



Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat

Maija Ruska | Tiina Koljonen | Göran Koreneff |
Antti Lehtilä

Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat

Maija Ruska, Tiina Koljonen, Göran Koreneff & Antti Lehtilä

ISBN 978-951-38-7843-6 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 2242-122X (URL: <http://www.vt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2012

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT
PL 1000 (Vuorimiehentie 5, Espoo)
02044 VTT
Puh. 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT
PB 1000 (Bergsmansvägen 5, Esbo)
FI-2044 VTT
Tfn +358 20 722 111, telefax +358 20 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland
P.O. Box 1000 (Vuorimiehentie 5, Espoo)
FI-02044 VTT, Finland
Tel. +358 20 722 111, fax + 358 20 722 4374

Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat

Maija Ruska, Tiina Koljonen, Göran Koreneff & Antti Lehtilä. Espoo 2012. VTT Technology 28. 113 s.

Tiivistelmä

Julkaisussa esitellään arvioita fossiilisten polttoaineiden, eli öljyn, hiilen ja maakaasun reserveistä ja resursseista, tuotannosta ja kulutuksesta sekä polttoainemarkkinoiden kehityksistä. Reservien riittävyys kasvavallakin kysynnällä on yli 40 vuotta sekä öljyllä että maakaasulla, ja hiilellä reilusti yli sata vuotta. Otettaessa myös resurssit mukaan polttoainevaroihin, saadaan satojen vuosien riittävyydet. Toisaalta VTT:n skenaariolaskelmien perusteella öljyn tuotanto nykyisellä infrastruktuurilla kääntyisi laskuun jo vuoden 2020 tienoilla ja kaasulla vuoden 2040 tienoilla. Kehittyvän Aasian energian kysynnän voimakkaan kasvun myötä fossiilisten polttoaineiden hyödyntäminen jatkuu entistä suurempana. Euroopassa eri direktiivit ajavat kulutusta pois varsinkin hiilestä ja öljystä.

Maakaasun tuotantoteknologiassa viime vuosikymmenellä tapahtuneet merkittävät läpimurrot ovat muuttaneet arvioita maakaasuresursseista ja eritoten maakaasun epäkonventionaalisista varoista. Esimerkiksi liuskekaasun hyödyntäminen on kasvanut voimakkaasti Yhdysvalloissa, kun sekä tekniikka on kehittynyt että liuskekaasu on osoittautunut tuotantokustannuksiltaan yllättävän edulliseksi. Liuskekaasun käyttöönoton myötä kaasun markkinahintataso onkin laskenut Yhdysvalloissa. Liuskekaasusta ei kuitenkaan välttämättä tule Euroopalle merkittävää tekijää epäedullisten sekä geologisten, ympäristöllisten, lainsäädännöllisten ja kustannuksellisten olosuhteiden vuoksi. Liuskekaasusta voi kuitenkin tulla entistä tuontiriippuvamman EU:n maakaasukäytön kasvun katalyytti.

Yleisesti fossiilisilla polttoaineilla kalliimpien reservien ja resurssien käyttöönoton myötä hinnankorotuspaine kasvaa. Euroopassa sekä energian käytön tehostaminen ja vähentäminen että siirtyminen entistä enemmän uusiutuviin energialähteisiin vähentäneet fossiilisten polttoaineiden käyttöä nykyisestä vuoteen 2050 mennessä. Toisaalta vaikka fossiilisten polttoaineiden tuotantoon ja käyttöön liittyy useita epävarmuustekijöitä, säilyttänevät fossiiliset energialähteet merkittävän aseman maailman energianhuollossa myös pitkällä aikavälillä.

Asiasanat

fuel reserves, fossil fuel resources, fossil fuels, oil reserves, coal reserves, natural gas reserves, Asian energy, oil markets, gas markets

Alkusanat

Julkaisussa on esitetty hankkeen ”Suomalainen tulevaisuuden energialiiketoiminta – skenaariot ja strategiat (SALKKU)” projektin fossiilisia varoja ja -markkinoita koskeva osuus. Muiden osatehtävien tuloksia on raportoitu tarkemmin yhteen-
vetoraportissa, erillisissä julkaisuissa, tieteellisissä artikkeleissa sekä konferenssi-
artikkeleissa.

