



Energiäteollisuus ry

Sähköntuotantoskenaariot vuoteen 2030



## Esipuhe

Tämä *Sähköntuotantoskenaariot vuoteen 2030* -työ on Energiateollisuus ry:n (ET) toimeksi antama ja rahoittama.

Selvitystyö on tehty Pöyry Energy Oy:n Konsultointiyksikössä. Selvityksen vastuullinen johtaja on ollut johtaja TkT Heli Antila. Selvityksen projektipäällikkönä on toiminut johtava konsultti DI Janne Rauhamäki, joka on vastannut tuotantokoneistotarkasteluista ja raportin laadinnasta. Pohjoismaisen sähköntuotannon mallinnuksesta ovat vastanneet konsultti DI Jenni Ilvonen ja asiantuntija DI Jarkko Lampinen.

Työn projektiryhmään tilaajan puolelta kuuluivat johtaja Jukka Leskelä ja asiantuntija Niina Honkasalo.

Selvitykseen liittyvistä tuloksista vastaavat selvityksen tekijät.

Espoossa helmikuussa 2008

Pöyry Energy Oy

Heli Antila  
Johtaja

Janne Rauhamäki  
Johtava konsultti, energiastrategiat

Yhteystiedot

PL 93 (Tekniikantie 4 A)  
02151 Espoo  
Kotipaikka Espoo  
Y-tunnus 0577450-7  
Puh. 010 3311  
Faksi 010 33 24981  
E-mail: [energy.fi@poyry.com](mailto:energy.fi@poyry.com)

## SISÄLTÖ

### Esipuhe

<b>1</b>	<b>TAUSTA</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>SELVITYKSEN TEHTÄVÄ JA TAVOITE</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>LÄHTÖARVOT JA OLETUKSET</b>	<b>5</b>
3.1	Polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat	5
3.2	Sähkönkulutusennusteet	6
3.3	Kaukolämmön sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon kehitys	7
3.4	Sähkön tuontiriippuvuus	7
3.5	Sähkön siirtoyhteydet	7
3.6	Uusiutuva energia	8
3.6.1	Vesivoima	8
3.6.2	Tuulivoima	10
3.6.3	Puuperäiset polttoaineet	10
3.7	Ydinvoima	10
3.8	Erillinen sähköntuotanto (lauhdevoima)	11
<b>4</b>	<b>SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KEHITYS SUOMESSA</b>	<b>12</b>
4.1	Nykyinen sähköntuotantokapasiteetti ja sen poistuminen	12
4.2	Uusi sähkönhankintakapasiteetti	13
4.2.1	Uusiutuva energia sekä sähkön ja lämmön yhteistuotanto	13
4.2.2	Erillinen sähköntuotanto	16
<b>5</b>	<b>SÄHKÖNTUOTANTO JA CO<sub>2</sub>-PÄÄSTÖT SUOMESSA</b>	<b>17</b>
5.1	Perusskenaario	17
5.1.1	Tuotantokapasiteetti	17
5.1.2	Sähköntuotannon rakenne ja CO <sub>2</sub> -päästöt	19
5.2	Vaihtoehtoskenaariot	24
5.2.1	Lisäydinvoimaa vähemmän	24
5.2.2	Lisäydinvoimaa enemmän	26
5.3	Herkkyystarkastelut	29
5.3.1	Alhaisempi sähkönkulutus	29
5.3.2	Sähkön lisäsiirtoyhteys Keski-Eurooppaan	32
5.3.3	Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi	33
5.3.4	Turpeen päästökerroin -40 %.	36
<b>6</b>	<b>YHTEENVETO</b>	<b>39</b>

### Liitteet

Pöyryn Kattila- ja voimalaitostietokannan ja ELMO-sähkömarkkinamallin kuvaus

## 1 TAUSTA

Sähköntuotantojärjestelmälle asetetuista vaatimuksista ovat viime olleet erityisesti esillä kilpailukykyinen hinta, vähäpäästöisyys ja toimitusvarmuus. Sähkön tarve on kasvanut Suomessa ja merkittävä osa sähköntuotantokapasiteetista tulee teknisen käyttöikänsä päähän seuraavan 10 - 20 vuoden kuluessa. Suomi on sitoutunut yhdessä EU:n kanssa vähentämään merkittävästi kasvihuonekaasupäästöjä. Päästövähennystavoitteisiin pääsy edellyttää merkittäviä muutoksia energiantuotantorakenteessa. Tarvitaan siis paljon uutta tuotantokapasiteettia, joka tuottaisi sähköä pienemmillä päästöillä, riittävällä toimitusvarmuudella ja kuitenkin kilpailukykyiseen hintaan.

Energiateollisuus ry on halunnut luoda oman näkemyksensä siitä, miten Suomen sähköntuotantorakenne voisi kehittyä vastaten kaikkiin edellä mainittuihin haasteisiin. Tätä varten Energiateollisuus on teettänyt selvityksen Suomen sähköntuotantovaihtoehdoista vuoteen 2030 ulottuvalla aikajaksolla. Lähtökohtana tuotantovaihtoehdoissa on uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon koko potentiaalin hyödyntäminen Suomessa. Tämän lisäksi tarvitaan kuitenkin myös merkittävä määrä muuta uutta sähköntuotantokapasiteettia.

## 2 SELVITYKSEN TEHTÄVÄ JA TAVOITE

Tässä työssä on muodostettu skenaarioita Suomen sähkönhankinnan rakenteeksi vuoteen 2030 ulottuvalla tarkastelujaksolla. Skenaarioiden laadinnan pohjana on ollut laitoskohtainen tarkastelu Pöyryn Kattila- ja voimalaitostietokannan avulla.

Lähtökohtana työssä oli olemassa oleva sähköntuotantokapasiteetti ja sen arvioitu käytöstä poistuminen. Huipputehon tarpeen ja jäljelle jäävän nykyisen kapasiteetin väli on täytetty uudella tuotantokapasiteetilla seuraavassa järjestyksessä:

1. uusiutuvan sähköntuotannon potentiaali: vesivoima ja tuulivoima
2. sähkön ja lämmön yhteistuotanto
3. ydinvoima ja erillinen sähköntuotanto (lauhdevoima)

Uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon osalta on oletettu hyödynnettävän olemassa oleva potentiaali. Jäljelle jäävä tehontarve on katettu ydinvoimalla ja erillisellä sähköntuotannolla, joiden keskinäinen osuus vaihtelee eri skenaarioissa. Näiden skenaarioiden lisäksi on tehty herkkyystarkasteluja, joissa varioidaan tiettyjä parametreja.

Skenaarioiden mukaista sähköntuotantokapasiteettia on tarkasteltu Pöyryn pohjoismaisella ELMO-sähkömarkkinamallilla. Malli laskee tuntitasolla pohjoismaisen sähkön kysynnän edellyttämän hankinnan tuotantotavoittain ja polttoaineittain. Tarkasteluvuodet ovat 2015, 2020 ja 2030.

Työn lopputuloksena esitetään vaihtoehtoskenaarioista:

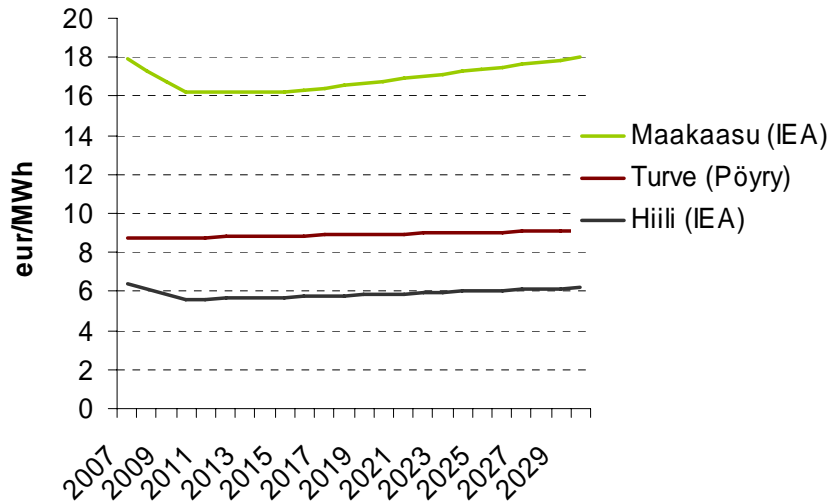
- Suomen sähköntuotantokapasiteetin rakenne (huippukulutuksen aikana käytettävissä oleva teho) vuoteen 2030, MW<sub>e</sub>
- Suomen sähköntuotannon rakenne vuoteen 2030, GWh<sub>e</sub>/a
- Suomen sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt vuoteen 2030, tCO<sub>2</sub>/a.

Kuvaukset Pöyryn Kattila- ja voimalaitostietokannasta sekä ELMO-sähkömarkkinamallista ovat raportin liitteenä.

### 3 LÄHTÖARVOT JA OLETUKSET

#### 3.1 Polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat

Työssä on käytetty seuraavassa kuvassa esitettyjä polttoainehintoja tärkeimpien voimalaitospolttoaineiden osalta.



Kuva 3-1 Polttoaineiden markkinahinnat

Kivihiilen ja maakaasun osalta on käytetty IEA:n (International Energy Agency) hintaennusteisiin perustuvia hintoja. IEA:n hintaennusteita hyödynnetään myös Työ- ja elinkeinoministeriön skenaariotarkasteluissa.

Turpeen hintaennuste on Pöyryn arvio. Lauhdevoimalaitosten käyttämälle turpeelle on käytetty hieman alhaisempia hintoja riippuen laitosten sijainnista.

Käytetty polttoaineiden hintakehitys on maltillista. Tämän työn kannalta polttoaineiden hinnoilla on merkitystä määrittäessä sähkömarkkinamallilla tunneittaista tuotantokoneiston ajojärjestystä. Hiilen ja maakaasun hintojen kehitys suhteessa toisiinsa on keskeinen ajojärjestyksen ja tuotantomäärien kannalta. Kun sekä hiilen että maakaasun hintakehitys on maltillista, absoluuttisella hintatasolla ei ole merkittävää vaikutusta ajojärjestykseen ja edelleen tuotantomääriin.

Päästöoikeuksien hintoina on käytetty seuraavassa taulukossa esitettyjä hintoja. Esitetyt hinnat ovat Pöyryn arvioita.

Taulukko 3-1 Päästöoikeuden hinnat

	2008	2015	2020	2030
	€/tCO <sub>2</sub>	€/tCO <sub>2</sub>	€/tCO <sub>2</sub>	€/tCO <sub>2</sub>
Päästöoikeuden (EUA) hinta	21	29	30	32

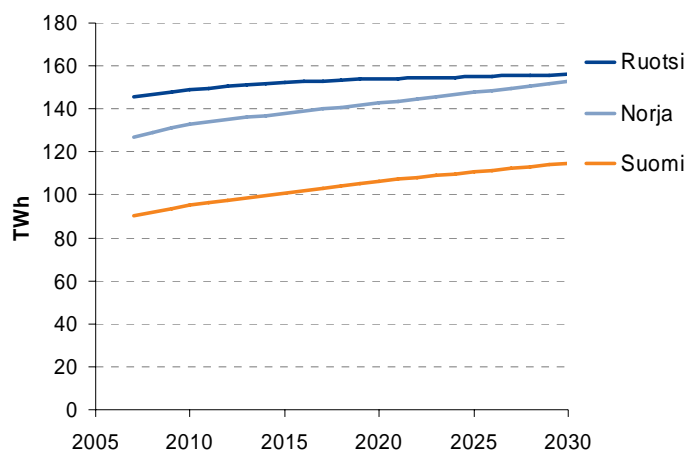
Turpeen ominaispäästökertoimenä on tarkasteluissa käytetty arvoa 105,9 g/MJ. Herkkyystarkasteluna on käsitelty tilannetta, jossa turpeen ominaispäästökerroin laskee 40 % nykyisestä tasolle 63,5 g/MJ. Tämä vastaa elinkaaritarkasteluiden metsäojitetulle suolle laskettua päästökertoimen tasoa.

### 3.2 Sähkönkulutusennusteet

Energiategollisuus ja Elinkeinoelämän keskusliitto julkaisivat marraskuussa 2007 arvion Suomen sähkön kysynnästä vuosille 2020 ja 2030. Arvio on esitetty seuraavassa taulukossa ja kuvassa yhdessä Ruotsin ja Norjan sähkönkulutusennusteiden kanssa.

Taulukko 3-2 Sähkönkulutusennusteet

	2007	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh
Suomi	90,3	101,0	106,5	114,6
Ruotsi	145,9	152,5	154,0	156,0
Norja	126,9	138,0	142,7	152,6



Kuva 3-2 Sähkönkulutusennusteet

Suomen sähkönkulutuksen arvion perustana on suotuisa talouden kehitys ja vakaa kasvu. Teollisuuden toimintaedellytyksiin ei oleteta kohdistuvan vakavia häiriötekijöitä. Energiategokkuuden on oletettu paranevan sekä teknologisen kehityksen, uusiutuvan laitekannan, että jossain määrin lisääntyvän poliittisen ohjauksen johdosta. Sähkön käytön kasvun onkin arvioitu olevan selvästi hitaampaa aiempaan kehitykseen verrattuna.

Herkkyystarkasteluna on tarkasteltu alhaisempaa sähkön kulutuksen kehitystä. Tällöin on oletettu energiategokkuuden kehityksen olevan nopeampaa. Lisäksi teollisuudessa on oletettu tapahtuvan rakennemuutosta, joka johtaa alhaisempaan tuotantomäärään ja edelleen pienempään sähköntarpeeseen.

Ruotsin ja Norjan osalta arviot sähkön kulutuksen kehittymisestä perustuvat sähköalan eurooppalaisen yhteistyöorganisaation Eurelectricin julkaisemaan Eurprog –raporttiin. Arvion mukaan Norjan kulutus kasvaa yhtä voimakkaasti kuin Suomessa, kun taas Ruotsissa kulutuksen kasvu on hyvin vähäistä.

### 3.3 Kaukolämmön sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon kehitys

Kaukolämmöntuotannon kehitysarvion pohjana on vuoden 2005 kansallisen energia- ja ilmastostrategian WM-skenaarion (With Measures) mukainen ennuste, joka on esitetty seuraavassa taulukossa.

*Taulukko 3-3 Kaukolämmön kulutusennuste (asuin-, liike- ja julkiset rakennukset) KTM:n WM-skenaarion mukaan*

	2006	2010	2020	2025
	TWh	TWh	TWh	TWh
Kaukolämmön kulutus	27,6	30,1	32,3	33,4

Myös teollisuuden lämmönkulutuksen kehitysarvio pohjautuu WM-skenaarioon.

Lämmön tuotantoon liittyvä yhteistuotantosähkö on laskettu sähkömarkkinamallin avulla. Malli sisältää yhteistuotantolaitosten sähkö- ja lämpötehot, jolloin yhteistuotantosähkön tuotanto määräytyy lämmöntarpeen ja sähkömarkkinatilanteen perusteella.

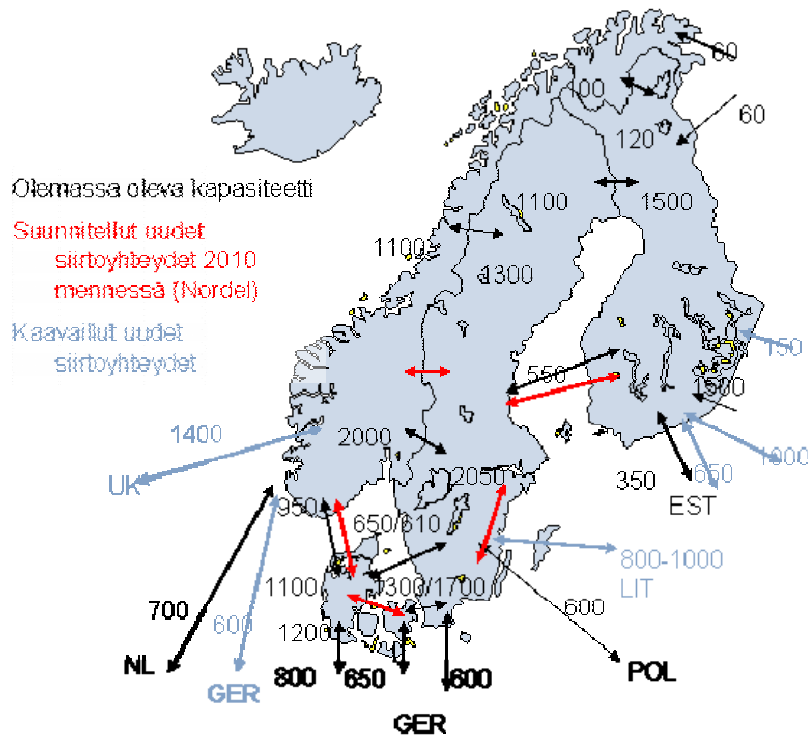
### 3.4 Sähkön tuontiriippuvuus

Työn lähtöoletuksena on sähkön tuontiriippuvuuden alentaminen. Suomessa tulisi olla omaa tuotantokapasiteettia sähkön huippukulutustarpeen verran. Nykyisin kylmän pakkasjakson aikana tarvitaan merkittäviä määriä tuontisähköä. Ongelmia saattaa ilmetä, mikäli sähköä tuovissa maissakin on samanaikaisesti sähkönkulutuksen huipputilanne.

### 3.5 Sähkön siirtoyhteydet

Työssä on oletettu, että sähkön tuonti Venäjältä Suomeen pienenee oleellisesti ja huippukulutuksen aikainen tuonti loppuu. Sähkön vienti Venäjälle tulee mahdolliseksi.

Seuraavassa kuvassa on esitetty sähkön siirtoyhteydet Pohjoismaissa. Kuvassa on punaisella suunnitellut uudet siirtoyhteydet vuoteen 2010 mennessä sekä sinisellä mahdollisesti rakennettavaksi kaavailtuja yhteyksiä, joista osa ei ole tällä hetkellä ajankohtaisia. Näistä rakennettavaksi on oletettu vain pieni osa seuraavassa esitetyn mukaisesti.



Kuva 3-3 Sähkön siirtoyhteydet (MW): nykyiset, suunnitellut ja kaavailut

Pohjoismaiden sisäisiä siirtoyhteyksiä on oletettu vahvistettavan suunnitelmien mukaisesti.

Työn perusskenaariossa on oletettu rakennettavaksi uusia siirtoyhteyksiä Pohjoismaiden ulkopuolelle vuoteen 2020 mennessä seuraavasti:

- Suomi – Viro (Estlink 2) 650 MW
- Norja – UK 700 MW.

Yhdessä herkkyystarkastelussa on oletettu rakennettavaksi lisäksi 1000 MW:n yhteys Norjasta Keski-Eurooppaan.

### 3.6 Uusiutuva energia

#### 3.6.1 Vesivoima

Vesivoiman tuotannon on oletettu lisääntyvän Suomessa sekä myös muissa Pohjoismaissa, mikä vaikuttaa oleellisesti muuhun sähköntuotantoon Suomessa. Vesivoiman tuotantoarviot on esitetty seuraavassa taulukossa.

*Taulukko 3-4 Vesivoiman tuotantoarviot*

	<b>Toteutunut</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
	TWh	TWh	TWh	TWh
Suomi	13	14	15	17
Ruotsi	65	66	68	70
Norja	119	122	123	125
<b>Yhteensä</b>	<b>197</b>	<b>201</b>	<b>206</b>	<b>212</b>

Suomen osalta vesivoiman tuotannon kasvu perustuu sekä tuotantokapasiteetin lisäämiseen että ilmastomuutoksen aiheuttamaan arvioituun tuotannon kasvuun.

