark	56	28	-28	-50 %
31 Singapore	70	216	146	210 %	71 Sri Lanka	5	23	17	324 %
32 Argentina	100	182	81	81 %	72 Estonia	41	18	-23	-56 %
33 Netherlands	192	178	-14	-7 %	73 Trinidad & Tobago	10	16	6	65 %
34 Western Africa	51	175	124	245 %	74 Croatia	21	16	-6	-26 %
35 Ukraine	762	168	-594	-78 %	75 Lithuania	36	12	-24	-66 %
36 Iraq	55	141	86	157 %	76 Slovenia	13	12	-2	-13 %
37 Algeria	65	140	74	114 %					
38 Philippines	40	137	97	242 %					
39 Qatar	13	115	102	797 %					
40 Belgium	126	115	-12	-9 %					

Suurimmat CO₂-päästöjen lisääjät (MtCO₂/a, Lähde BP Statistics).

Area	1990	2021	Change	Change	Area	1990	2021	Change	Change
Total World	21306	33884	12578	59 %					
1 China	2309	10523	8214	356 %	11 Thailand	89	269	180	201 %
2 India	602	2553	1951	324 %	12 United Arab Emirates	82	260	178	218 %
3 Iran	182	661	479	263 %	13 Pakistan	58	226	168	287 %
4 Indonesia	132	572	440	332 %	14 Taiwan	120	279	159	132 %
5 Saudi Arabia	202	575	373	184 %	15 Singapore	70	216	146	210 %
6 South Korea	235	604	368	156 %	16 Egypt	87	220	133	154 %
7 Turkey	136	403	267	196 %	17 Western Africa	51	175	124	245 %
8 Vietnam	18	273	255	1419 %	18 South Africa	325	439	114	35 %
9 Brazil	197	437	240	122 %	19 Mexico	268	374	106	40 %
10 Malaysia	55	239	184	337 %	20 Qatar	13	115	102	797 %

Liite 4. Sähköjärjestelmän luotettavuus voimalaitosten lukumäärän vaihdellessa'

Lähde: Planning of Optimal Power Systems

Järjestelmän luotettavuus, kun voimalaitosten luotettavuus on 97 %

Voimalat Varalla	1	2	3	4	5	10	20	50	100
	0,97	0,9409	0,912673	0,885293	0,858734	0,737424	0,543794	0,218065	0,047553
1		0,9991	0,997354	0,994814	0,991528	0,965493	0,880162	0,555280	0,194622
2			0,999973	0,999894	0,999742	0,997235	0,978992	0,810798	0,419775
3				0,999999	0,999996	0,999853	0,997331	0,937240	0,647249
4						0,999995	0,999742	0,983189	0,817855
5							0,999980	0,996264	0,919163
6							0,999999	0,999296	0,968772
7								0,999886	0,989376
8								0,999984	0,996784
9								0,999998	0,999126
10									0,999785
11									0,999952
12									0,999990
13									0,999998
24									1,00000

Järjestelmän luotettavuus, kun voimalaitosten luotettavuus on 95 %

Voimalat Varalla	1	2	3	4	5	10	20	50	100
0	0,95	0,9025	0,857375	0,814506	0,773781	0,598737	0,358486	0,076945	0,005921
1		0,9975	0,992750	0,985981	0,977408	0,913862	0,73584	0,279432	0,037081
2			0,999875	0,999519	0,998842	0,988496	0,924516	0,540533	0,118263
3				0,999994	0,99997	0,998972	0,984098	0,760408	0,257839
4					1,00000	0,999936	0,997426	0,896383	0,435981
5						0,999997	0,999671	0,962224	0,615999
6							0,999966	0,988214	0,766014
7							0,999997	0,996812	0,87204
8							1,00000	0,999244	0,93691
9								0,999841	0,971812
10								0,999970	0,988528
11								0,999995	0,995726
12									0,998536
13									0,999537
24									0,999864