Tutkimus tehtiin Valtion teknillisen tutkimuskeskuksen (VTT) ja Maa- ja elintarvike-
talouden tutkimuskeskuksen (MTT) yhteishankkeena ja koordinaattorina toimi VTT.
Tutkimusta rahoittivat Tekesin lisäksi Gasum Oy, Metso Power Oy, Teknologia-
teollisuus ry, Helsingin Energia, VTT ja MTT. Yhteishankkeen koordinaattorina ja
vastuullisena johtajana toimi tiimipäällikkö Tiina Koljonen ja projektipäällikkönä
toimi erikoistutkija Göran Koreneff VTT:ltä. MTT:n osahankkeen vastuullisena
johtajana toimi erikoistutkija Katri Pahkala. Projektin johtoryhmän puheenjohtajana
toimi Timo Arponen (Helsingin Energia). Johtoryhmään kuuluivat lisäksi Marjatta
Aarniala (Tekes), Björn Ahlnäs (Gasum), Matti Rautanen (Metso Power), Timo
Airaksinen (Teknoliogiateollisuus) toukokuuhun 2011 asti ja Martti Kätkä (Tekno-
logiateollisuus) siitä eteenpäin, Hannu Hernesniemi (Etlatieto Oy), Markku Järven-
pää (MTT), Satu Helynen (VTT), Tiina Koljonen (VTT), Katri Pahkala (MTT) ja
Göran Koreneff (siht., VTT).

Hankkeen tutkijat haluavat kiittää johtoryhmää aktiivisesta osallistumisesta ja
ohjauksesta.

Huhtikuussa 2012

Tekijät

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	3
Alkusanat.....	4
Symboliluettelo.....	7
1. Johdanto	11
2. Määritelmiä ja tietolähteitä.....	13
2.1 Reservien luokittelu	13
2.2 Tietolähteitä.....	15
3. Öljy	16
3.1 Öljyvarat.....	17
3.2 Öljyn kysyntä.....	20
3.3 Öljyn tuotanto.....	21
3.4 Öljyn kuljetus.....	22
3.5 Öljymarkkinat ja hintakehitys.....	23
4. Maakaasu	29
4.1 Maakaasuesiintymät	30
4.2 Maakaasuvarat.....	32
4.2.1 Reservit.....	32
4.2.2 Resurssit	34
4.3 Maakaasun kysyntä	38
4.3.1 Maakaasun kysyntä sektoreittain	39
4.4 Maakaasun tuotanto	41
4.4.1 Maakaasun tuotanto alueittain	41
4.5 Maakaasun kuljetusinfrastruktuuri	47
4.5.1 Pohjois-Amerikka	47
4.5.2 Eurooppa.....	48
4.5.3 LNG:n kuljetukset.....	49
4.5.4 Alueiden välinen kauppa	51
4.6 Maakaasumarkkinat.....	52
4.6.1 Pohjois-Amerikka.....	52

4.6.2	Eurooppa.....	55
4.6.3	LNG -markkinat.....	58
4.7	Euroopan maakaasunhankinta.....	60
4.7.1	Euroopan liuskekaasuresurssit ja niiden hyödyntäminen	62
5.	Hiili	64
5.1	Hiilen luokittelu ja esiintymät	64
5.2	Hiilivarat	67
5.2.1	Reservit.....	67
5.2.2	Resurssit	69
5.3	Hiilen kysyntä	71
5.4	Hiilen tuotanto	74
5.4.1	Hiilen tuotanto alueittain	76
5.4.2	Tuotantokustannukset	82
5.4.3	Tuotantonäkymät pitkällä aikavälillä.....	83
5.5	Hiilen kuljetukset.....	84
5.6	Hiilimarkkinat.....	88
5.6.1	Hinnoittelumekanismit	88
5.6.2	Hintakehitys.....	89
5.6.3	Hiilimarkkinoiden kehitysnäkymiä	91
6.	VTT:n omat analyysit ja skenaariot.....	93
6.1	Energian kysynnän kehitys globaalisti ja kehittyvässä Aasiassa – Asian Modelling Exercise-hankkeen tuloksia.....	93
6.1.1	AME-skenaariotyön lähtökohdat	93
6.1.2	Yleisiä tuloksia	94
6.1.3	Fossiilisten polttoaineiden kysynnän kehitys.....	97
6.2	Energia- ja ilmastopolitiikan vaikutukset EU:n energiajärjestelmän kehitykseen	101
7.	Yhteenveto ja päätelmät.....	105
	Lähdeluettelo.....	108