Ilmastomuutoksen seurauksena sateisuuden, valuman ja edelleen vesivoimatuotannon arvioidaan kasvavan tulevaisuudessa. ILMAVA-selvityksen mukaan keskivesivuoden tuotanto lisääntyisi Suomessa ilmastoskenaariosta riippuen 7 % tai 12 % vuosista 1961 - 1990 vuosiin 2021 - 2050. Tässä työssä on oletettu vesivoimatuotannon lisääntyvän Suomessa edellä mainittujen ilmastoskenaarioiden keskiarvon mukaisesti, jolloin vuotuinen tuotanto kasvaisi noin 0,5 TWh vuoteen 2020 mennessä ja 1,0 TWh vuoteen 2030 mennessä.

Energiateollisuuden vuosina 2007 - 2008 teettämän selvityksen perusteella on oletettu, että vesivoiman vuotuinen lisäyspotentiaali Suomessa on 1,5 TWh (450 MW) vuoteen 2020 mennessä ja yhteensä 3,0 TWh (900 MW) vuoteen 2030 mennessä. Lisäys on kokonaisuudessaan säädettävää kapasiteettia.

Herkkyystarkasteluna käsiteltiin tilannetta, jossa vesirakentamista ei lisätä valtiovallan toimin vaan lisäksi otetaan mukaan vain nykyisten voimaloiden perusparannussuunnitelmat ja nk. kiistattomat hankkeet. Tällöin vesivoimatuotannon lisäys on perusskenaarioon nähden noin 40 % kapasiteetista laskettuna ja reilut 20 % tuotannosta laskettuna.

Ruotsin vesivoimatuotannon kehitysarvio perustuu Svensk Energin toimittamaan materiaaliin vuoden 2010 osalta ja Eurprog 2006-raporttiin vuosien 2020 - 2030 osalta. Norjan vesivoiman tuotantoarvio perustuu Eurprog 2006-raporttiin.

Ilmastomuutoksen aiheuttama sateisuuden lisääntyminen voi vaikuttaa oleellisesti myös Norjan ja Ruotsin vesivoimatuotantoon. Tästä ei ole kuitenkaan olemassa vastaavia arvioita kuin Suomen osalta. Sademäärämuutokset ovat alueellisia ja vaikeasti mallinnettavissa, sillä muutokset saattavat olla lähekkäisilläkin alueilla eri suuntiin vaikuttavia. Asiaa selvitetään parhaillaan pohjoismaisessa hankkeessa Climate and Energy Systems. Tästä johtuen tässä työssä ei ole oletettu ilmastomuutoksesta johtuvia muutoksia Norjan ja Ruotsin vesivoimatuotannossa.

### 3.6.2 Tuulivoima

Tuulivoimatuotannon kehitysarviot on esitetty seuraavassa taulukossa.

*Taulukko 3-5 Tuulivoiman tuotantoarvio*

	2007	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh
Tuulivoiman tuotanto	0,2	2,0	4,5	7,5

Tuulivoimatuotannon kasvu perustuu Energiategollisuuden teettämän selvityksen pohjalta arvioituun potentiaaliin. Greenstream Network Oyj:n selvityksen mukaan tuulivoimantuotanto voisi olla Suomessa 4,5 TWh (1500 MW) vuonna 2020 ja 7,5 TWh (2500 MW) vuonna 2030.

### 3.6.3 Puuperäiset polttoaineet

Suomen puuperäisistä polttoaineista käyttömäärältään suurimmat ovat metsäteollisuusprosesseissa hyödynnettävä mustalipeä sekä kiinteät puupolttoaineet. Kiinteisiin puupolttoaineisiin kuuluvat sekä metsäteollisuuden sivutuotteet (puru, kuori, hake) että ns. metsäpolttoaineet (metsähake, kannot).

Tässä työssä puuperäisten polttoaineiden määrän kehitys pohjautuu Pöyryn arvioihin. Mustalipeän käyttömäärän arvioidaan kasvavan noin 15 % 2000-luvun keskimääräisestä tasosta, joka on ollut noin 40 TWh. Kiinteitä puuperäisiä polttoaineita käytettiin vuonna 2006 28 TWh, joista metsäpolttoaineita oli 6 TWh. Käyttömäärä sisältää sähkön- ja lämmöntuotantoon käytettävän puun, mutta ei puun pienkäyttöä eli kiinteistökohtaista lämmitystä. Kiinteiden puupolttoaineiden kokonaismäärän arvioidaan kasvavan metsäpolttoaineiden osalta. Sen sijaan sivutuotteiden määrän ei odoteta kasvavan. Metsäpolttoaineiden käytön lisäyspotentiaali voidaan hyödyntää merkittävältä osin vuoteen 2020 mennessä, jolloin kiinteiden puupolttoaineiden kokonaiskäytön arvioidaan olevan noin 35 TWh. Tämän jälkeen kasvu on selvästi hitaampaa osin senkin takia, ettei työn lähtöoletuksilla (polttoaineiden ja päästöoikeuden hintakehitys) laitosten puustamaksukyky nouse juurikaan vuoden 2020 jälkeen. Energiatuotantolaitoksen puustamaksukyky kuvaa hintaa, jonka laitoksen kannattaa maksaa puupolttoaineesta verrattuna vaihtoehtoispolttoaineeseen, joka on useimmilla laitoksilla turve.

### 3.7 Ydinvoima

Suomen ydinvoiman osalta Loviisan yksiköiden on oletettu poistuvan vuosien 2027 ja 2030 lopussa uusien käyttöluopien mukaisesti. Teollisuuden Voiman yksiköiden ei ole oletettu poistuvan tarkastelujakson aikana.

Sähkön tarpeen kattamiseksi uuden uusiutuvan energian ja yhteistuotannon kapasiteetin lisäksi tarvitaan erillistä sähköntuotantoa. Tarkastelluissa skenaarioissa Suomeen on oletettu rakennettavan yksi, kaksi tai kolme uutta ydinvoimayksikköä. Vastaavasti muun erillisen sähköntuotannon (lähinnä hiililauhde) määrä on riippuvainen lisäydinvoiman määrästä. Perusskenaariossa uusia ydinvoimayksiköitä on oletettu rakennettavan kaksi kappaletta vuosina 2018 ja 2023.

Ruotsin ydinvoimaloista jo aikaisemmin on suljettu Barsebäck 1 ja 2 yksiköt, mutta muita yksiköitä ei oleteta suljettavan tarkastelujakson aikana. Toimijoiden oletetaan pyrkivän pidentämään voimaloiden käyttöikää 60 vuoteen (vanhin yksikkö Oskarshamn 1 vuodelta 1972). Baltiaan oletetaan rakennettavan uusi ydinvoimalaitos todennäköisesti vuonna 2009 suljettavan Ignalinan laitoksen tilalle. Uusi laitos olisi käytössä vuonna 2020.

### **3.8 Erillinen sähköntuotanto (lauhdevoima)**

Suomeen on oletettu rakennettavan uutta erillisen sähköntuotannon kapasiteettia tarpeen mukainen määrä, kun ensin on toteutettu muut sähköntuotantomahdollisuudet: vesivoima, tuulivoima, yhteistuotanto ja ydinvoima. Vaihtoehtoiset erillisen sähköntuotannon muodot ovat kivihiililauhde, turpeen yhteistuotantolaitosten yhteydessä toteutettava lisälauhde, maakaasulauhde sekä öljykäyttöiset kaasuturbiinit. Julkisuudessa esillä ollut hiililauhdevoimahanke on oletettu toteutettavan.

Norjaan on oletettu rakennettavan nyt käytössä olevan Kårstøn 420 MW:n lisäksi 800 MW uutta kaasuun perustuvaa erillisen sähköntuotannon laitosta (lauhdevoimaa) vuoteen 2015 mennessä. Norjassa oletetaan uusien lauhdelaitosten olevan varustettuja hiilidioksidin talteenotolla (Carbon Capture and Storage, CCS), joka otetaan käyttöön vähitellen siten, että aluksi vain osa päästöistä otetaan talteen. Hiilidioksidin talteenoton oletetaan tulevan käyttöön täydessä mittakaavassa vuosien 2020 ja 2030 välillä.

Oletuksena on, että vuoden 2020 jälkeen hiilidioksidin talteenottoa ja varastointia aletaan hyödyntää uusissa laitoksissa, ja vuonna 2030 talteenotto on käytössä myös Suomessa uusissa laitoksissa ja Meri-Porin laitoksessa. Uudet laitokset rakennetaan siten, että niissä talteenotto voidaan ottaa käyttöön, kun teknologia on kehittynyt kaupalliselle tasolle.

Hiilidioksidin talteenoton kannalta mallinnukseen liittyy merkittäviä epävarmuuksia, sillä toimivia suuren mittakaavan talteenottolaitoksia ei ole vielä rakennettu voimalaitosten yhteyteen. Tekniikan olleessa kehitysvaiheessa on lopullisten kustannusten ja vaikutusten arviointi haasteellista. Hiilidioksidin talteenotto heikentää voimalaitoksen sähköntuotannon kokonaishyötysuhdetta oleellisesti, sillä talteenotto kuluttaa energiaa. Näin ollen saman sähkömäärän tuottamiseen tarvitaan enemmän polttoainetta. Talteenoton jälkeen hiilidioksidi on kuljetettava loppusijoituspaikkaansa ja pumpattava esimerkiksi merenpohjan alaisiin kerroksiin, kuten tyhjentyneisiin öljyesiintymiin. Suomessa tällaisten sijoituspaikkojen puute lisännee talteenoton kustannuksia, sillä hiilidioksidi on kuljetettava esimerkiksi laivalla loppusijoituspaikkaan. Kuljetus- ja varastointikustannukset on kuitenkin arvioitu talteenoton kustannuksiin verrattuna pieniksi. Talteenotto laskee erityisesti hiililauhteen tapauksessa päästöoikeuksien hankintakustannuksia merkittävästi, mikä voi korkealla päästöoikeuden hinnalla tehdä teknologiasta taloudellisesti kannattavaa.

## **4 SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KEHITYS SUOMESSA**

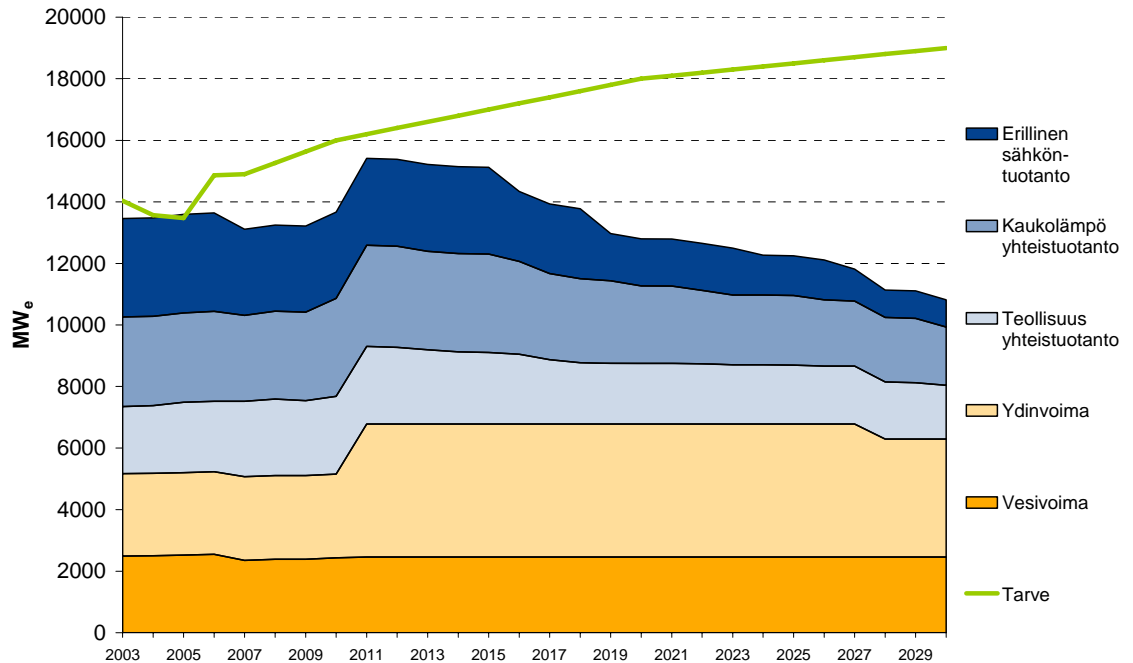
### **4.1 Nykyinen sähköntuotantokapasiteetti ja sen poistuminen**

Työssä on tarkasteltu sähkönkulutuksen huipun aikana käytettävissä olevaa tuotantokapasiteettia. Tällä tarkoitetaan kovien pakkasten ja huonon vesitilanteen aikana yhtä aikaa käytettävissä olevaa kapasiteettia. Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti ei sisällä tuontiyhteyksiä eikä järjestelmäreservejä (sähköjärjestelmän käyttövarmuuden ylläpitoon varatut kaasuturbiinit sekä 90 %:sti vesivoimakapasiteetista varatut taajuudensäätö- ja hetkelliset häiriöreservit). Tilastokeskuksen Energiatilastoissa on tilastoitu tämän huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin määrä, lähtenä Fingrid Oyj ja Energiamarkkinavirasto. Tilastoitu kapasiteetti ei vastaa fyysistä kapasiteettia, vaan on osittain kokemusperäinen arvio todellisesta huipun aikana käytettävissä olevasta kapasiteetista. Esimerkiksi lauhdevoiman osalta kapasiteettiarviota on pienennetty viime vuosina ilman muutosta itse laitoksissa.

Merkittävä osa nykyisistä voimalaitoksista poistuu työn tarkastelujakson aikana. Syitä tähän ovat mm. ympäristölainsäädännön kiristyminen sekä laitosten ikääntyminen. Työssä on arvioitu nykyisen lämpövoima- ja ydinvoimakapasiteetin poistuminen laitoskohtaisesti. Poistumisarviot perustuvat:

- toimijoiden omiin arvioihin
- LCP-direktiivin (Large Combustion Plant, suuret polttolaitokset) perusteella määritettyihin laitosten käyttöaikoihin (20.000 h vuoteen 2015 mennessä) niiden laitosten osalta, joille näin on määritetty
- muiden lämpövoimalaitosten osalta laitosten valmistumisvuoteen, revisioihin ja käyttötunteihin Pöyryn tietokannan avulla
- ydinvoiman osalta Loviisan yksiköiden oletettiin poistuvan vuosien 2027 ja 2030 lopussa uusien käyttöluopien mukaisesti.

Seuraavassa kuvassa on esitetty nykyisen ja rakenteilla olevan kapasiteetin kehittyminen vuoteen 2030. Kuvan aineistoon sisältyvät uudet laitokset, joista on tehty toteutuspäätös vuoden 2008 alkuun mennessä. Kuvassa on esitetty myös arvioitu sähkön huipputehon tarve, joka ajoittuu tyypillisesti keskitalven kylmään pakkaspäivään. Huipputehon tarpeen kehitys on Energiateollisuuden ja Elinkeinoelämän keskusliiton marraskuussa 2007 julkaiseman arvion mukainen.



Kuva 4-1 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti: nykyiset ja laitokset, joista toteutus päätös vuoden 2008 alussa

Huipputehon tarpeen ja nykyisen kapasiteetin erotus kasvaa ennen viidennen ydinvoimayksikön valmistumista 2800 MW:in ja pienenee yksikön valmistumisen myötä 1200 MW:in. Tämän jälkeen erotus kasvaa ollen vuonna 2020 noin 5500 MW ja vuonna 2030 noin 8400 MW. Tämä vastaa likimain investointitarvetta uuteen voimalaitoskapasiteettiin.

Esitetty kapasiteetin poistuminen perustuu nykyiseen ympäristölainsäädäntöön. EU:n komissio julkaisi joulukuussa 2007 IPCC-direktiivin (Integrated Pollution Prevention and Control) muutosehdotuksen, jonka tarkoituksena on tarkistaa ja yhdistää seitsemän erillistä teollisuuden päästöihin liittyvää direktiiviä yhdeksi direktiiviksi. Uusi direktiivi korvaisi mm. suuria polttolaitoksia (LCP) ja jätteenpolttolaitoksia koskevat direktiivit. Direktiiviehdotuksessa on keskeisenä lähestymistapana parhaan käytettävissä olevan tekniikan (BAT) käyttäminen sitovina normeina, mikä poikkeaa selvästi aiemmasta lähestymistavasta. Ehdotus kiristäisi merkittävästi mm. polttolaitosten päästöraja-arvoja. Tämä saattaisi johtaa tässä työssä arvioitua nopeampaan laitosten käytöstä poistamiseen, koska tiukennettuja raja-arvoja ei ole kaikissa vanhoissa laitoksissa edes mahdollista saavuttaa ja merkittävä investoiminen vanhoihin laitoksiin ei välttämättä ole kannattavaa.

## 4.2 Uusi sähkönhankintakapasiteetti

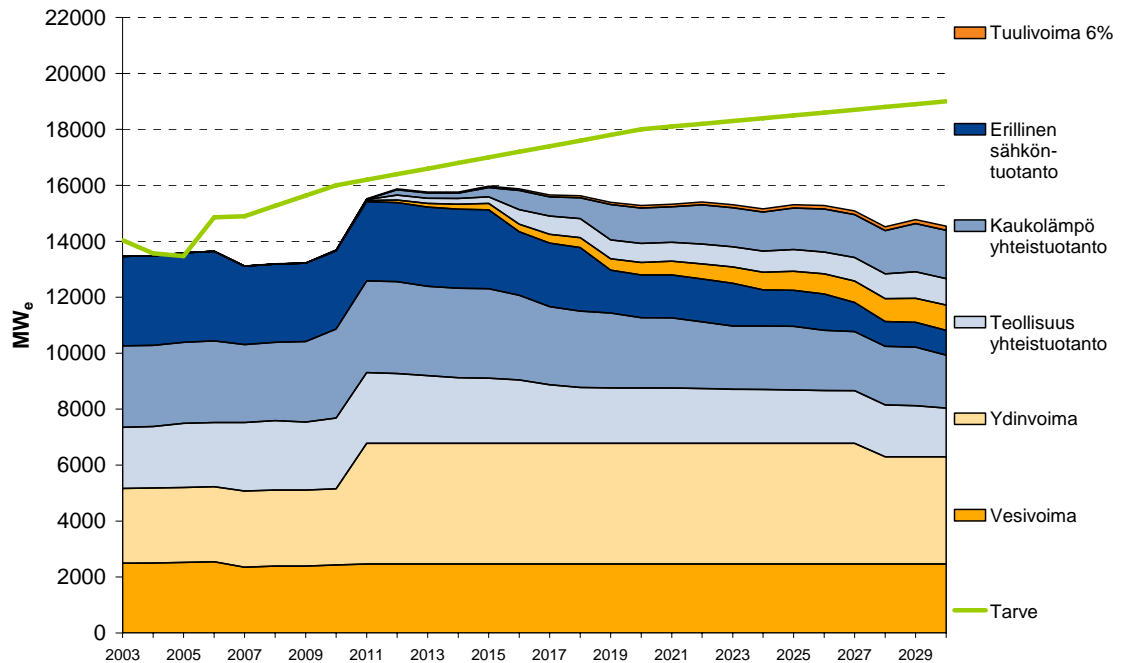
### 4.2.1 Uusiutuva energia sekä sähkön ja lämmön yhteistuotanto

Sähkötarpeen kehityksen ja nykyisen kapasiteetin sekä sen poistuvan osuuden määrittämisen jälkeen on tarkasteltu oletettua uutta rakennettavaa tuotantokapasiteettia. Tarkastelun lähtökohdaksi on ollut ensimmäiseksi määritellä uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon potentiaali.

Uutta tuotantokapasiteettia on oletettu rakennettavan seuraavasti:

- vesivoimakapasiteetin lisäys
  - 450 MW vuosina 2008 – 2020
  - 450 MW vuosina 2021 - 2030
  - koko lisäys on säädettävää kapasiteettia
  - lisäyspotentiaali arvioitu Energiateollisuuden 2007 - 2008 teettämän selvityksen perusteella
- tuulivoimakapasiteetin lisäys
  - 1500 MW vuosina 2008 - 2020
  - 1000 MW vuosina 2021 - 2030
  - lisäyspotentiaali perustuu Energiateollisuuden teettämän selvityksen maksimipotentiaaliin
  - Nordel olettaa tuulivoimakapasiteetista olevan käytössä 6 % huippukuormatilanteessa, kun tarkastellaan koko pohjoismaista aluetta
- yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon laitoksia lämpökuorman kehityksen ja poistuvien laitosten mukaisesti seuraavin oletuksin:
  - sähkön ja lämmön yhteistuotannon oletetaan säilyvän kilpailukykyisenä
  - uudet laitokset pohjautuvat maakaasuun, turpeeseen/puuhun ja kivihiiileen, huoltovarmuusnäkökohdat vaikuttavat polttoainevalintoihin
  - tuotantoteknologiassa oletetaan tapahtuvan hieman kehitystä, tämä näkyy lievänä parannuksena rakennusasteessa (sähkötehon suhde lämpötehoon)
  - maakaasuverkko laajenee Turun seudulle, ei muita merkittäviä siirtoputkistolaajennuksia
  - uutta kivihiihlikapasiteettia rakennetaan korvaamaan poistuvaa pääkaupunkiseudulla
  - turvetta/puuta käyttäviä laitoksia Keski- ja Pohjois-Suomeen, mutta myös maakaasuverkon alueelle
  - kuitupuuta ei käytetä polttoaineena, bioenergia hyödynnetään sähkön ja lämmöntuotannossa eikä biopolttoainetalostamoiden oleteta vievän merkittävää osaa sähkön ja lämmön tuotannon biopohjaisista polttoaineista.

Seuraavassa kuvassa on esitetty huipun aikana käytettävissä oleva nykyinen kapasiteetti (sisältäen rakenteilla olevat laitokset) sekä arvioidut uudet uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön tuotannon laitokset. Tuulivoiman määränä on käytetty 6 %:a asennetusta kapasiteetista.



Kuva 4-2 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti: nykyiset (sis. rakenteilla olevat) sekä uudet uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon laitokset

Seuraavassa kuvassa on esitetty huipunaikaisen kapasiteetin ja arvioidun huipputehon tarpeen erotus. Positiivinen luku kuvaa, että kapasiteettia on enemmän kuin tehon tarve ja tällainen tilanne on kuvattu vihreällä värillä. Negatiivinen luku puolestaan kuvaa, että kapasiteetin määrä ei ole riittävä. Kuvassa tilanne on kuvattu keltaisella, jos vaje on alle 1000 MW ja punaisella, jos vaje on suurempi. Tuulivoiman määränä on käytetty 6 %:a asennetusta kapasiteetista.



Kuva 4-3 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioidun tehon tarpeen erotus: nykyiset sekä uudet uusiutuvan energian sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon laitokset

Edellä olevien kuvien perusteella nähdään, että vaikka hyödynnetään uusiutuvan energian ja yhteistuotannon lisäspotentiaali, tarvitaan lisäksi merkittävä määrä uutta erillistä sähköntuotantoa. Ilman erillistä sähköntuotantoa huipun aikainen tehovajaus kasvaa yli 4000 MW:in vuoteen 2030 mennessä.

#### 4.2.2 Erillinen sähköntuotanto

Uusiutuvan energian sekä yhteistuotannon potentiaalın hyödyntämisenkin jälkeen tarvitaan myös erillistä sähköntuotantoa. Tämä on oletettu toteutettavan ydinvoiman ja lauhdetuotannon avulla. Energiategiällisyyden määrittämien lähtöoletusten mukaisesti uusia ydinvoimayksiköitä on oletettu rakennettavan yksi, kaksi tai kolme kappaletta ja lauhdelaitoksia on oletettu rakennettavan jäljelle jäävää kapasiteettitarvetta vastaava määrä, joka vaihtelee siis eri skenaarioissa.

**Perusskenaarioksi** valittiin vaihtoehto, jossa Suomeen rakennetaan kaksi uutta ydinvoimayksikköä vuosina 2018 ja 2023. Molemmat yksiköt olisivat sähköteholtaan 1600 MW nyt rakenteilla olevan laitoksen mukaisesti. Lisäksi on oletettu rakennettavan uusi 700 MW hiililauhdeyksikkö vuonna 2016.

Vaihtoehtoisissa skenaarioissa uusia ydinvoimayksiköitä on oletettu rakennettavan yksi tai kolme kappaletta.

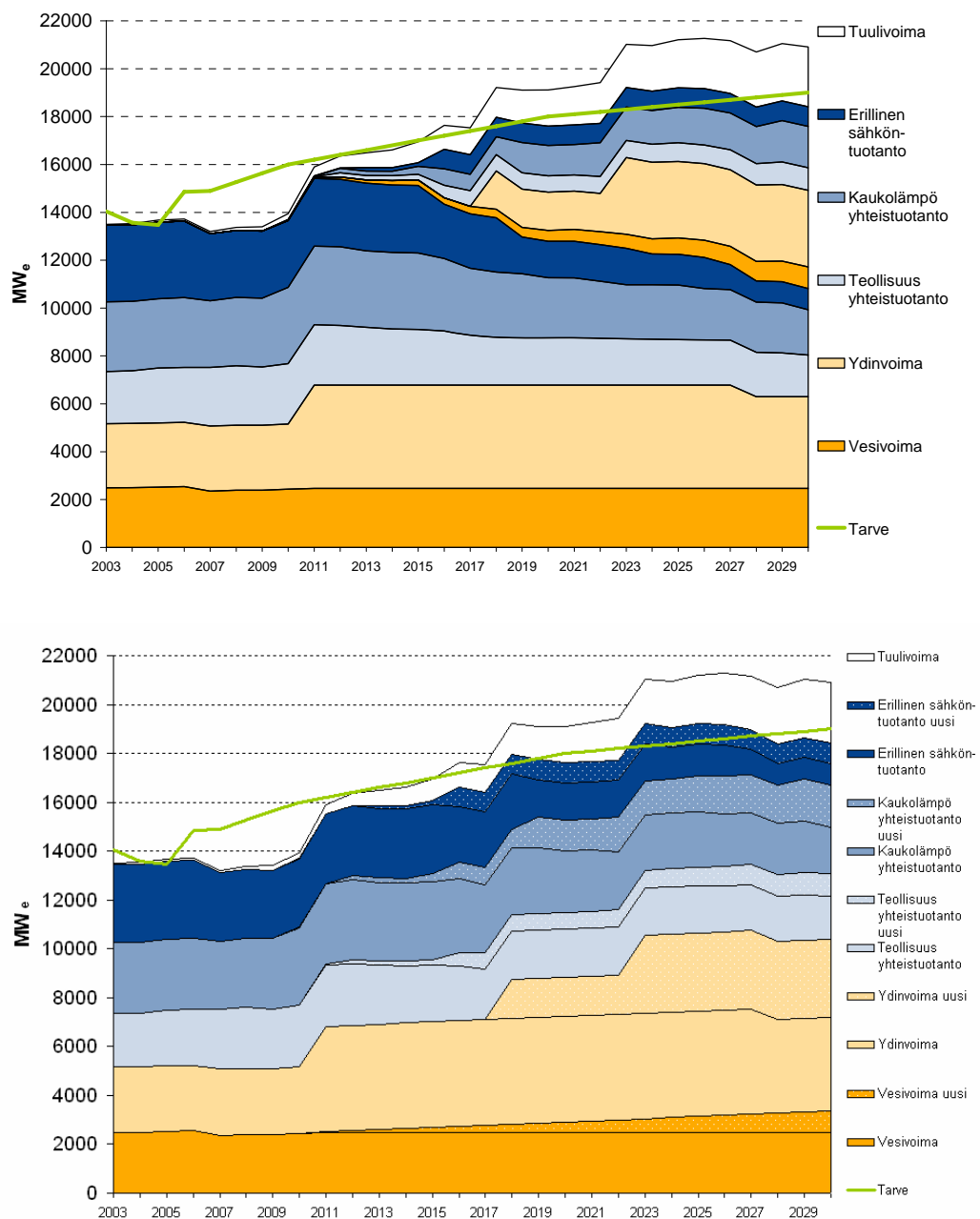
- **Lisäydinvoimaa vähemmän** –skenaariossa ydinvoimayksikkö valmistuu vuonna 2018 ja lauhdevoimayksiköt vuosina 2016, 2023, 2027 ja 2028
- **Lisäydinvoimaa enemmän** –skenaariossa ydinvoimayksiköt valmistuvat vuosina 2018, 2020 ja 2028, lauhdevoimaa ei rakenneta lainkaan.

## 5 SÄHKÖNTUOTANTO JA CO<sub>2</sub>-PÄÄSTÖT SUOMESSA

### 5.1 Perusskenaario

#### 5.1.1 Tuotantokapasiteetti

Perusskenaariossa on oletettu rakennettavan kaksi uutta ydinvoimalaitosta ja yksi hiililauhdelaitos vuoteen 2030 mennessä uusiutuvan energian ja yhteistuotannon potentiaalin hyödyntämisen lisäksi. Seuraavissa kuvissa on esitetty huipun aikainen uusi kaavailtu kapasiteetti yhdessä nykyisen kapasiteetin kanssa sekä arvioitu huipputehon tarve. Kuvissa on esitetty sama aineisto järjestettynä kahdella eri tavalla.

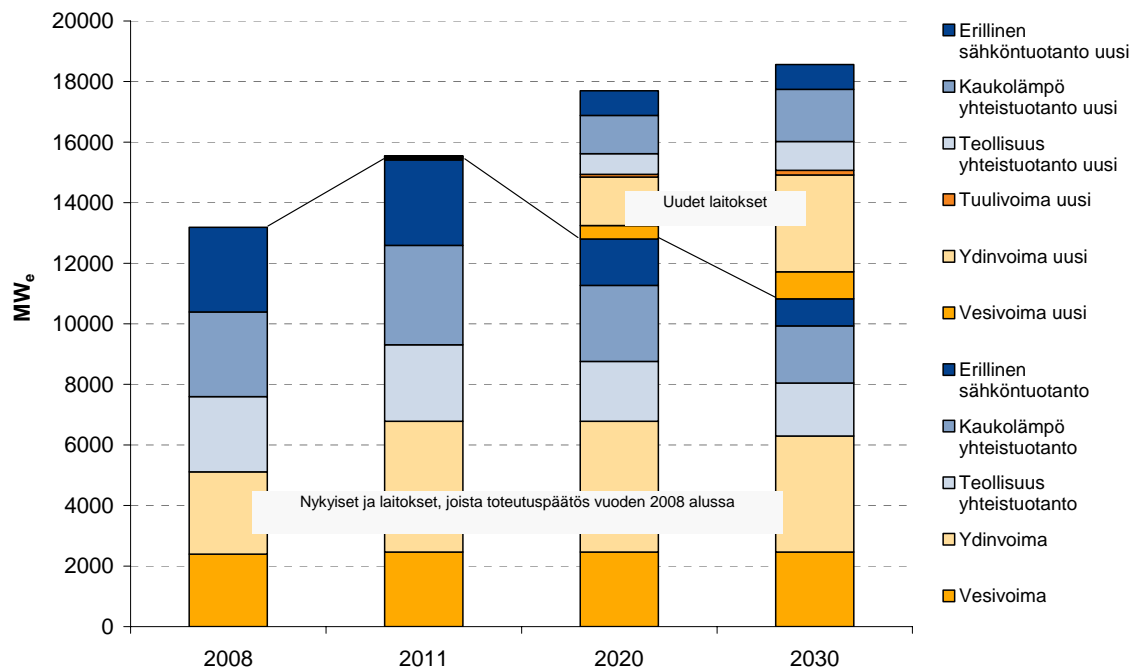


Kuva 5-1 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti: nykyiset ja uudet laitokset

Tuulivoimakapasiteetti on esitetty edellisissä kuvissa ylimmäisenä kokonaisuudessaan, vaikka siitä oletetaan vain pienen osan olevan käytettävissä huippukuormatilanteessa. Pohjoismaisten järjestelmävastuullisten verkkoyhtiöiden yhteistyöorganisaatio Nordel olettaa tuulivoimakapasiteetista olevan käytössä 6 % huippukuormatilanteessa, kun tarkastellaan koko pohjoismaista aluetta.

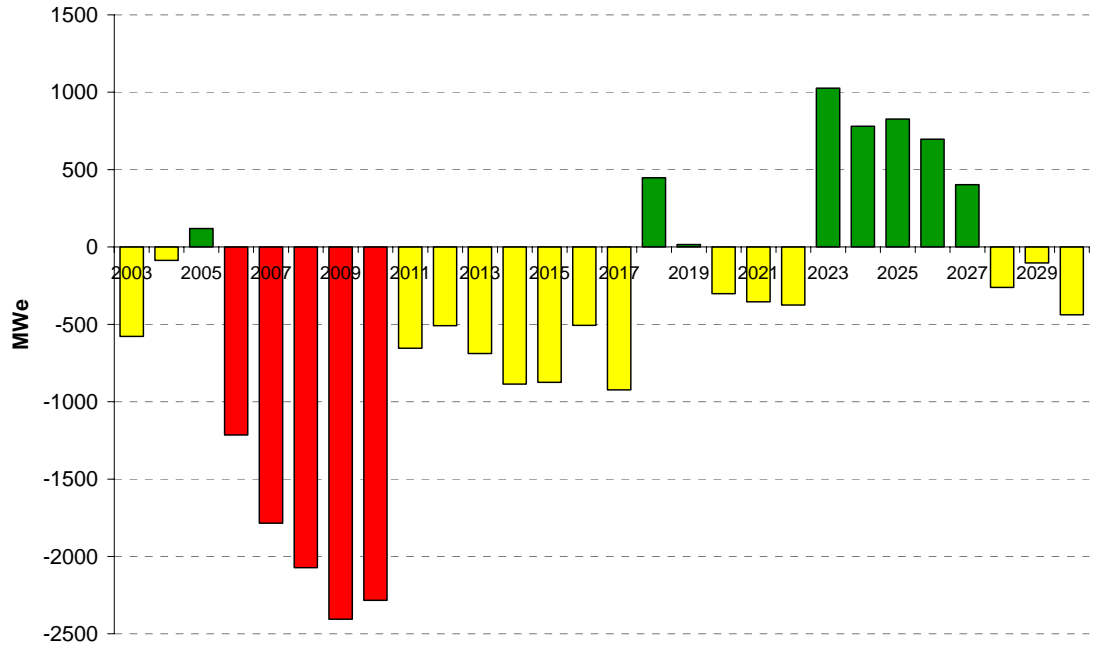
Uusien lämpövoimalaitosten osalta kuvissa on oletettu huipun aikana olevan käytettävissä 95 % nettokapasiteetista.

Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti tuotantotavoittain vuoden 2008 alussa, 2011, 2020 ja 2030 on esitetty seuraavassa kuvassa pylväskuvaajina. Tuulivoiman määränä on käytetty 6 %:a asennetusta kapasiteetista.



Kuva 5-2 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti: nykyiset ja uudet laitokset

Seuraavassa kuvassa on esitetty huipunaikaisen kapasiteetin ja arvioidun huipputehon tarpeen erotus. Positiivinen luku kuvaa, että kapasiteettia on enemmän kuin tehon tarve edellyttäisi ja tällainen tilanne on kuvattu vihreällä värillä. Negatiivinen luku puolestaan kuvaa, että kapasiteetin määrä ei ole riittävä. Kuvassa tilanne on kuvattu keltaisella, jos vaje on alle 1000 MW ja punaisella, jos vaje on suurempi. Tuulivoiman määränä on käytetty 6 %:a asennetusta kapasiteetista.



*Kuva 5-3 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioitun tehon tarpeen erotus*

Huipunaikaisen tuotantokapasiteetin määrä on viidennen ydinvoimayksikön valmistumiseen saakka yli 2000 MW alhaisempi kuin arvioitu huipputehon tarve. Tämän jälkeen vaje on 500 - 1000 MW kuudennen ydinvoimayksikön oletettuun valmistumiseen 2018 saakka. Seitsemäs ydinvoimayksikkö saisi taseen positiiviseksi usean vuoden ajaksi.

Edellä kuvatun tehovajeen kattamiseksi tulee olla käytettävissä huippu- ja varavoimaa, esimerkiksi vanhaa muuten käytöstä poistettavaa lauhdekapasiteettia tai kaasuturbiinivoimaa. Viime vuosina pakkasjakson aikainen kulutushuippu on saatu hoidettua sähkön tuonnin avulla. Tulevaisuudessa huipunaikaisen tuontisähkön varaan ei voi jättäytyä, vaan on ylläpidettävä omaa huippu- ja varavoimakapasiteettia. Tällaisen kapasiteetin ylläpito on hoidettava joko

- markkinalähtöisesti, esimerkiksi tehomarkkinajärjestelmä tai
- yhteiskunnan järjestämänä, esim. tehoreservijärjestelmä.

Huippuvoiman tarpeen lisäksi tehovajetta voi pienentää myös sähkön kysyntäjoustolla. Myös tämä olisi mahdollista hoitaa markkinalähtöisesti ja varmistaa etukäteissopimuksin.

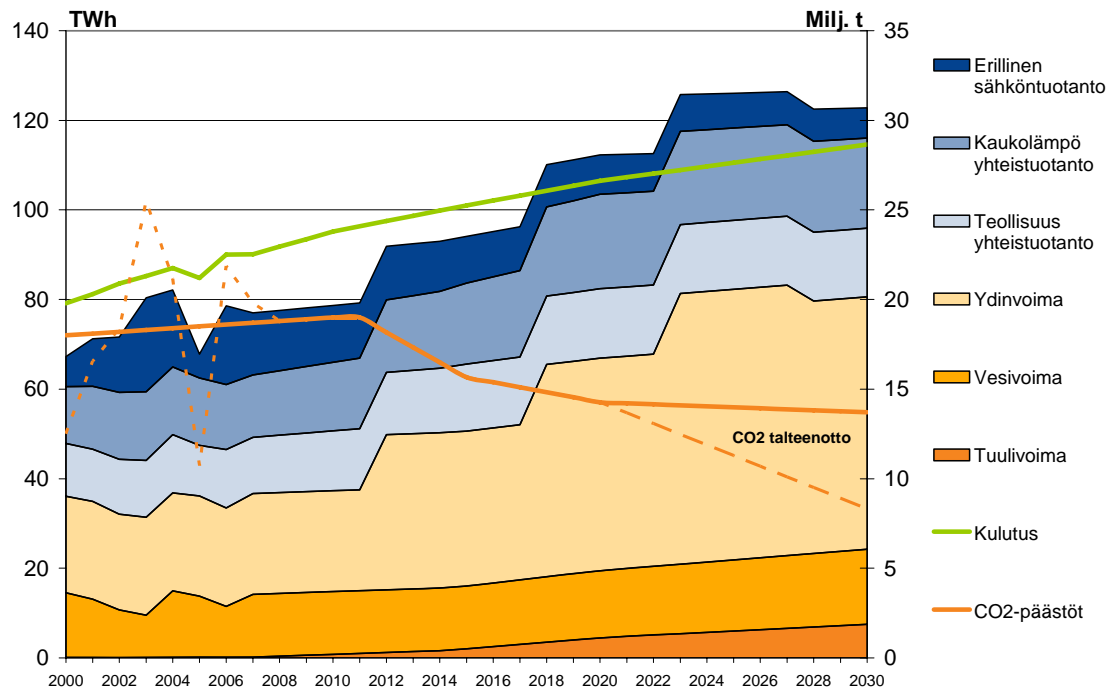
### 5.1.2 Sähköntuotannon rakenne ja CO<sub>2</sub>-päästöt

Edellä kuvatun mukaista sähköntuotantokapasiteettia on tarkasteltu Pöyryn pohjoismaisella ELMO-sähkömarkkinamallilla. Malli laskee tuntitasolla pohjoismaisen sähkön kysynnän edellyttämän hankinnan tuotantotavoittain ja polttoaineittain. Tuotantokoneistojen ajojärjestys määräytyy muuttuvan tuotantokustannuksen mukaan (polttoainekustannus, muut muuttuvat kustannukset ja päästöoikeuden hinnan aiheuttama kustannus). Myös siirtoyhteydet alueen ulkopuolelle on mallinnettu. Työssä

on tarkasteltu tuotantoa vuosina 2015, 2020 ja 2030. Välivuodet on interpoloitu, mutta uusien ydinvoimalaitosten aiheuttamat muutokset tuotantorakenteessa on huomioitu valmistumisvuosien mukaan.