Symboliluettelo

AME	Asian Modelling Exercise. Kansainvälinen yhteistyöhanke, jossa tarkasteltiin Aasian kehityksen vaikutuksia globaaliin ilmastomuutoksen hillintään
ARA-satamat	Amsterdam, Rotterdam ja Antwerpen
bcf	Billion cubic feet, 10^9 kuutiojalkaa eli $1/35,3$ bcm = $28,3$ milj. m^3
bcf/d	Billion cubic feet per day, 10^9 kuutiojalkaa päivässä eli $10,3$ bcm vuodessa
bcm	Billion cubic meters, 10^9 m^3
b/d	barrels per day, öljytynnyriä päivässä
bl	Barrel, $0,159$ m^3
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Germany)
BP	British Petroleum
CBM	Coalbed Methane. Hiilikerrostumiin sitoutunut metaanikaasu
CEDIGAZ	The International Foundation for Natural Gas -järjestö
cm	Cubic metres
DWT	Deadweight Tonnage eli kuollut paino. Alusten kokoa kuvaava yksikkö eli suurin sallittu yhteispaino, joka sisältää henkilöstön, varastojen, lastin, ma-kean veden ja polttoaineen jne.
EIA	Energy Information Administration, US
EMF	Energy Modelling Forum. Stanford Universityn koordinoima kansainvälinen mallinnusverkosto.

EUR	Estimated Ultimate Recovery. Arvio lopullisesta hyödynnettävissä olevasta määrästä tiettyä fossiilista polttoainetta, joka on jo tuotetun määrän ja tulevaisuudessa hyödynnettävissä olevien reservien ja resurssien summa.
Gbl	Gigabarrel eli 10 ⁹ barreliä (usein näkee myös merkittävän Gb)
GEFC	Gas Exporting Countries Forum, kaasunviejämaiden OPECin kaltainen järjestö, johon kuuluu 11 jäsenmaata.
Gt	Gigaton eli 10 ⁹ tonnia
IANGV	International Association for Natural Gas Vehicles
IEA	International Energy Agency
LNG	Liquefied Natural Gas, nesteytetty maakaasu
Mtce	Million tonnes of coal equivalent, miljoona hiilikvivalenttitonnia
Mtoe	Million tonnes of oil equivalent, miljoona öljyekvivalenttitonnia
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development. 34 OECD-maahan kuuluvat useimmat EU-maat ja mm. USA, Australia, Kanada, Japani, Etelä-Korea, Meksiko.
OGJ	Oil & Gas Journal
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries, öljyn tuottajamaiden kartelli
R/P	Reserves per Production, resevien määrä suhteessa toteutuneeseen tuotantoon tietynä vuonna
short ton	Short ton on noin 907 kg
tce	Tonne coal equivalent, hiilikvivalenttitonni, = 0,7 toe
tcm	Trillion cubic meters, 10 ¹² m ³
toe	Ton oil equivalent, öljyekvivalenttitonni
UK	United Kingdom, Yhdistyneet kuningaskunnat
USD	US dollar eli Yhdysvaltain dollari
USGS	United States Geological Survey
WEC	World Energy Council

VTT:n TIMES-mallin laskenta-alueiden lyhenteet

Lyhenne	Nimi	Maat alueiden sisällä
AFR	Afrikka	Afrikan mantereen maat
AUS	Australia	Australia + Uusi-Seelanti
CAN	Kanada	Kanada
CHI	Kiina	Kiina + Hong Kong
CIS	Itsenäisten valtioiden yhteisö	Entinen Neuvostoliitto pois lukien Baltian maat
EEU	Itä-Eurooppa	Baltian maat, Etelä-Euroopan itäiset maat (pl. Turkki ja CIS)
IND	Intia	Intia
JPK	Japani	Japani + Etelä Korea
LAM	Latinalainen Amerikka	Keski- ja Etelä-Amerikan maat
MEA	Lähi-itä	Lähi-itä + Turkki
ODA	Muu kehittyvä Aasia	Aasia pois lukien Kiina, Intia, Etelä-Korea ja Lähi-itä
USA	Yhdysvallat	Yhdysvallat
WEU	Länsi-Eurooppa	EU-12 pois lukien Tanska + Itävalta, Sveitsi, Islanti ja Malta

Energiayksiköiden muunnoskertoimia

Muunnostaulukko 1: Arvioituja energiasisältöjä.