Seuraavassa kuvassa on esitetty Suomen sähköntuotantorakenteen kehittyminen tuotantotavoittain vuoteen 2030. Kuvassa on vihreällä viivalla esitetty sähkön kulutus Suomessa. Tuotannon ja kulutuksen erotus on sähkön tuontia tai vientiä Suomen rajojen yli.

Kuvassa on esitetty myös sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon osalta polttoainekulutus ja edelleen päästöt on jaettu sähkön ja lämmön kesken energiamenetelmän mukaan eli tuotettujen energioiden suhteessa. Kuvassa historiatietojen (2000 - 2007) osalta todelliset toteutuneet päästöt on esitetty ohuella katkoviivalla ja keskimääräiset olosuhdekorjatut laskennalliset päästöt yhtenäisellä viivalla. Sähköntuotannon päästöt ovat erittäin paljon riippuvaisia pohjoismaisesta vesivoimatilanteesta, joka määrittää lauhdevoiman tuotannon tarpeen. Tästä johtuen päästöt Suomessa vaihtelevat merkittävästi vuodesta toiseen.



*Kuva 5-4 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa*

Uusien erillisen sähköntuotannon laitosten on oletettu aloittavan hiilidioksidin talteenotto vuoden 2020 jälkeen. Vuonna 2030 hiilidioksidin talteenottopotentiali uusissa erillisen sähköntuotannon laitoksissa on yli 5 miljoonaa tonnia, mikä on esitetty kuvassa katkoviivalla.

Sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt kääntyisivät laskuun uusiutuvien energialähteiden ja ydinvoiman lisäämisen myötä. Hiilidioksidipäästöt olisivat vuonna 2030 lähes neljänneksen alhaisemmat kuin keskimääräiset toteutuneet päästöt 2000-luvulla. Ottamalla käyttöön hiilidioksidin talteenotto uusissa erillisen sähköntuotannon laitoksissa, olisivat päästöt alle puolet 2000-luvun tasosta. Myös muiden päästökomponenttien (mm. rikin ja typen oksidit, hiukkaset) määrä laskisi selvästi.

Seuraavassa taulukossa on esitetty edellisen kuvan numeroarvot vuosilta 2007, 2015, 2020 ja 2030.

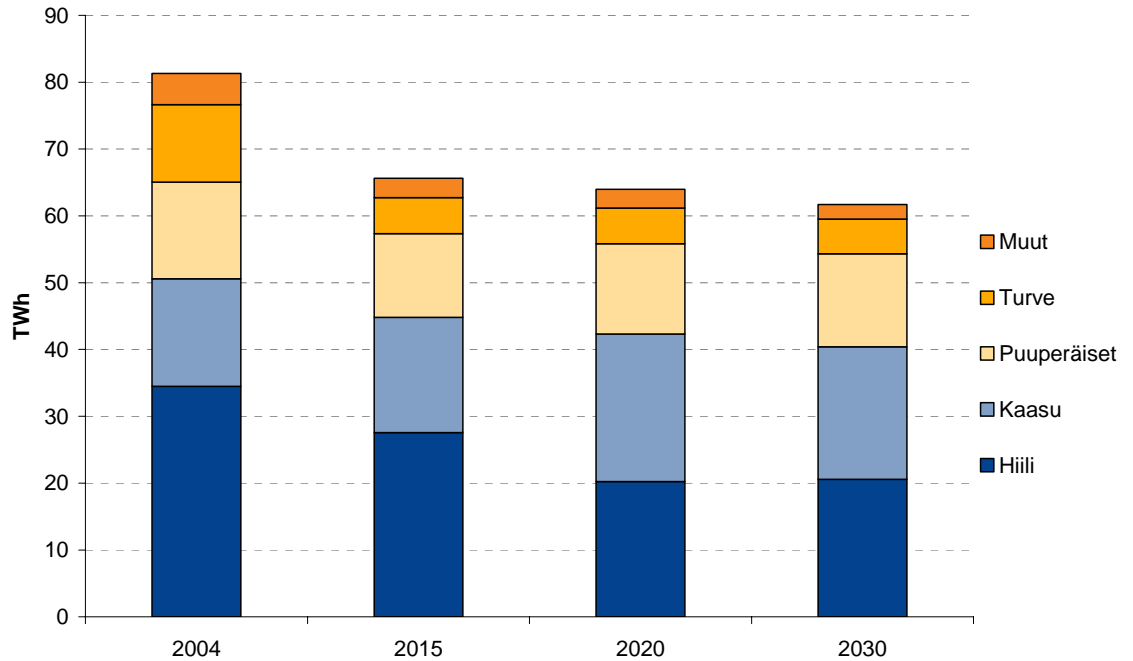
*Taulukko 5-1 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa*

	Perusskenaario			
	2007	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	56,4
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,1	21,1	20,1
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	15,0	15,5	15,3
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,5	8,6	6,8
Nettotuonti	12,6	6,9	-5,6	-8,2
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>
	<b>2000-2006</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO2-päästöt</b>	17,6	15,7	14,2	13,5
CO2-talteenotto huomioitu				8,3
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	26,0 %	28,7 %	31,0 %
Päästöttömät, ei CO2-talteenottoa	51,8 %	60,3 %	73,3 %	80,2 %
Päästöttömät, CO2-talteenotto	51,8 %	60,3 %	73,3 %	84,6 %

Kapasiteetin lisärakentamisoletusten seurauksena Suomi muuttuu sähkön nettotuojasta nettoviejäksi vuodesta 2018 lähtien, kun Suomeen rakennetaan riittävästi kapasiteettia vastaamaan omaan huipun aikaiseen kulutukseen. Kun kulutus Suomessa on huippukulutusta alhaisempi, sähköä voidaan viedä muihin Pohjoismaihin ja sitä kautta muualle Eurooppaan. Suomessa tuotettua yhteistuotantosähköä ja osin myös lauhdesähköä voidaan viedä eurooppalaisille sähkömarkkinoille parantuneiden sähkönsiirtoyhteysien sekä Keski-Euroopan oletetun korkeamman sähkön hintatason myötä.

Sähkön nettotuonnin Venäjältä oletetaan pienenevän selvästi nykyiseltä tasolta. Nettotuonti Venäjältä on koko tarkastelujaksolla alle 2 TWh, kun se on 2000-luvulla vaihdellut välillä 5 - 17 TWh ja ollut keskimäärin 9 TWh. Mikäli Venäjältä tuotaisiin jatkuvasti nykyisen siirtoyhteyskapasiteetin verran peruskuormasähköä Suomeen oletettujen ydinvoimainvestointien lisäksi, pienentäisi tämä sekä erillisen sähköntuotannon että yhteistuotannon määrää Suomessa.

Seuraavassa kuvassa on esitetty sähköntuotannon polttoainekulutuksen jakautuminen Suomessa. Kuvassa ei mukana ole ydinvoimaa, vesivoimaa, tuulivoimaa eikä yhteistuotannon lämmön osuutta.



*Kuva 5-5 Sähköntuotannon polttoainekulutuksen jakautuminen lämpövoiman tuotannossa, ei sisällä yhteistuotantolaitosten lämmön osuutta*

Hiilen kulutus sähköntuotannossa laskee, kun yhteistuotantolaitoksia korvautuu lähinnä maakaasulla ja erillinen sähköntuotanto vähenee. Kaasun kulutus kasvaa uusien yhteistuotantolaitosten myötä. Puuperäiset polttoaineet sisältävät kiinteiden puupolttoaineiden lisäksi mustalipeän. Turpeen käyttö laskee, koska erillisessä sähköntuotannossa turve jää ajojärjestyksessä hiilen jälkeen. Turpeen erillisen sähköntuotannon syöttötariffin on oletettu poistuvan nykyisen lainsäädännön mukaisesti. Lisäksi päästöoikeuden hinnan nousun myötä puupolttoaineet korvaavat jonkin verran turvetta, mutta toisaalta rakennetaan uusia turvetta ja puuta käyttäviä laitoksia.

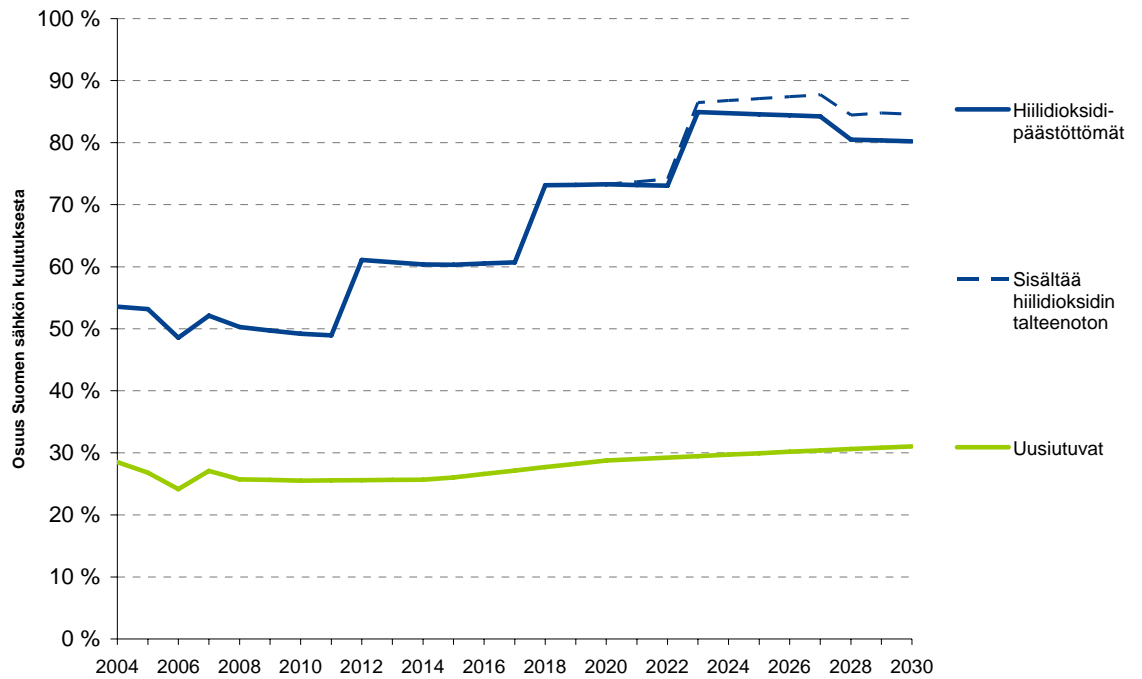
Turpeen kokonaiskäyttömäärä energiantuotannossa (sisältäen myös lämmöntuotantoon käytetyn turpeen) on ollut 2000-luvulla keskimäärin 23 TWh ja vaihdellut lähinnä erillisen sähköntuotannon tarpeesta johtuen välillä 17,2 - 27,6 TWh. Työssä tarkastellussa perusskenaariossa turpeen kokonaiskäyttömäärä on 22 - 23 TWh vuosina 2015 - 2030.

Kiinteitä puuperäisiä polttoaineita käytettiin vuonna 2006 28 TWh, joista metsäpolttoaineita oli 6 TWh. Käyttömäärä sisältää sähkön- ja lämmöntuotantoon käytettävän puun, mutta ei puun pienkäyttöä eli kiinteistökohtaista lämmitystä. Perusskenaariossa puun kokonaiskäyttö on 35 - 37 TWh vuosina 2020 - 2030, lisäys muodostuu metsäpolttoaineiden (metsähake, kannot) käytön kasvusta.

Mustalipeän kokonaiskäyttömäärän arvioidaan kasvavan noin 15 % 2000-luvun keskimääräisestä tasosta, joka on ollut noin 40 TWh.

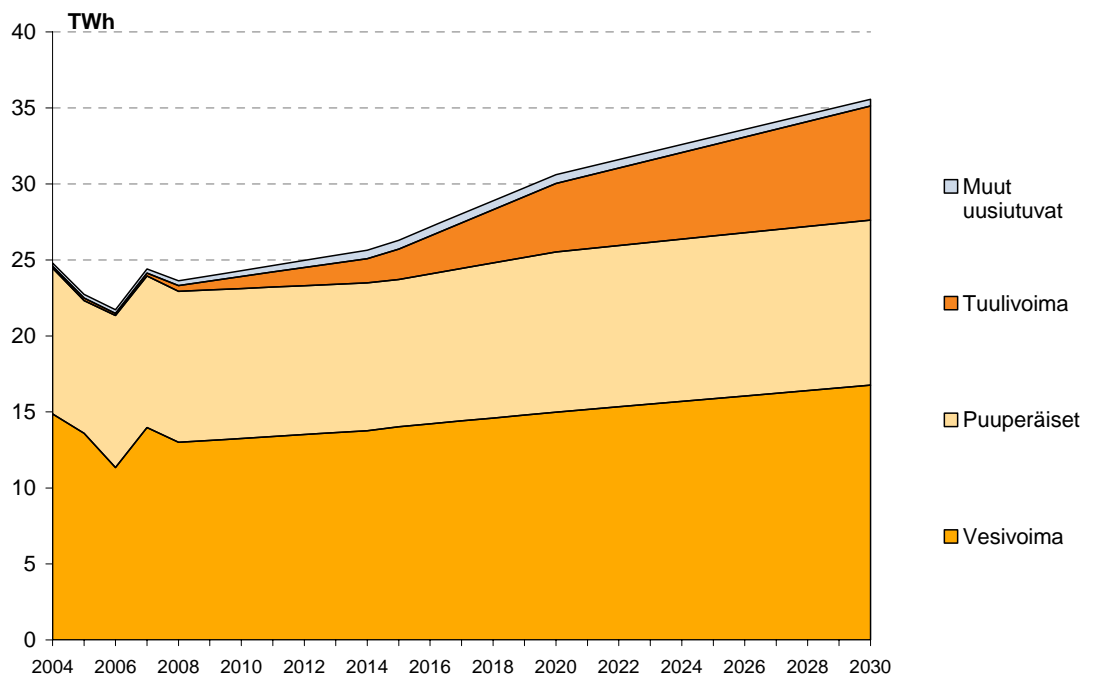
Seuraavassa kuvassa on esitetty uusiutuvien ja hiilidioksidipäästöttömien energialähteiden osuus. Osuus on laskettu vertaamalla uusiutuvan ja päästöttömän sähköntuotannon määrää sähkön kulutukseen Suomessa. Tarkastelujaksolla sähkön

nettotuonti muuttuu nettovienniksi, joten osuus laskettuna kulutuksesta on nousujohteisempi kuin vertaamalla sähkön tuotantoon Suomessa.



Kuva 5-6 Uusiutuvien ja hiilidioksidipäästöttömien energialähteiden osuus sähkönkulutuksesta

Seuraavassa kuvassa on esitetty uusiutuvien sähköntuotantomuotojen absoluuttisen määrän kehitys.



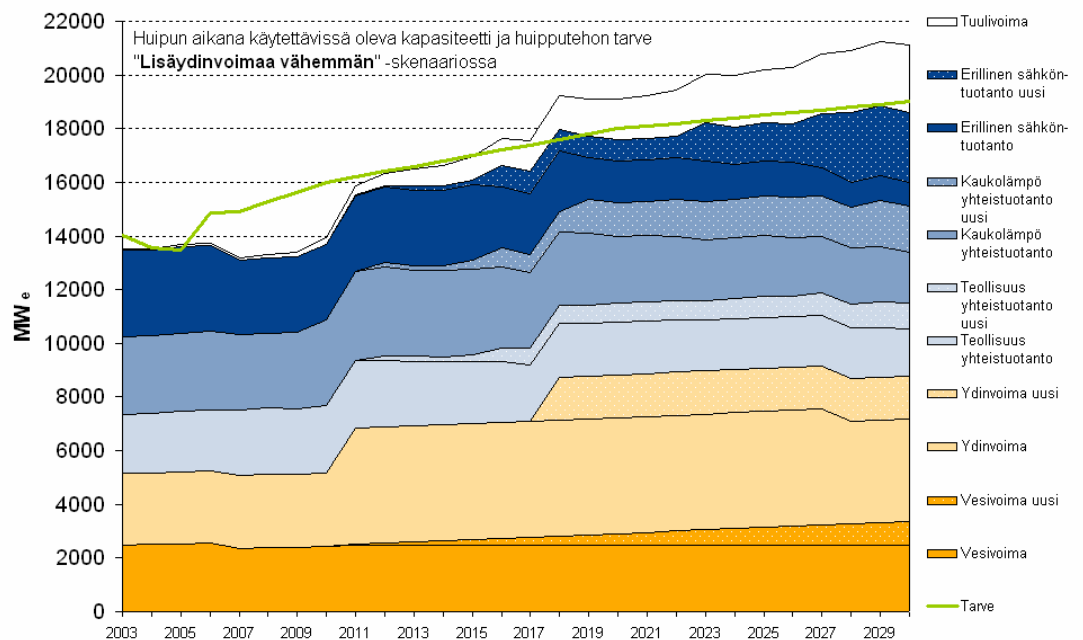
Kuva 5-7 Uusiutuvien energialähteiden kehitys sähköntuotannossa

Uusiutuvien energialähteiden osuus nousee voimakkaasta absoluuttisesta kasvusta huolimatta vain 31 %:in. Tämä johtuu siitä, että Suomen sähkönkulutuksen arvioidaan kasvavan 90 TWh:sta lähes 115 TWh:in vuoteen 2030 mennessä.

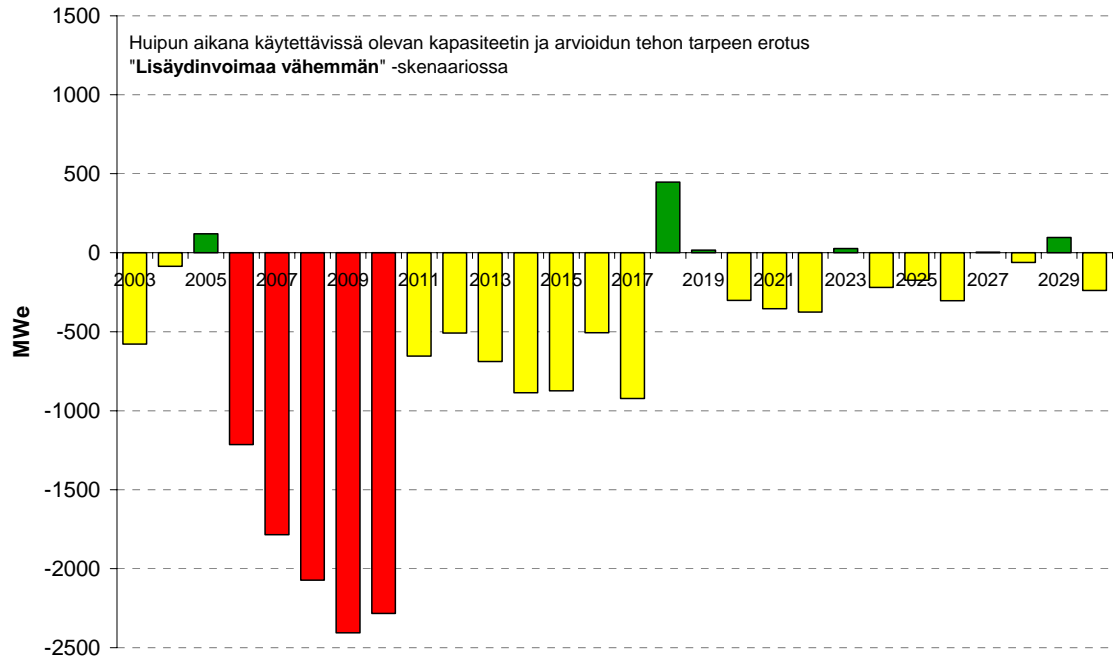
## 5.2 Vaihtoehtoskenaariot

### 5.2.1 Lisäydinvoimaa vähemmän

Perusskenaariossa oletetuista kahdesta uudesta ydinvoimayksiköstä (valmistumisvuodet 2018 ja 2023) jälkimmäinen korvataan kolmella 600 MW:n lauhdevoimalaitoksella, joiden valmistumisvuodet ovat 2023, 2027 ja 2028. Näiden lisäksi vuonna 2016 on oletettu valmistuvan yksi 700 MW:n lauhdevoimalaitos kuten perusskenaariossakin. Seuraavissa kuvissa on kuvattu sähköntuotantokapasiteetin kehitystä ja riittävyttä.

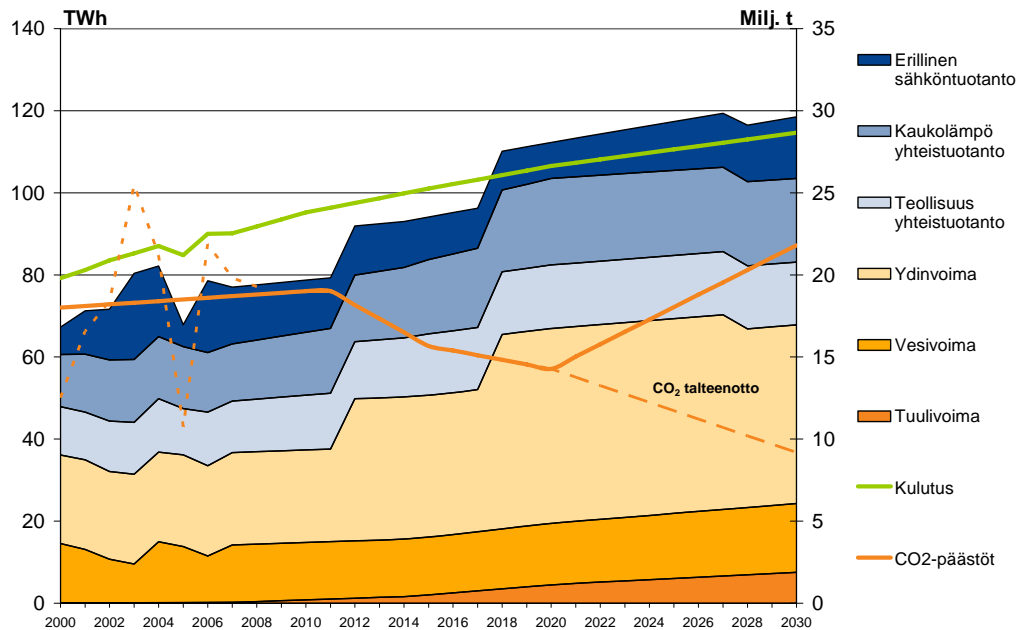


Kuva 5-8 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti Lisäydinvoimaa vähemmän - skenaariossa



Kuva 5-9 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioidun tehon tarpeen erotus Lisädinvoimaa vähemmän -skenaariossa

Tarkasteltu skenaario eroaa perusskenaariosta vuoden 2020 jälkeen, kun lisädinvoimaa ei rakenneta. Ydinvoimayksikköä (1600 MW) pienemmillä lauhdevoimayksiköillä (600 MW) kapasiteetin kehitys on asetettavissa lähemmäksi tehotarpeen kehitystä. Seuraavassa kuvassa ja taulukossa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.



Kuva 5-10 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa Lisädinvoimaa vähemmän -skenaariossa

**Taulukko 5-2 Sähköntuotannon rakenne Lisäydinvoimaa vähemmän -skenaariossa**

	Lisäydinvoimaa vähemmän				Ero perusskenaarioon		
	2007	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8	0,0	0,0	0,0
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0,0	0,0	0,0
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	43,5	0,0	0,0	-12,8
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,1	21,1	20,4	0,0	0,0	0,2
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	15,0	15,5	15,3	0,0	0,0	0,0
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,5	8,6	15,0	0,0	0,0	8,2
Nettotuonti	12,6	6,9	-5,6	-3,9	0,0	0,0	4,3
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	2000-2006	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO<sub>2</sub>-päästöt</b>	17,6	15,7	14,3	21,8	0,0	0,1	8,3
CO <sub>2</sub> -talteenotto huomioitu				9,2	0,0	0,0	0,9
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	26,0 %	28,7 %	31,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Päästöttömät, ei CO <sub>2</sub> -talteenottoa	51,8 %	60,3 %	73,3 %	69,0 %	0,0 %	0,0 %	-11,2 %
Päästöttömät, CO <sub>2</sub> -talteenotto	51,8 %	60,3 %	73,3 %	80,0 %	0,0 %	0,0 %	-4,6 %

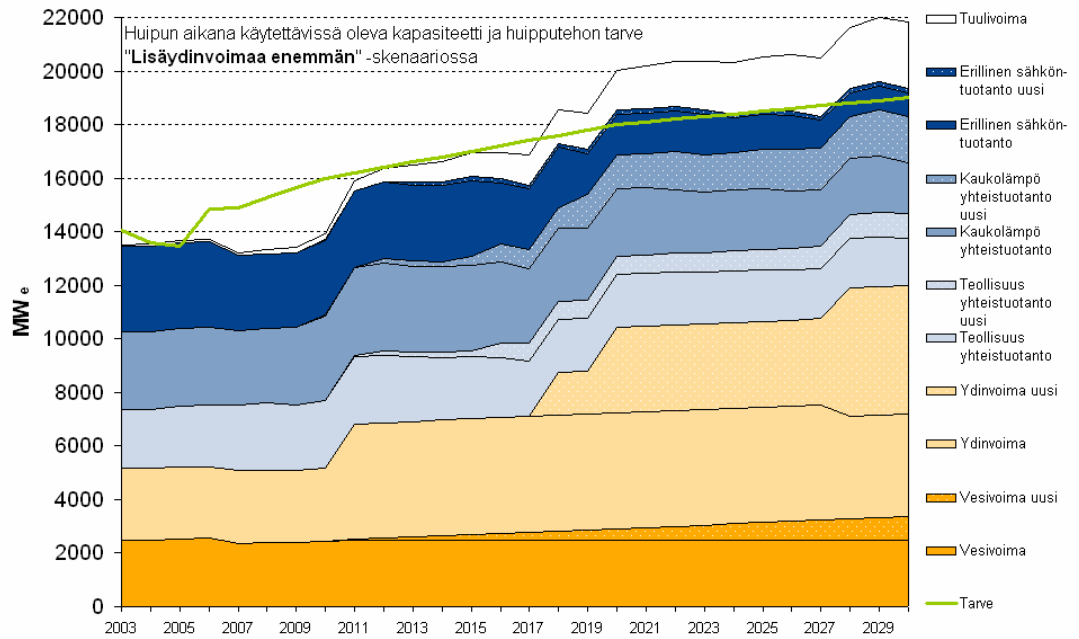
Ydinvoiman korvaa pääosin hiileen perustuva erillinen sähköntuotanto, joka lisääntyy 8,2 TWh vuoteen 2030 mennessä perusskenaarioon verrattuna. Yhteistuotanto lisääntyy hieman, 0,2 TWh. Suomi on kuitenkin myös tässä skenaariossa sähkön nettoviejä, vienti tosin vähenee puoleen perusskenaariosta.

Mikäli hiilidioksidin talteenottoa ei oteta käyttöön, sähköntuotannon päästöt kasvavat noin 8 miljoonaa tonnia perusskenaarioon verrattuna. Mikäli talteenotto otetaan kokonaisuudessaan käyttöön uusissa erillisen tuotannon laitoksissa, on päästöjen lisäys alle miljoona tonnia.

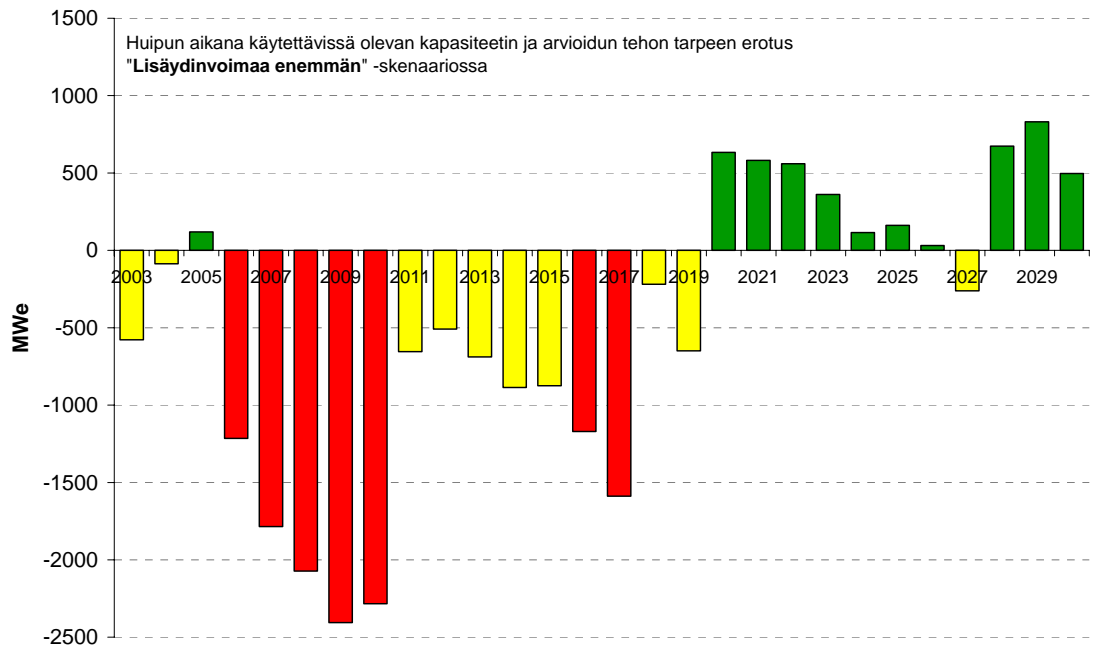
Uusiutuvien määrä pysyy tässä skenaariossa samana kuin perusskenaariossa. Päästöttömän sähköntuotannon osuus sen sijaan laskee 80 %:sta 69 %:in, jos hiilidioksidin talteenottoa ei huomioida. Talteenotto huomioiden päästöttömän tuotannon osuus laskee 85 %:sta 80 %:in.

## 5.2.2 Lisäydinvoimaa enemmän

Perusskenaarion kahden uuden ydinvoimayksikön lisäksi rakennetaan kolmas uusi ydinvoimayksikkö, jolloin valmistumisvuodet ovat 2018, 2020 ja 2028. Samalla perusskenaariossa oletettu 700 MW:n hiililauhdevoimalaitos vuonna 2016 jää pois. Seuraavissa kuvissa on kuvattu sähköntuotantokapasiteetin kehitystä ja riittävyyttä.

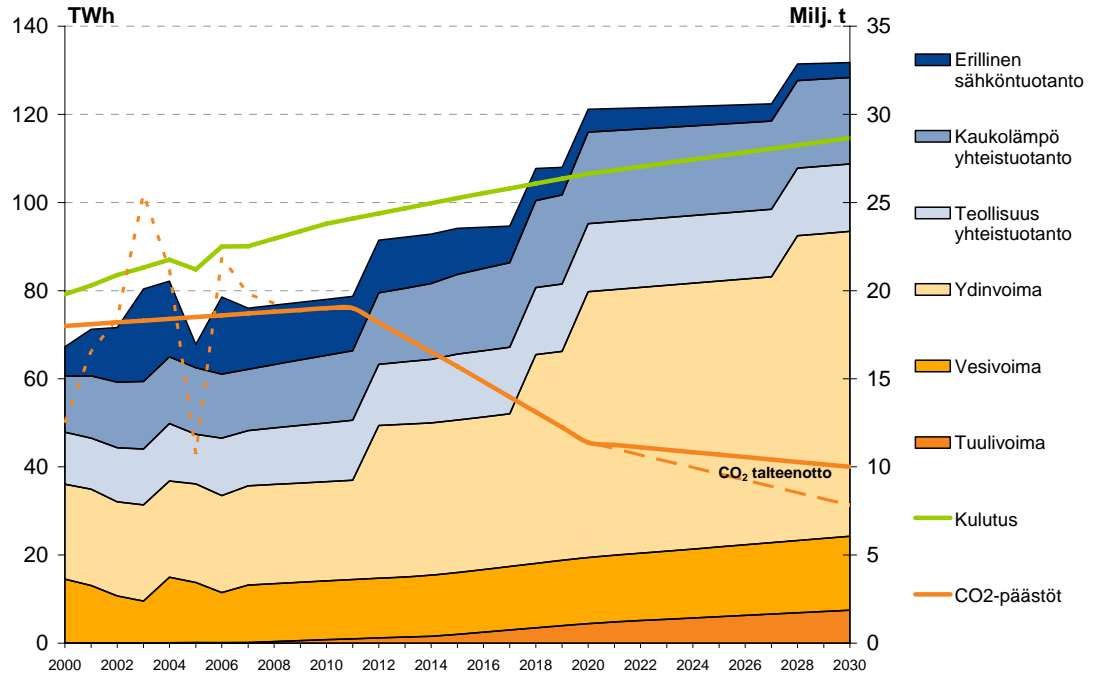


Kuva 5-11 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti Lisäydinvoimaa enemmän -skenaariossa



Kuva 5-12 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioidun tehon tarpeen erotus Lisäydinvoimaa enemmän -skenaariossa

Tehovaje on perusskenaarioon nähden suurempi vuosina 2016 - 2019, koska lauhdelaitosta ei rakenneta. Sen sijaan vuodesta 2020 eteenpäin huipunaikaista kapasiteettia on jopa tarvetta enemmän. Seuraavassa kuvassa ja taulukossa on esitetty sähkön tuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.



Kuva 5-13 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa Lisäydinvoimaa enemmän -skenaariossa

Taulukko 5-3 Sähköntuotannon rakenne Lisäydinvoimaa enemmän -skenaariossa

	Lisäydinvoimaa enemmän				Ero perusskenaarioon		
	2007	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8	0	0,0	0,0
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0	0,0	0,0
Ydinvoima	22,5	34,6	60,3	69,2	0	12,9	12,8
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,1	20,8	19,7	0	-0,3	-0,5
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	15,0	15,4	15,3	0	-0,1	-0,03
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,5	5,2	3,4	0	-3,5	-3,4
Nettotuonti	12,6	6,9	-14,6	-17,2	0	-9,0	-9,0
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	2000-2006	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO2-päästöt</b>	17,6	15,7	11,4	10,0	0	-2,8	-3,5
CO2-talteenotto huomioitu				7,8	0	0,0	-0,5
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	26,0 %	28,7 %	31,0 %	0	0,0 %	0,0 %
Päästöttömät, ei CO2-talteenottoa	51,8 %	60,3 %	85,3 %	91,4 %	0	12,0 %	11,1 %
Päästöttömät, CO2-talteenotto	51,8 %	60,3 %	85,3 %	93,1 %	0	12,0 %	8,5 %

Ydinvoiman tuotanto lisääntyy vuodesta 2020 lähtien noin 12,8 TWh ja kivihiilipohjainen erillinen sähköntuotanto vähenee noin 3,5 TWh perusskenaarioon verrattuna. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto pienenee noin 0,5 TWh. Sähkön nettovienti Suomesta lisääntyy 9 TWh ja on vuonna 2020 lähes 15 TWh ja vuonna 2030 yli 17 TWh.

Mikäli hiilidioksidin talteenottoa ei oteta käyttöön, sähköntuotannon päästöt pienenevät 3,5 miljoonaa tonnia perusskenaarioon verrattuna. Mikäli talteenotto otetaan kokonaisuudessaan käyttöön uusissa erillisen tuotannon laitoksissa, on päästöjen vähenemä 0,5 miljoonaa tonnia.

Uusiutuvien määrä pysyy samana kuin perusskenaariossa. Päästöttömän sähköntuotannon osuus sen sijaan nousee 80 %:sta 91 %:in, jos hiilidioksidin talteenottoa ei huomioida. Talteenotto huomioiden päästöttömän tuotannon osuus kasvaa 85 %:sta 93 %:in.

### **5.3 Herkkyystarkastelut**

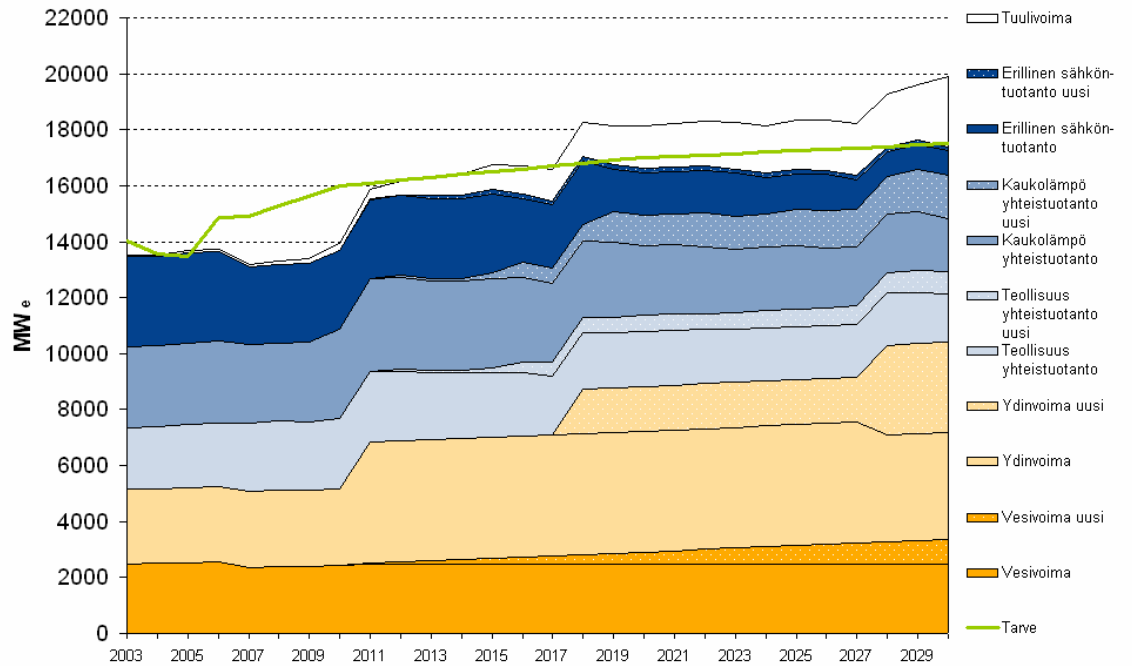
#### **5.3.1 Alhaisempi sähkönkulutus**

Työssä käytetty Suomen sähkötarpeen kehitys perustui Energiategollisuuden ja Elinkeinoelämän Keskusliiton arvioon. Herkkyystarkastelussa oletettiin sähkön tarpeen kasvun olevan puolet perusskenaarion kehityksestä. Tällöin energiatehokkuuden kehityksen oletetaan olevan nopeampaa. Lisäksi teollisuudessa oletetaan tapahtuvan rakennemuutos, joka johtaisi alhaisempaan tuotantomäärään ja edelleen pienempään sähkön- ja lämmöntarpeeseen. Myös kaukolämmön kulutuksen kasvun oletetaan puolittuvan perusskenaarion kasvuun verrattuna energiatehokkuuden kehityksen ansiosta.