Yksikkö	toe	Wh	J	Lähde
1 bcm ¹	0,86 Mtoe	10,0 TWh	36 PJ	TEM 2011
1 bcm ²	0,9554 Mtoe	11,11 TWh	40 PJ	IEA GAS 2011
1 bcm	0,86 Mtoe	10,0 TWh	36 PJ	WEC 2010
1 bcm	0,9 Mtoe	10,47 TWh	37,68 PJ	BP 2011
1 bcf	0,0255 Mtoe	0,30 TWh	1,068 PJ	BP 2011
1 tce	0,700 toe	8,139 MWh	29,3 GJ	WEC 2010
1 barreli raakaöljyä	0,1364 toe	1,586 MWh	5,711 GJ	BP 2011
1 t kivihiili	0,61 toe	7,094 MWh	25,54 GJ	TEM 2011

¹ 0 °C:n lämpötilassa.

² Ylempi lämpöarvo, 40 GJ/cm 15 °C:n lämpötilassa ja 101,325 kPa:n paineessa.

Muunnostaulukko 2: Eri energiayksiköt.

Yksikkö	toe	Wh	J
1toe	0,001 ktoe	11,63 MWh	41,87 GJ
1 Mtoe	10 ⁶ toe	11,63 TWh	41,87 PJ
1 GJ	0,02388 toe	0,2778 MWh	10 ⁻⁶ PJ = 10 ⁶ kJ
1 EJ	23,88 Mtoe	277,8 TWh	1000 PJ
1 MWh	0,086 toe	10 ³ kWh	3,6 GJ
1 TWh	0,086 Mtoe	10 ⁶ MWh	3,6 PJ
1 MBtu	0,0252 toe	0,293 MWh	1,0551 GJ
1 kcal/kg	0,1 · 10 ⁻³ toe	1,163 Wh/kg	4,1868 kJ/kg

1. Johdanto

Tässä tutkimuksessa esitellään arvioita fossiilisten polttoaineiden, eli öljyn, hiilen ja maakaasun reserveista ja resursseista, tuotannosta ja kulutuksesta sekä polttoainemarkkinoiden kehityksistä. Raportti on jatkoa aiemmin julkaistulle VTT:n raportille ”Energiaresurssit ja polttoainemarkkinat” (Koljonen et al. 2009), joten tässä raportissa esitetään pääasiassa vuoden 2009 jälkeen julkaistuja tilastotietoja ja tulevaisuusarvioita. Lisäksi raportissa ”Energiähyödykkeiden merikuljetukset” (Similä 2012) on esitelty tarkemmin polttoaineiden merikuljetuksia, kuljetusmarkkinoiden kehitystä ja kuljetusten hintaan vaikuttavia tekijöitä, ja raportissa ”Kenen kaasua poltat, Eurooppa?” (Forsström 2012) on mallinnettu maakaasumarkkinoiden kehitystä.