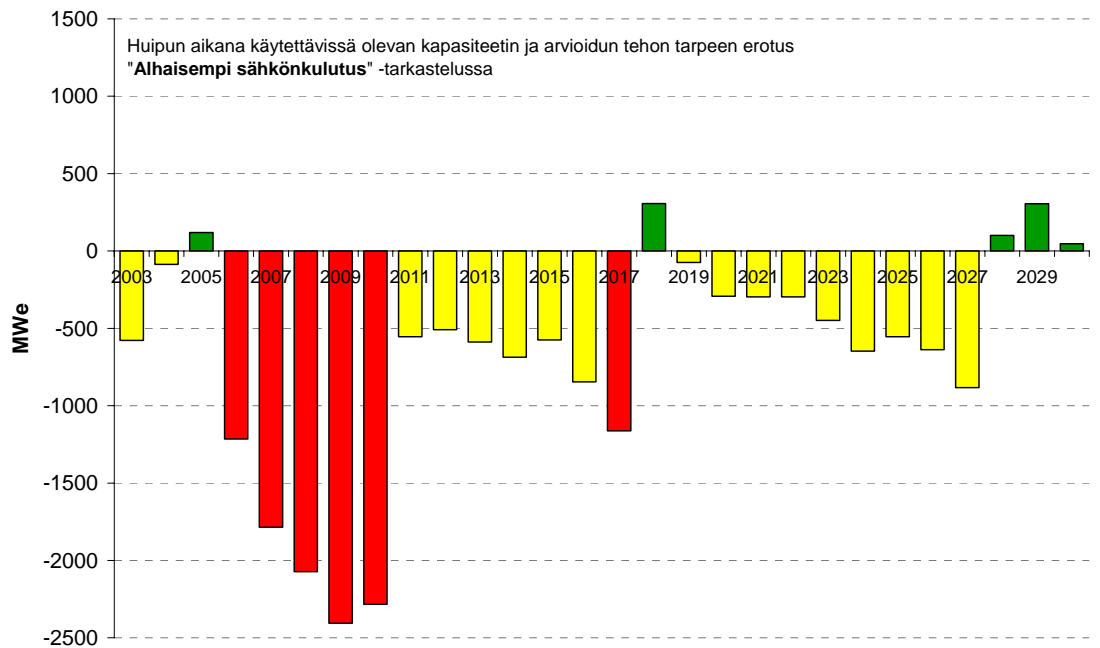
Sähkön tarve on tässä herkkyystarkastelussa 101 TWh vuonna 2020 (5 TWh alhaisempi kuin perusskenaariossa) ja 105 TWh vuonna 2030 (9,5 TWh alhaisempi). Sähkön kulutus Suomessa oli 90 TWh vuonna 2007.

Alhaisempi sähkön ja lämmön tarve vaikuttaa voimalaitosinvestointeihin. Sähkön ja lämmön yhteistuotannossa uudet voimalaitokset toteutetaan hieman pienempinä alhaisemman lämpökuorman takia. Vuoteen 2030 mennessä vaikutus yhteistuotannossa on arviolta 300 MW. Erillisen sähköntuotannon osalta voimalaitosten rakentaminen siirtyy myöhäisemmäksi. Tässä herkkyystarkastelussa perusskenaariossa oletettu 700 MW:n lauhdevoimalaitos jää toteuttamatta ja toisen uuden ydinvoimayksikön valmistuminen siirtyy vuodesta 2023 vuoteen 2028. Ensimmäisen uuden ydinvoimayksikön valmistuminen pysyy samana kuin perusskenaariossa eli vuonna 2018. Uusiutuvan energian tuotannon oletetaan kehittyvän kuten perusskenaariossa.

Seuraavissa kuvissa on kuvattu sähköntuotantokapasiteetin kehitystä ja riittävyyttä.



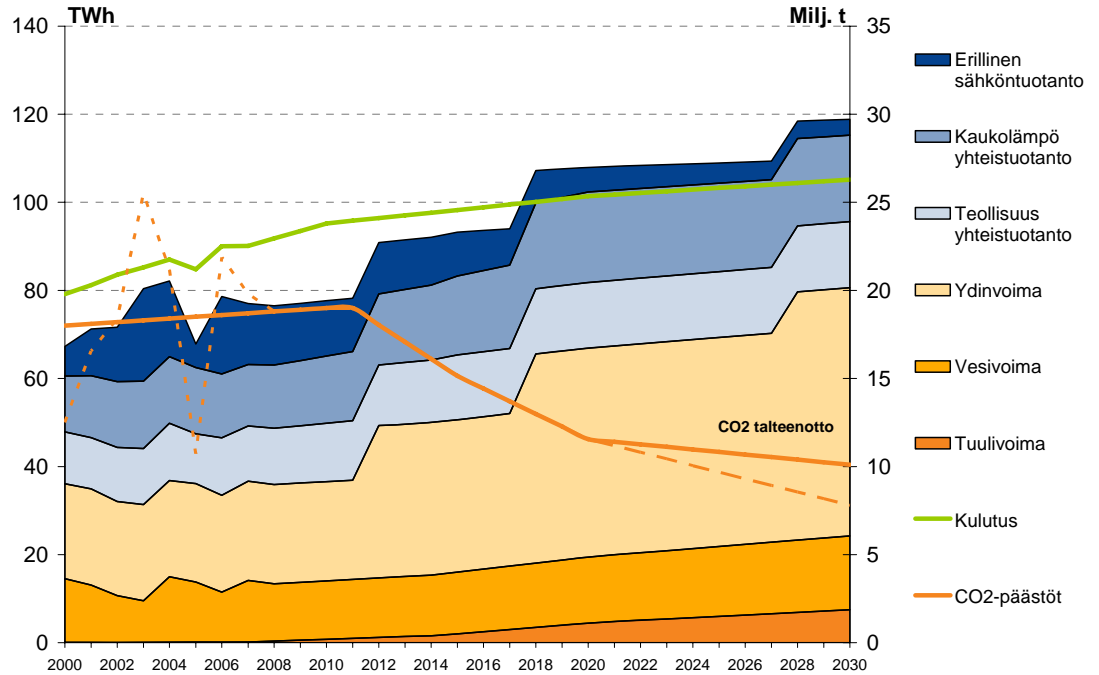
Kuva 5-14 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti Alhaisempi sähkönkulutus - tarkastelussa



Kuva 5-15 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioidun tehon tarpeen erotus Alhaisempi sähkönkulutus -tarkastelussa

Tehotase on hieman negatiivisempi perusskenaarion nähden vuosina 2016 - 2027, koska hiililauhdelaite jää pois ja toisen ydinvoimayksikön rakentaminen siirtyy vuoteen 2028. Vuodesta 2028 tehotase on vastaavasti positiivisempi.

Seuraavassa kuvassa ja taulukossa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.



Kuva 5-16 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa Alhaisempi sähkönkulutus -tarkastelussa

Taulukko 5-4 Sähköntuotannon rakenne Alhaisempi sähkönkulutus -tarkastelussa

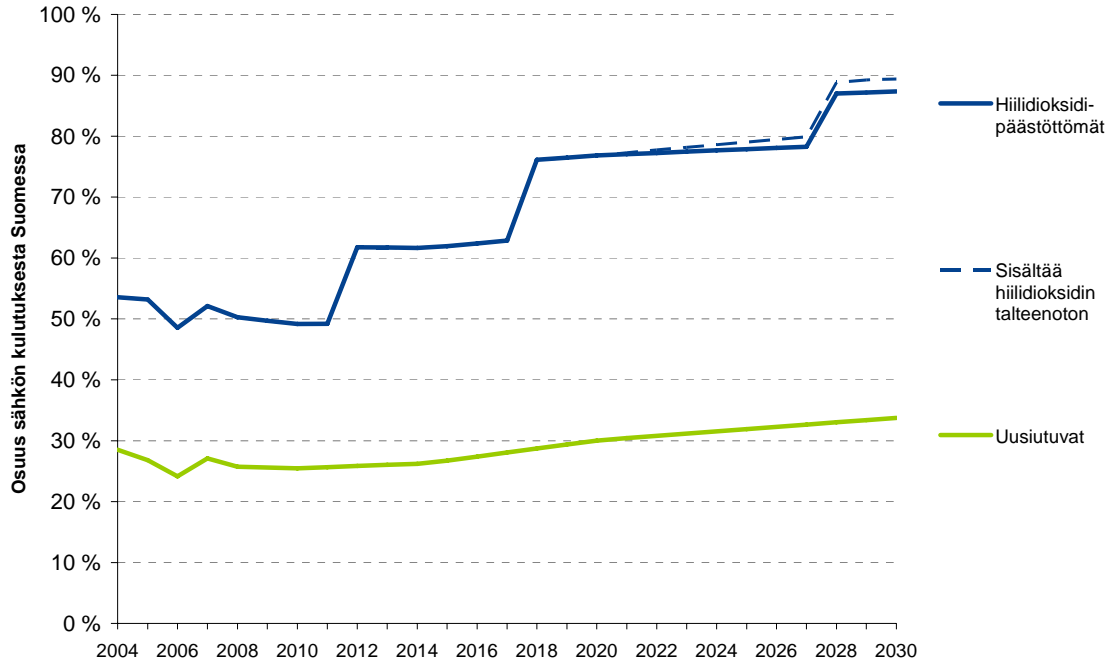
	Alhaisempi sähkönkulutus				Ero perusskenaarioon		
	2007	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8	0,0	0,0	0,0
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0,0	0,0	0,0
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	56,4	0,0	0,0	0,0
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	17,9	20,5	19,6	-0,2	-0,6	-0,5
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	14,7	14,9	15,0	-0,3	-0,6	-0,3
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,0	5,6	3,6	-0,5	-3,0	-3,2
Nettotuonti	12,6	5,0	-6,6	-13,7	-1,8	-1,0	-5,5
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>98,2</b>	<b>101,4</b>	<b>105,1</b>	<b>-2,8</b>	<b>-5,1</b>	<b>-9,5</b>
	2000-2006	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO2-päästöt</b>	17,6	15,1	11,6	10,1	-0,5	-2,6	-3,4
CO2-talteenotto huomioitu				7,8	0,0	0,0	-0,5
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	26,7 %	30,0 %	33,7 %	0,7 %	1,3 %	2,7 %
Päästöttömät, ei CO2-talteenottoa	51,8 %	61,9 %	76,8 %	87,3 %	1,6 %	3,5 %	7,1 %
Päästöttömät, CO2-talteenotto	51,8 %	61,9 %	76,8 %	89,4 %	1,6 %	3,5 %	4,8 %

Alhaisempi sähkönkulutus pienentää erillistä sähköntuotantoa noin 3 TWh vuosina 2020 ja 2030. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto vähenee alhaisempien lämpökuormien takia noin yhden terawattitunnin. Sähkön kulutus Suomessa pienenee kuitenkin 5 TWh vuonna 2020 ja 9,5 TWh vuonna 2030, joten sähkön nettovienti kasvaa 1 TWh vuonna 2020 ja 5,5 TWh vuonna 2030.

Sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt pienenevät laskeneen lämpövoimatuotannon myötä 3,4 miljoonaa tonnia vuoteen 2030 mennessä.

Uusiutuvan ja päästöttömän sähköntuotannon osuus kulutuksesta kasvaa, koska uusiutuvan energian tuotannon määrä pysyy tarkasteluvuosina perusskenaarioon nähden

samana, mutta sähkön kulutus on alhaisempi. Uusiutuvien osuus nousee vuonna 2030 31 %:sta lähes 34 %:in. Päästöttömien osuus kasvaa 80 %:sta lähes 87 %:in ja hiilidioksidin talteenotto huomioiden 85 %:sta 89 %:in. Seuraavassa kuvassa on esitetty uusiutuvan ja päästöttömän osuuden kehitys.



Kuva 5-17 Uusiutuvien ja hiilidioksidipäästöttömien energialähteiden osuus sähkönkulutuksesta Alhaisempi sähkönkulutus -tarkastelussa

### 5.3.2 Sähkön lisäsiirtoyhteys Keski-Eurooppaan

Tämän työn lähtöoletuksissa oletettiin vahvistettavan sekä Pohjoismaiden sisäisiä siirtoyhteyksiä että yhteyksiä Eurooppaan: Norjan ja Iso-Britannian välille oletettiin uusi 700 MW:n yhteys. Tarkastelluissa skenaarioissa Pohjoismaista viedäänkin sähköä Manner-Eurooppaan ja Iso-Britanniaan. Sähkön hintataso on ollut Keski-Euroopassa korkeampi kuin Pohjoismaissa. Myös Suomi muuttuu työn tarkastelujaksolla sähkön nettoviejäksi. Herkkyystarkasteluna haluttiin selvittää, vaikuttaisiko lisäsiirtoyhteys tuotantomääriin Suomessa eli kuinka paljon siirtoyhteydet Pohjoismaista Keski-Eurooppaan rajoittavat tuotantoa Suomessa. Herkkyystarkastelussa oletettiin 1000 MW:n lisäsiirtoyhteys Norjasta Saksaan.

Sähkönsiirtoyhteyksien lisääminen Norjasta Keski-Eurooppaan ei vaikuta tässä tarkastelussa asennetun kapasiteetin määrään Suomessa, joten huipunaikaisen tehon riittävyystarkastelu on sama kuin perusskenaariossa. Seuraavassa taulukossa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.

**Taulukko 5-5 Sähköntuotannon rakenne Lisäsiirtoyhteys-tarkastelussa**

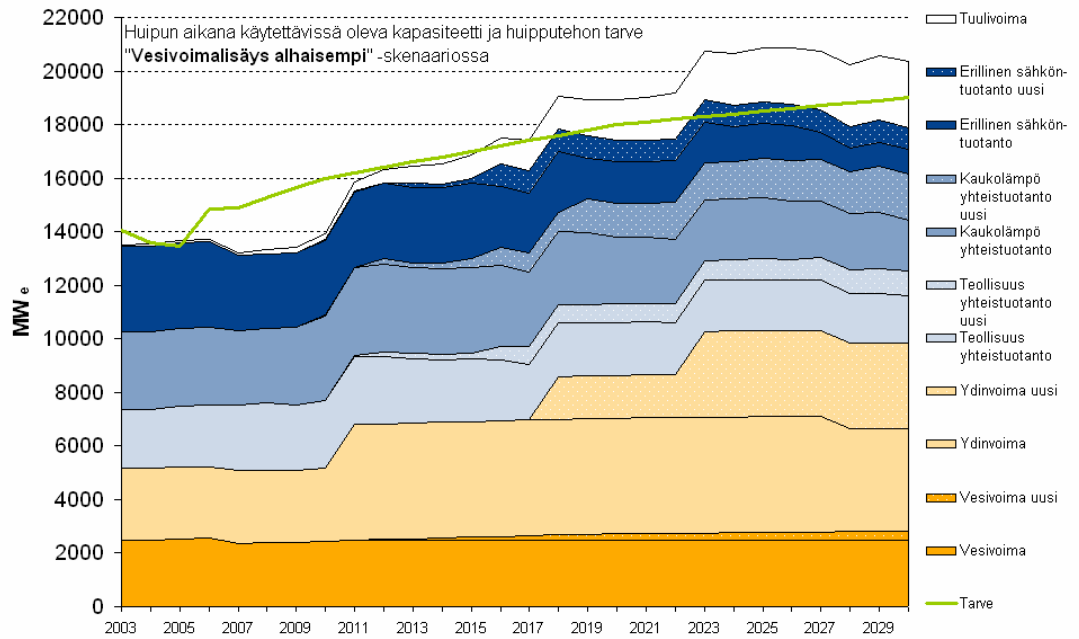
	Lisäsiirtoyhteys				Ero perusskenaarioon		
	2007	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8	0	0,0	0,0
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0	0,0	0,0
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	56,4	0	0,0	0,0
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,1	21,2	20,3	0	0,1	0,2
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	15,0	15,5	15,3	0	0,02	0,01
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,5	8,7	7,0	0	0,1	0,3
Nettotuonti	12,6	6,9	-5,9	-8,7	0	-0,3	-0,5
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	<b>2000-2006</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO2-päästöt</b>	17,6	15,7	14,3	13,8	0	0,1	0,3
CO2-talteenotto huomioitu				8,4	0	0,0	0,1
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	26,0 %	28,8 %	31,1 %	0	0,0 %	0,0 %
Päästöttömät, ei CO2-talteenottoa	51,8 %	60,3 %	73,3 %	80,2 %	0	0,1 %	0,0 %
Päästöttömät, CO2-talteenotto	51,8 %	60,3 %	73,3 %	84,8 %	0	0,1 %	0,2 %

Lisäsiirtoyhteys 1000 MW Norjasta Saksaan lisää sähkön ja lämmön yhteistuotantoa Suomessa hyvin vähän, noin 0,2 TWh vuonna 2030. Myös erillisen sähköntuotannon määrä kasvaa hieman, 0,3 TWh vuonna 2030. Vaikutus hiilidioksidipäästöihin on hyvin pieni.

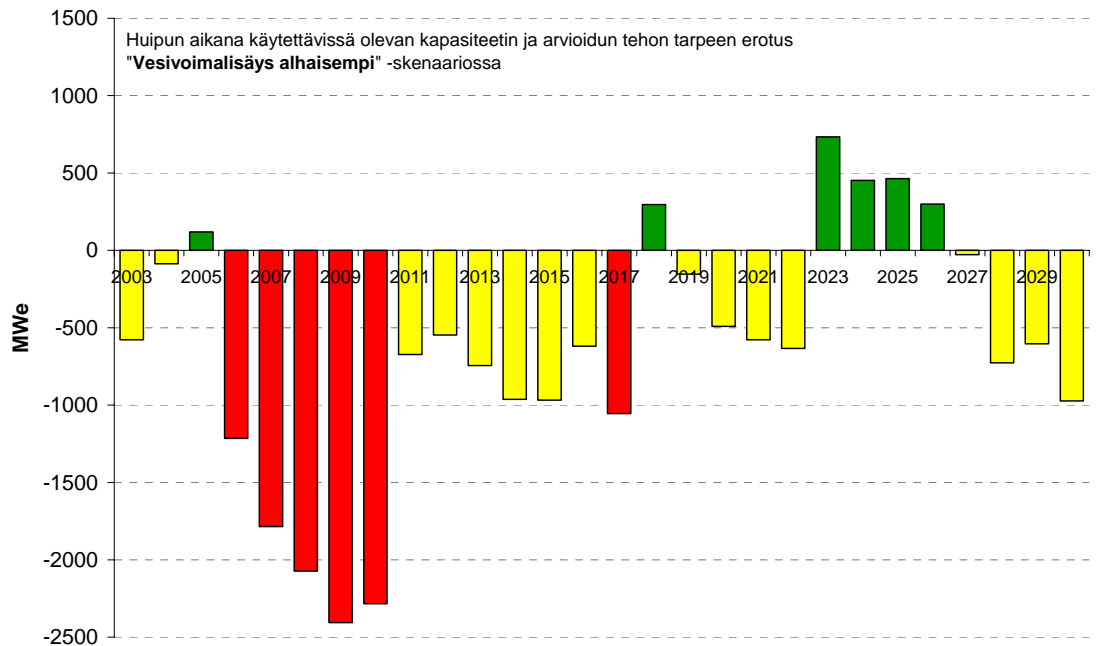
Kokonaisuutena vaikutus Suomeen on pieni, tosin yksittäisten laitosten käyttöaikoihin vaikutus voi olla merkittävämpi.