Polttoaineiden, erityisesti öljyn, riittävyys, saatavuus ja hinta ovat jatkuvan spekulaaation ja tutkimuksen kohteina. Eri organisaatiot, yritykset, tutkimusryhmät ja jopa joidenkin valtioiden ministeriöt julkaisevat raportteja ja tutkimuksia asiasta säännöllisesti, joten tietoa onkin saatavilla valtavat määrät. Julkaistut tilastot ja raportit pohjautuvat yleensä polttoaineiden reservitietoihin. Todennetut reservit edustavat nykyisellä teknologialla taloudellisesti tuotettavaa määrää polttoainetta. Resursseihin sen sijaan luokitellaan todennetut varat, joita ei voida vielä hyödyntää kehittymättömän teknologian ja liian korkeiden tuotantokustannusten vuoksi ja lisäksi vielä varat, joita ei ole vielä todennettu. Reserviarviot muuttuvat siten vuosittain paitsi niiden kulutuksen myötä, myös polttoaineiden hintamuutosten, teknologian kehityksen ja uusien kenttälöytöjen myötä. Lisäksi, vaikka fossiilisten polttoaineiden reserviarvioita tarkistetaan vuosittain, liittyy niihin edelleen isoja epävarmuustekijöitä, joista todisteena ovat arvioiden korjaukset sekä ylös- että alaspäin ja toisaalta joidenkin reserviarvioiden pitäminen vakiona vuodesta toiseen merkittävästä kulutuksesta huolimatta. Esimerkkeinä voidaan mainita OPEC-maiden reservitietojen päivitykset ylöspäin, johon on arvioitu liittyvän poliittisia intressejä, ja toisaalta Kiinan hiilireservitietojen pitäminen vakiona huolimatta Kiinan merkittävästä hiilenkulutuksesta (asiaa on käsitelty tarkemmin raportissa Koljonen et al. 2009). Ns. peak-oil-koulukuntaa edustavat tutkijat ja järjestöt ovat arvioineet öljyn tuotannon saavuttaneen jo huippunsa tai ainakin saavuttavan sen lähivuosina. Toisaalta öljyn tuotanto on kasvanut vuosittain ja vuonna 2010 öljyä tuotettiin jälleen ennätysmäärä.

Raportissa on esitetty uusimmat tiedot fossiilisten polttoaineiden luokitteluista, reserveista ja resursseista, tuotannosta ja kulutuksesta sekä kuljetuksesta ja markkinoista tilastotiedon, markkina-analyyysien ja muun kirjallisuuden perusteella. Kappaleessa 2 on esitelty fossiilisten polttoaineiden reserveihin ja resursseihin liittyviä luokitteluja, määritelmiä ja tietolähteitä. Kappaleissa 3–5 on esitelty öljyn, maakaasun ja hiilen reservi- ja resurssiarvioita sekä tuotantoa ja kysyntää eri lähteisiin pohjautuen.

Fossiilisten polttoaineiden riittävyys on luonnollisesti riippuvainen paitsi käytävistä resursseista myös tulevaisuuden kysynnästä. Fossiilisten polttoaineiden samoin kuin energian kysyntä on voimakkaasti riippuvainen väestön ja talouden kehityksistä. Lisäksi poliittinen ohjaus, vaihtoehtoisten teknologioiden käyttöönotto, urbanisaatio ja monet muut tekijät vaikuttavat fossiilisten polttoaineiden kysyntään. 2000-luvulla on havaittu kehittyvien talouksien, kuten Kiinan, voimakas talouden kasvu ja kehityksen arvioidaan myös jatkuvan seuraavina vuosikymmeninä. Kappaleessa 6 on esitetty VTT:n laskemia energiaskenaarioita, joissa erityisesti arvioitiin Aasian kehitystä vuoteen 2050 mennessä. Skenaariolaskelmat toteutettiin osana kansainvälistä yhteistyötä Asian Modelling Exercise (AME). Lisäksi hankkeessa arvioitiin EU:n vähähiilisiä tulevaisuuspolkuja yhteistyössä Energy Modelling Forumin (EMF) kanssa, joka on kansainvälinen verkosto liittyen energijärjestelmien mallinnukseen.

Raportissa käytetään kunkin polttoaineen osalla yleisimmin käytettyjä yksiköitä. Yhteenvedossa esitetään polttoainevarat ja -kulutukset yhteismitallisesti terawattitunteina (TWh).

2. Määritelmiä ja tietolähteitä

2.1 Reservien luokittelu

Maankuoren sisältämää fossiilisten polttoaineiden (öljy, maakaasu, hiili) tarkkaa määrää ei käytännössä voida tietää. Esiintymissä olevan polttoaineen määrää on hyvin vaikea selvittää, ja luvut ovat käytännössä aina arvioita. Fossiilisia polttoaineita ei ole edes etsitty suurilta maa- ja merialueilta, ja varsinkin arktisten alueiden esiintymiä ei ole kovinkaan laajasti kartoitettu.

Lisäksi on mahdotonta arvioida, mikä osa esiintymissä olevasta polttoaineesta voidaan tuottaa teknisesti ja taloudellisesti hyödyntää. Arviot pohjautuvat yleensä koeporauksiin ja maan pinnalta käsin tehtyihin mittauksiin ja analyyseihin. Yleensä tuotanto lopetetaan ennen kuin esiintymä on ehtynyt, eikä edes tässä vaiheessa voida tarkkaan tietää, kuinka paljon esiintymään jäi polttoainetta.