### 5.3.3 Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi

Perusskenaariossa Suomeen oletetaan rakennettavan merkittävästi uutta vesivoimaa: 900 MW ja 3 TWh vuoteen 2030 mennessä. Herkkyystarkastelussa vesirakentamista ei lisätä valtiiovallan toimin vaan lisäykseen otetaan mukaan vain nykyisten voimaloiden perussparannussuunnitelmat ja nk. kiistattomat hankkeet, jolloin lisäys on 365 MW (40 % perusskenaarion lisäyksestä) ja 0,64 TWh (21 % perusskenaarion lisäyksestä) vuoteen 2030 mennessä. Seuraavassa taulukossa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.



Kuva 5-18 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi - tarkastelussa



Kuva 5-19 Huipun aikana käytettävissä olevan kapasiteetin ja arvioidun tehon tarpeen erotus Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi - tarkastelussa

Sähkön tuotantokapasiteetti pienenee siis tarkastelussa yli 500 MW vuoteen 2030 mennessä.

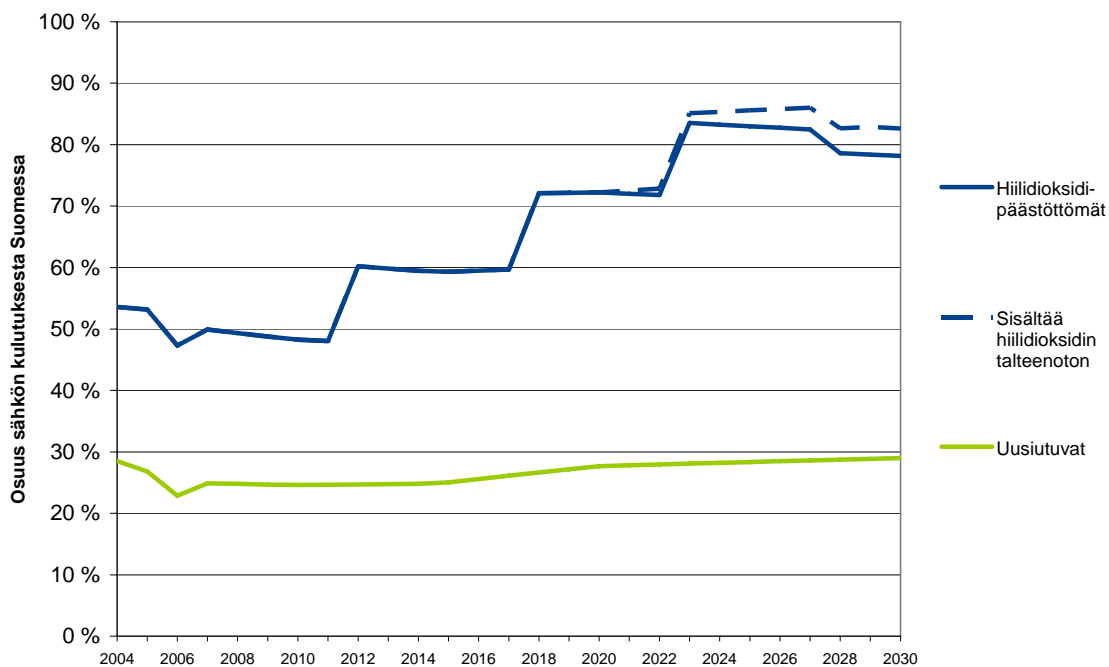
Seuraavassa taulukossa on esitetty sähkön tuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.

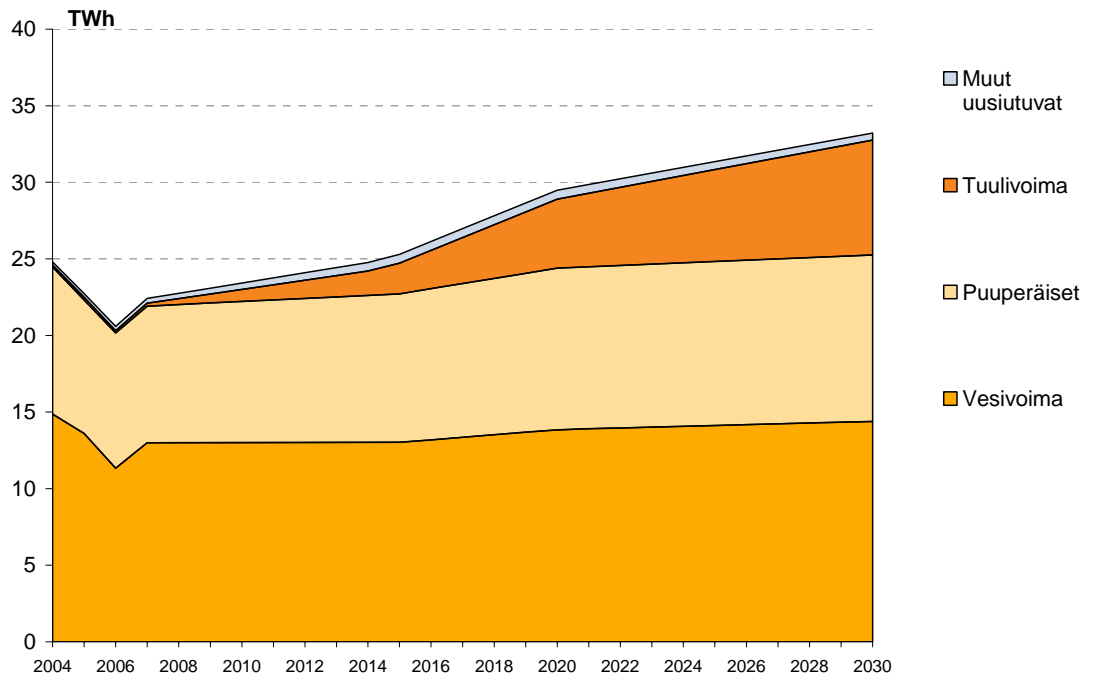
**Taulukko 5-6 Sähköntuotannon rakenne Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi - tarkastelussa**

	Vesivoimalisäys alhaisempi				Ero perusskenaarioon		
	2007	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Vesivoima	14,0	13,0	13,9	14,4	-1,0	-1,1	-2,4
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0,0	0,0	0,0
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	56,4	0,0	0,0	0,0
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,1	21,1	20,2	0,0	0,0	0,0
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	15,0	15,5	15,3	0,0	0,0	0,0
Erillinen sähköntuotanto	14,5	10,7	8,7	6,9	0,2	0,1	0,2
Nettotuonti	12,6	7,6	-4,6	-6,1	0,8	1,0	2,2
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	2000-2006	2015	2020	2030	2015	2020	2030
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t
<b>CO2-päästöt</b>	17,6	15,9	14,2	13,6	0,2	0,1	0,1
CO2-talteenotto huomioitu				8,4	0,0	0,0	0,1
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%
Uusiutuvat	26,6 %	25,0 %	27,7 %	29,0 %	-1,0 %	-1,1 %	-2,1 %
Päästöttömät, ei CO2-talteenottoa	51,8 %	59,3 %	72,2 %	78,2 %	-1,0 %	-1,1 %	-2,1 %
Päästöttömät, CO2-talteenotto	51,8 %	59,3 %	72,2 %	82,6 %	-1,0 %	-1,1 %	-2,0 %

Herkkyystarkastelun mukainen vesivoimatuotannon lisäyksen pienentäminen lisää korvaavaa tuotantoa vain vähän: erillinen sähköntuotanto lisääntyy 0,1 - 0,2 TWh. Kokonaistuotanto Suomessa siis pienenee eli sähkön nettovienti vähenee. Hiilidioksidipäästöt lisääntyvät erillisen sähköntuotannon kasvun myötä hieman, 0,1 - 0,2 miljoonaa tonnia.

Seuraavissa kuvissa on esitetty uusiutuvien ja hiilidioksidipäästöttömien energialähteiden osuus sähkö kulutuksesta ja uusiutuvien absoluuttisen määrän kehitys.


**Kuva 5-20 Uusiutuvien ja hiilidioksidipäästöttömien energialähteiden osuus sähkönkulutuksesta Vesivoimatuotannon lisäys alhaisempi - tarkastelussa**



Kuva 5-21 Uusiutuvien energialähteiden kehitys sähköntuotannossa Vesivoimatuotannon lisäksi alhaisempi - tarkastelussa

Uusiutuvan sähkön osuus sähkön kulutuksesta laskee 1 - 2 %, vuonna 2030 perusskenaarion 31 %:sta 29 %:in. Vesivoiman tuotannon pienenemä perusskenaarioon nähden on siis 2,4 TWh vuonna 2030.

### 5.3.4 Turpeen päästökerroin -40 %.

Elinkaaritarkasteluissa on tutkittu turpeen elinkaaren aikaisia kasvihuonekaasupäästöjä ja haettu tieteellistä perustetta turpeen ominaispäästökertoimen määrittämiseen. Tarkasteluissa on todettu turpeen kasvihuonekaasuvaikutuksen olevan riippuvainen suotyypistä; luonnontilaiselta suolta, metsäojitetulta suolta tai suopelloilta tuotetun turpeen päästökerroin on hyvin erilainen. Tässä työssä tarkasteltiin tilannetta, jossa turpeen ominaispäästökerroin laskee 40 % nykyisestä tasolle 63,5 g/MJ, mikä vastaa elinkaaritarkasteluiden metsäojitetulle suolle laskettua tasoa. Metsäojitettuja soita on noin puolet Suomen turvetuotantoalasta. Muutoksen oletetaan tulevan voimaan vuonna 2013.

Turpeen ominaispäästökertoimen muutoksen seurauksena oletetaan toteutettavan kolme suurta turvetta ja puuta käyttävää yhteistuotantolaitosta suurempina lauhdeperäisinä laitoksina (mahdollistaa erillisen sähköntuotannon). Tällaisen laitostyyppin ominaisuuksiin kuuluu, että huippukuorman aikainen tuotantokapasiteetti ei lisäänty kovin paljon, koska laitoksen kapasiteetti kuluu lämmön ja sähkön yhteistuotantoon. Sen sijaan lämmitystarpeen ollessa alhaisempi on käytössä oleva kapasiteetti suurempi. Mikäli lämpöverkossa on toimintakuntoisena esimerkiksi vanha yhteistuotantolaitos, voidaan yhteistuotantolämpöä tuottaa siinä, jolloin lauhdekapasiteettia vapautuu myös huipunaikaiseen käyttöön enemmän. Tässä tarkastelussa on oletettu huipunaikaisen lisälauhdekapasiteetin lisääntyvän 100 MW vuoteen 2030 mennessä. Kesäaikainen lauhdekapasiteetti on noin kolme kertaa suurempi.

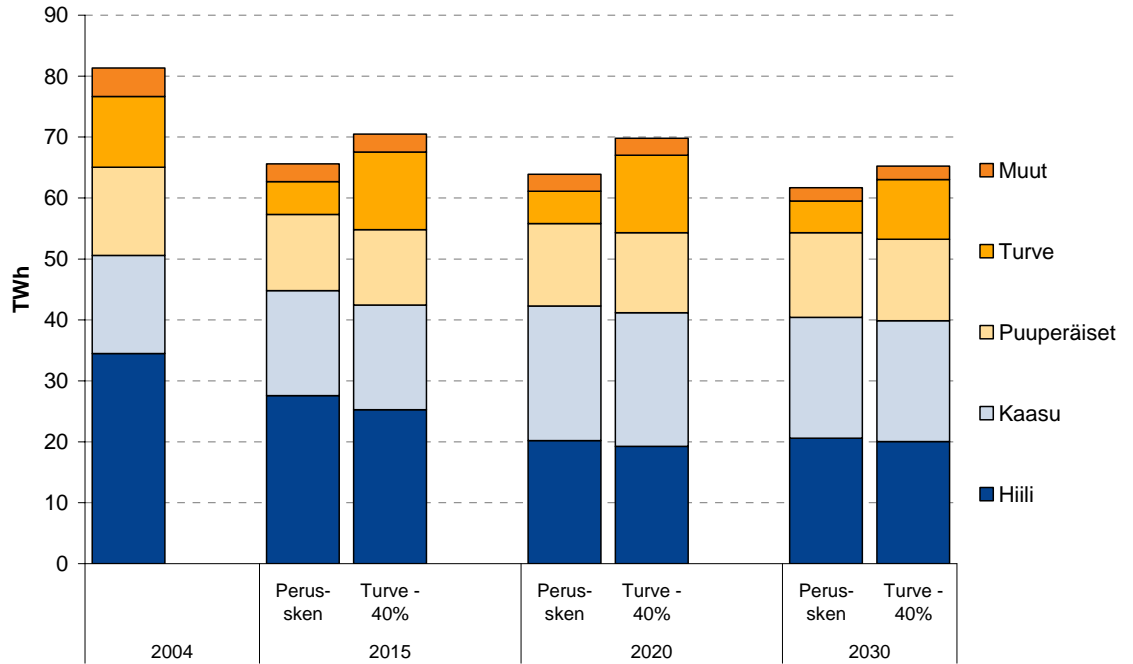
Seuraavassa taulukossa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt.

*Taulukko 5-7 Sähköntuotannon rakenne Turpeen päästökerroin -40% -tarkastelussa*

	2007	Turpeen päästökerroin -40 %				Ero perusskenaarioon		
		2015	2020	2030	2015	2020	2030	
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	
Vesivoima	14,0	14,0	15,0	16,8	0,0	0,0	0,0	
Tuulivoima	0,2	2,0	4,5	7,5	0,0	0,0	0,0	
Ydinvoima	22,5	34,6	47,4	56,4	0,0	0,0	0,0	
Kaukolämpö yhteistuotanto	14,5	18,3	21,3	20,1	0,2	0,2	0,0	
Teollisuus yhteistuotanto	12,1	14,9	15,5	15,3	0,0	0,0	0,0	
Erillinen sähköntuotanto	14,5	12,2	10,8	8,1	1,7	2,1	1,4	
Nettotuonti	12,6	5,0	-7,9	-9,5	-1,9	-2,3	-1,3	
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>90,3</b>	<b>101,0</b>	<b>106,5</b>	<b>114,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
	2000-2006	2015	2020	2030	2015	2020	2030	
	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	milj. t	
<b>CO<sub>2</sub>-päästöt</b>	17,6	15,6	14,5	13,4	-0,1	0,4	-0,1	
CO <sub>2</sub> -talteenotto huomioitu				8,3	0,0	0,0	0,0	
<b>Osuus sähkön kulutuksesta</b>	%	%	%	%	%	%	%	
Uusiutuvat	26,6 %	25,7 %	28,5 %	30,6 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,4 %	
Päästöttömät, ei CO <sub>2</sub> -talteenottoa	51,8 %	60,0 %	73,0 %	79,8 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,4 %	
Päästöttömät, CO <sub>2</sub> -talteenotto	51,8 %	60,0 %	73,0 %	84,2 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,4 %	

Turpeeseen pohjautuva erillinen sähköntuotanto lisääntyy ominaispäästökertoimen muutoksen seurauksena 1,4 - 2,1 TWh. Tuotannon lisäys pienenee vuodesta 2020 vuoteen 2030, koska hiilidioksidin talteenotolla varustettu hiililauhde menee ajojärjestyksessä turvelauhteen edelle. Turvelauhdelaitoksiin ei oletettu rakennettavan CO<sub>2</sub>-talteenottoa johtuen pienemmästä laitoskoosta ja sisämaan sijainnista. Myös yhteistuotantosähkön tuotanto lisääntyy tässä tarkastelussa hieman. Lisääntynyt sähköntuotanto lisää nettovientä.

Seuraavassa kuvassa on esitetty sähköntuotannon polttoainekulutuksen jakautuminen Suomessa sekä perusskenaariossa että Turpeen päästökerroin -40% -tarkastelussa. Kuvassa ei mukana ole ydinvoimaa, vesivoimaa, tuulivoimaa eikä yhteistuotannon lämmön osuutta.



Kuva 5-22 Sähköntuotannon polttoainekulutuksen jakautuminen lämpövoiman tuotannossa, ei sisällä yhteistuotantolaitosten lämmön osuutta

Turpeen ominaispäästökertoimen alentaminen pienentää päästöoikeuden hinnan vaikutusta ja parantaa siten turpeen kilpailukykyä muihin polttoaineisiin nähden. Tämä voi näkyä myös turpeen ja puun käytön suhteessa, koska turpeen kokonaiskustannus määrittää laitoksen puustamaksukykyyn eli hinnan, jonka laitoksen kannattaa maksaa puupolttoaineesta. Tämä voi johtaa siihen, että tuotantokustannuksilta kaikkein kalleimpia puupolttoaine-eriä ei kannata tuottaa metsästä. Turpeen ominaispäästökertoimen alentaminen pienentää kiinteiden puupolttoaineiden käyttöä arviolta 2 TWh (sisältää myös lämmöntuotantoon käytetyn polttoaineen). Turpeen ja puun yhteiskäyttömäärä kuitenkin kasvaa.

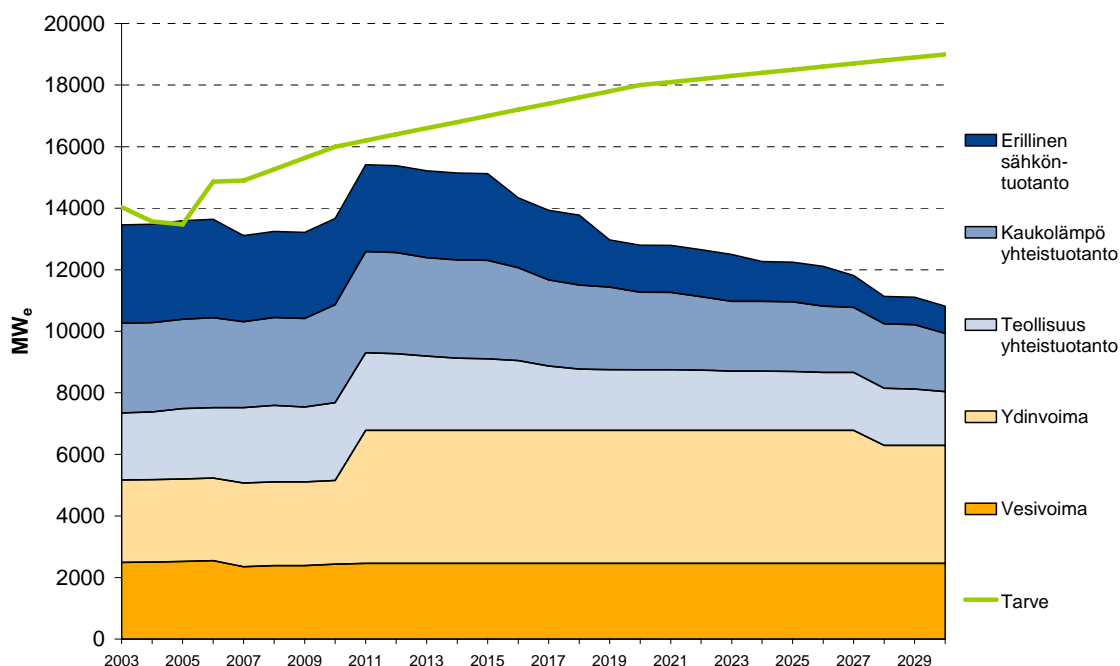
Turpeen kokonaiskulutus energiantuotannossa (sisältäen myös lämmöntuotantoon käytetyn turpeen) kasvaisi päästökertoimen muutoksesta johtuen vuosina 2015 ja 2020 yli 30 TWh:in ja olisi vuonna 2030 noin 28,5 TWh. Turpeen kokonaiskäyttömäärä energiantuotannossa on ollut 2000-luvulla keskimäärin 23 TWh ja vaihdellut lähinnä erillisen sähköntuotannon tarpeesta johtuen välillä 17 – 28 TWh. Työssä tarkastellussa perusskenaariossa turpeen kokonaiskäyttömäärä on 22 - 23 TWh vuosina 2015 - 2030.

Ominaispäästökertoimen muutoksen vaikutus Suomen hiilidioksidipäästöihin on tässä tarkastelussa hyvin pieni. Turpeen ominaispäästökertoimen alentaminen pienentää laskennallisia päästöjä, mutta toisaalta turpeen käytön lisäys kasvattaa päästöjä. Näiden yhteisvaikutus tarkasteluvuosina on  $\pm 0,3$  miljoonaa tonnia.

## 6 YHTEENVETO

Selvitystyön tavoitteena oli laatia Energiateollisuuden näkemys siitä, miten Suomen sähkönhankintarakenne voisi kehittyä vuoteen 2030 saakka ottaen huomioon ilmastonmuutoksen, huoltovarmuusnäkökohtien ja kilpailukykyisen hinnan asettamat vaatimukset.

Oheisessa kuvassa on esitetty nykyisen ja rakenteilla olevan kapasiteetin kehittyminen vuoteen 2030. Kuvassa on esitetty myös arvioitu sähkön huipputehon tarve, jonka kehitys on Energiateollisuuden ja Elinkeinoelämän keskusliiton marraskuussa 2007 julkaiseman arvion mukainen.

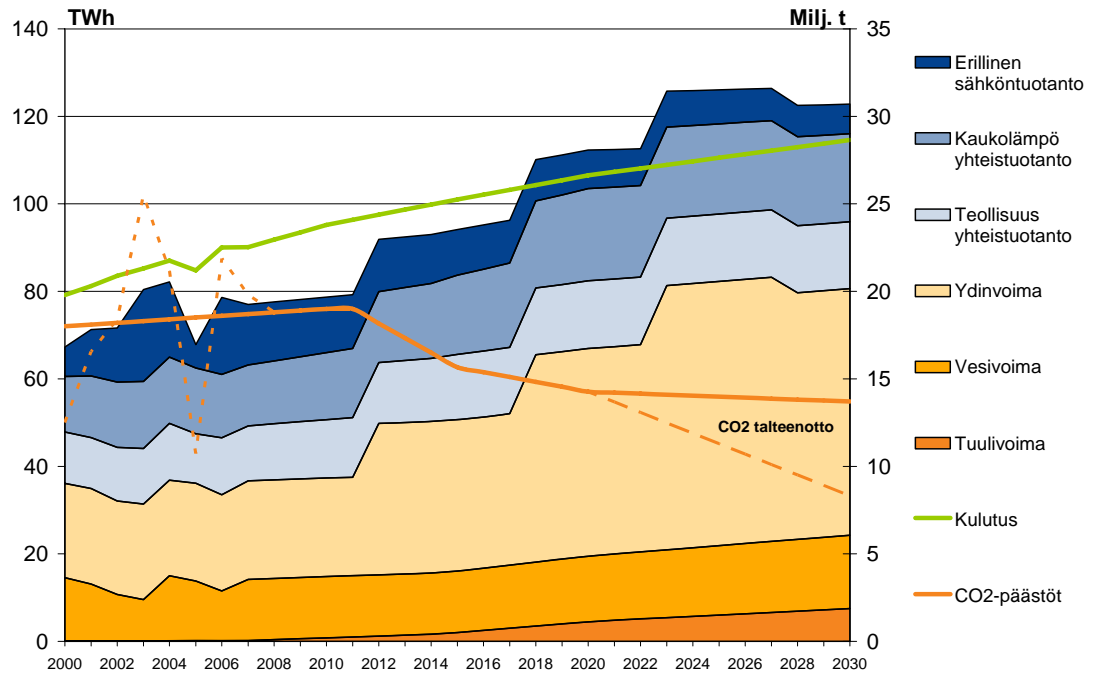


Kuva 6-1 Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti: nykyiset ja rakenteilla olevat laitokset

Huipputehon tarpeen ja nykyisen kapasiteetin erotus kasvaa ollen vuonna 2020 noin 5500 MW ja vuonna 2030 noin 8400 MW. Tämä vastaa likimain investointitarvetta uuteen voimalaitoskapasiteettiin.

Kapasiteettitarpeen kattamisessa oli kantavana ajatuksena hyödyntää uusiutuvan energiantuotannon sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon potentiaali mahdollisimman laajasti. Tämän potentiaalın hyödyntämisen jälkeenkin tarvitaan muuta tuotantokapasiteettia merkittäviä määriä, koska sähkönkulutuksen arvioidaan jatkavan kasvuaan ja nykyistä tuotantokapasiteettia poistuu käytöstä. Tässä ajatuksena oli, että huoltovarmuusnäkökohtien takia tuotantokapasiteetti tulisi rakentaa Suomeen, eikä jättäytyä tuontisähkön varaan. Ilmastomuutoksen uhan seurauksena valtaosa tästä erillisen sähköntuotannon kapasiteetista toteutettaisiin ydinvoimana. Tämän perusvoiman lisäksi tarvitaan vielä huippu- ja varavoimaa.

Oheisessa kuvassa on esitetty sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöjen kehitys vuoteen 2030 Energiateollisuuden näkemyksen mukaan.



Kuva 6-2 Sähköntuotannon rakenne ja hiilidioksidipäästöt Suomessa

Vuonna 2030 tuotettaisiin sähköä tuulivoimalla 7,5 TWh ja vesivoimalla noin 3,5 TWh enemmän kuin nykyisin keskimääräisenä vesivuotena. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon määrä olisi noin 8 TWh suurempi kuin nykyisin. Näiden lisäksi voitaisiin rakentaa kaksi uutta ydinvoimayksikköä korvaamaan poistuvia laitoksia ja sähköntuotantoa sekä kattamaan sähkön kulutuksen kasvua. Suomi muuttuisi sähkön nettotuojasta nettoviejäksi. Pohjoismaissa tuotettua sähköä vietäisiin parantuneiden sähkönsiirtoyhteyksien myötä Manner-Eurooppaan ja Iso-Britanniaan.

Sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt kääntyisivät laskuun uusiutuvien energialähteiden ja ydinvoiman lisäämisen myötä. Hiilidioksidipäästöt olisivat vuonna 2030 lähes neljänneksen alhaisemmat kuin keskimääräiset toteutuneet päästöt 2000-luvulla. Ottamalla käyttöön hiilidioksidin talteenotto uusissa erillisen sähköntuotannon laitoksissa, olisivat päästöt alle puolet 2000-luvun tasosta. Myös muiden päästökomponenttien (mm. rikin ja typen oksidit, hiukkaset) määrä laskisi selvästi.

Uusiutuvaan energiaan perustuvan sähköntuotannon määrä kasvaisi nykyisestä keskimääräisestä tasosta (23 TWh) 12,5 TWh eli yli 50 % vuoteen 2030 mennessä. Uusiutuvien osuus sähkönkulutuksesta nousisi samalla 27 %:sta 31 %:in. Hiilidioksidipäästöttömän sähköntuotannon osuus nousisi nykyisestä 52 %:sta 80 %:in ilman hiilidioksidin talteenottoa ja 85 %:in talteenotto huomioiden.

#### *Ydinvoimayksiköiden määrän vaikutus*

Työssä tarkasteltiin uusien ydinvoimayksiköiden lukumäärän (1 – 3 kpl) vaikutuksia sähkönhankintarakenteeseen. Lähtöoletuksena oli, että huipunaikaista sähköntuotantokapasiteettia olisi kaikissa vaihtoehdoissa käytettävissä jotakuinkin sama määrä ja tasaus tehtäisiin erillisen sähköntuotannon yksiköillä. Samoin uusiutuvien energialähteiden hyödyntämisen oletettiin kehittyvän perusskenaarion lailla.

Mikäli rakennettaisiin vain yksi uusi ydinvoimayksikkö kahden sijaan, korvautuisi toteuttamatta jäävän ydinvoimayksikön tuotannosta (13 TWh) 2/3 erillisellä sähköntuotannolla ja 1/3 jäisi tuottamatta eli sähkön nettovienti pienenesi. Mikäli uusia ydinvoimayksiköitä rakennettaisiin kolme (ydinvoimatuotantoa 13 TWh lisää), vähenisi erillinen sähköntuotanto 3,5 TWh ja sähkön nettovienti kasvaisi 9 TWh.

Ydinvoimayksiköiden määrällä olisi myös vaikutusta sähkön ja lämmön yhteistuotannon määrään. Vaikutus olisi kuitenkin pienehkö  $\pm 0,5$  TWh, koska yhteistuotantosähkön oletetaan olevan kilpailukykyistä ja parantuneiden siirtoyhteysien myötä siirrettävissä eurooppalaisille sähkömarkkinoille suurimman osan vuotta.

Ydinvoiman määrällä on suuri vaikutus hiilidioksidipäästöihin, mikäli hiilidioksidin talteenottomahdollisuutta uusissa erillisen tuotannon laitoksissa ei huomioida. Sähköntuotannon päästöt voivat lisääntyä 60 % (yksi uusi ydinvoimayksikkö) tai vähentyä 25 % (kolme uutta) verrattuna perusskenaarion kahteen uuteen yksikköön. Mikäli talteenotto huomioidaan, on kokonaispäästö perusskenaariossa selvästi alhaisempi, ja ydinvoimayksiköiden aiheuttama vaikutus enintään 10 %.

#### *Herkkyystarkastelut*

Työssä tarkasteltiin joidenkin parametrien muutosten vaikutusta sähköntuotantorakenteeseen herkkyystarkastelujen avulla.

Sähkön kokonaiskulutuksen kasvun puolittuminen energiatehokkuuden lisäämisen ja teollisuuden rakennemuutoksen seurauksena pienentäisi sähkön kulutusta 5 TWh vuonna 2020 ja lähes 10 TWh vuonna 2030. Vastaavasti lämmön tarpeen hitaampi kasvu sekä teollisuudessa että kaukolämmityksessä pienentäisi sähkön ja lämmön yhteistuotantoa noin yhden terawattitunnin. Erillisen sähkön tuotannon osalta uusien laitosten rakentaminen siirtyisi myöhemmäksi ja vuotuinen tuotanto laskisi noin 3 TWh. Sähkön nettovienti kasvaisi terawattitunnin vuonna 2020 ja yli 5 TWh vuonna 2030. Suomen hiilidioksidipäästöt pienenisivät yli 3 miljoonaa tonnia vuoteen 2030 mennessä.

Sähkön lisäsiirtoyhteyden (1000 MW) rakentaminen Norjasta Manner-Eurooppaan lisäisi hieman erillistä sähköntuotantoa (0,3 TWh) sekä sähkön ja lämmön yhteistuotantoa (0,2 TWh). Vaikutus yhteistuotantoon on kokonaisuutena pieni (enintään yksi prosentti), mutta kuvaa lisääntyneen muuttuvilta kustannuksilta edullisempien tuotantomuotojen (tuulivoima, vesivoima, ydinvoima) kasvun vaikutusta.

Mikäli Suomen vesivoiman lisäspotentiaalista toteutettaisiin vain nk. kiistattomat hankkeet, pienenesi vesivoimateho yli 500 MW ja vuotuinen tuotanto 2,4 TWh vuoteen 2030 mennessä. Kuitenkin vain osa (alle 10 % vuosina 2020 ja 2030) tästä tuotannon alenemasta korvautuisi tuotannolla Suomessa, loppuosa pienentäisi sähkön nettovientiä.

Turpeen ominaispäästökertoimen alentaminen 40 %:lla lisäisi turpeella tuotetun erillisen sähköntuotannon määrää. Samalla myös sähkön nettovienti kasvaisi. Päästökertoimen laskun myötä turve korvaisi hieman puupolttoaineita, mutta puun ja turpeen yhteenlaskettu käyttömäärä kasvaisi. Samoin turpeen vuotuinen käyttömäärä kasvaisi enimmillään yli 30 TWh:in. Vaikutus Suomen hiilidioksidipäästöihin on erittäin pieni: päästökertoimen alentaminen pienentää laskennallisia päästöjä, mutta toisaalta turpeen käytön lisäys kasvattaa päästöjä.

## **LIITE Pöyryn Kattila- ja voimalaitostietokannan ja ELMO-sähkömarkkinamallin kuvaus**

Pöyry on kehittänyt ja ylläpitää jatkuvasti Suomen energiantuotantokoneiston sisältämää Kattila- ja voimalaitostietokantaa sekä pohjoismaista sähkömarkkinaa simuloivaa ELMO-mallia. Kattila- ja voimalaitostietokanta tuottaa lähtöaineiston ELMO-mallille Suomen osalta. Mallien sisältö- ja toimintakuvaukset ovat seuraavassa.

### *Kattila- ja voimalaitostietokanta*

Pöyry Energy Oy:n Kattila- ja voimalaitostietokanta sisältää noin 2 000 kattilaa, jotka kattavat noin 98 % Suomen energiatuotannon polttoaineiden kulutuksesta. Hiilen, kaasun, turpeen ja puuperäisten polttoaineiden osalta tietokannan kattavuus polttoainekulutuksen suhteen on lähes 100 %. Myös kattilalaitosten sähköntuotannon osalta kattavuus on 100 %. Tietokanta sisältää kattilakohtaisesti tiedot mm. omistuksesta, sijainnista, valmistumisajankohdasta, laityyppistä, tehoista, polttoainekulutuksesta, tuotannosta ja päästöistä.

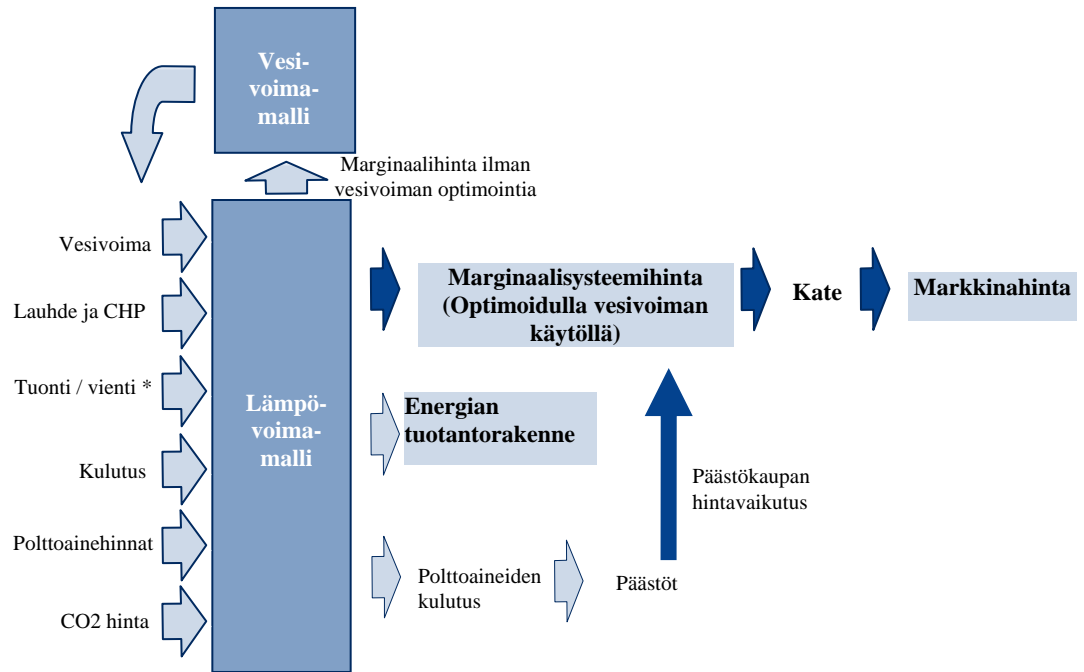
Kattila- ja voimalaitostietokannan avulla analysoidaan kattilakohtaisesti nykyhetken lisäksi myös tulevaisuuden tarkasteluvuosia. Tietokanta sisältää nykyisten laitosten lisäksi rakenteilla ja suunnitteilla olevia laitoksia sekä myöhemmin rakennettavaksi kaavailtuja laitoksia. Uusien laitosten tarve pohjautuu energiantarpeen kehitykseen, polttoaineiden ja tuotantomuotojen kilpailukykyyn sekä vanhojen yksiköiden käytöstä poistumiseen. Tietokannan avulla mallinnetaan tulevaisuuden energianhankintaa Suomessa erilaisissa markkinatilanteissa, esim. päästökaupan vaikutukset, muutokset energiaverotuksessa, polttoainehinnoissa, sähköntarpeessa ja sähkön markkinahinnassa.

### *ELMO-malli*

Pöyry Energy Oy:n kehittämän ELMO-sähkömarkkinamallin avulla tarkastellaan sähkön tuotannon rakennetta ja kustannuksia sekä sähkömarkkinoiden muutosten ja uusien laitosinvestointien vaikutusta näihin. ELMO-malli on kehitetty kuvaamaan Pohjoismaista sähkömarkkinaa ja mallin avulla voidaan laskea Nord Poolin markkina-alueen systeemihinta vuoden jokaiselle tunnille. Malli sisältää Suomen, Ruotsin ja Norjan tuotantokapasiteetin ja muut alueet, kuten Tanska, Manner-Eurooppa, Venäjä ja Viro on kuvattu tuontina ja vientinä alueelta.

Mallinnus tapahtuu tuntitasolla siten, että vuoden jokaiselle tunnille lasketaan kulutuksen ja tuotannon tasapaino. Tulevaisuuden tarkasteluvuosia analysoitaessa muodostetaan tuotantokoneisto, joka koostuu tuotantoyksiköistä. Kullekin tuotantoyksikölle määritetään muuttuvat tuotantokustannukset (polttoainehinta, muut muuttuvat kustannukset, päästöoikeuksien hinnan vaikutus), joiden mukaisessa järjestyksessä yksiköt ajavat. Näin voidaan määrittää tuotantorakenne jokaisena tuntina ja edelleen koko vuotena. Sähkön hinta määräytyy kalleimman käytössä olevan tuotantoyksikön muuttuvien kustannusten mukaan. Lisäksi mallin avulla voidaan arvioida sähkön myyjien katetta perustuen kalleimman käyvän tuotantoyksikön ja kustannusjärjestyksessä sitä seuraavan yksikön hintaeroon.

Sähkön tuotantokapasiteetti on ELMO-mallissa mallinnettu erottaen vesivoiman tuotanto muusta energiantuotannosta. Perustuen lämmön ja sähkön kulutukseen sekä polttoainehintoihin malli optimoi sähkön tuotannon käyttäen vesivoimaa minimimäärän. Vesivoiman käyttö optimoidaan usealla iterointikierröksellä.



\* Tuonti ja vienti on mallinnettu osin riippuvaiseksi sähkön hinnasta ja osin aikasarjoina.

Suomen osalta tuotantokoneisto on mallinnettu yksityiskohtaisesti erityisesti sähkön ja lämmön yhteistuotannon (CHP) ja erillisen sähköntuotannon (lauhde) osalta (lähtöaineistona Kattila- ja voimalaitostietokanta). Yhteistuotantokapasiteetti on mallinnettu 46 eri yksikön avulla jaoteltuna polttoaineen, laitostyyppin ja lämpökuorman mukaisesti. Malli sisältää myös kaukolämpökuormat 8 eri maantieteelliselle alueelle jaoteltuna sekä teollisuuden lämpökuormat kolmi-vuoroteollisuudelle ja muulle teollisuudelle.