Myös tietojen julkisuus vaihtelee. Tiedot yksittäisten esiintymien arvioidusta potentiaalista ovat yleensä yrityssalaisuuksia, eikä näitä haluta julkistaa. Tietojen julkisuus riippuu paljon lainsäädännöstä ja yritysten toimintatavoista.

Reservit voidaan luokitella eri kategorioihin usealla eri tavalla. Eri polttoaineilla on erilaiset luokittelujärjestelmät, ja eri organisaatiot käyttävät erilaisia jaotteluja. Kaikilla polttoaineilla on kuitenkin käytössä sama ylätasoinen jaottelu todennettuihin reserveihin ja resursseihin, vaikka näistä käytetyt termit voivatkin vaihdella.

- **Todennetuilla reserveilla** (*proved reserves*) tarkoitetaan sitä osaa resursseista, joka on voitu geologisesti todentaa ja joka voidaan taloudellisesti tuottaa nykyisellä tekniikalla.
- **Resurssit** (*resources*) sisältävät geologisesti paikannetut varat, joita ei voida nykyisillä teknisillä ja taloudellisilla reunaehdoilla hyödyntää sekä varat, joita ei ole vielä löydetty, mutta jotka todennäköisesti tullaan löytämään.

Maailman Energianeuvosto eli **World Energy Council** (WEC) jaottelee varat edelleen seuraaviin kategorioihin:

- Todennetut varat (*proved amount in place*)
- Todennetut hyödynnettävissä olevat varat (*proved recoverable reserves*), jotka ovat osa todennettuja varoja

2. Määritelmiä ja tietolähteitä

- Lisävarat (*Additional amount in place*)
- Hyödynnettävissä olevat lisävarat (*Additional reserves recoverable*), jotka ovat osa edellistä kategoriaa.

WECin jäsenkomiteoilta kysytään tietoja näiden kategorioiden mukaan, ja WECin säännöllisin väliajoin julkaisema *Survey of Energy Resources*³ perustuu näihin tietoihin, joita täydennetään edelleen muista tietolähteistä. WEC ei kuitenkaan enää anna omaa arviota globaaleista resursseista. Resurssiarvioita saadaan vain osasta valtioista, eikä luotettavaa kokonaisarviota voida tehdä. Myös Suomessa on oma WECin jäsenkomitea, jota hallinnoi Energiafoorumi ry. VTT on säännöllisesti toimittanut Suomea koskevat tiedot WEC:in tietokantoihin ja raportteihin.

Saksalainen **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe**⁴ (BGR) julkaisee säännöllisesti arvioita fossiilisten energiaresurssien reserveistä ja resursseista. BGR käyttää todennetuista reserveistä pelkästään termiä reservit. BGR ilmoittaa polttoaineista lisäksi arvion lopullisesta hyödynnettävissä olevasta määrästä (*Estimated Ultimate Recovery*, EUR), joka on jo tuotetun määrän ja tulevaisuudessa hyödynnettävissä olevien reservien ja resurssien summa. Lisäksi ilmoitetaan jäljellä oleva potentiaali (*remaining potential*), joka on arvioitu maan-kuoressa jäljellä olevien hyödynnettävien varojen määrä.

Todennetut reservit -kategoria on yhteinen kaikille käytetyille luokitteluille, mutta myös tämän kategorian reserviarviot vaihtelevat. Osa organisaatioista sisällyttää todennettuihin reserveihin myös epävarmempia reservejä. Toisaalta todennettujen reservien suuruus vaihtelee polttoaineiden hinnan ja tuotantoteknologioiden kehittymisen mukaan: hintojen noustessa ja teknologioiden kehittyessä todennettujen reservien määrä kasvaa.

Fossiilisten polttoaineiden varat voidaan jakaa myös **konventionaalisiin** ja **epäkonventionaalisiin** varoihin (Kuva 1). Luokittelun perusteena käytetään esiintymän geologisia olosuhteita ja hyödyntämisessä käytettyä tekniikkaa. Jako ei kuitenkaan ole yksiselitteinen. Tuotantoteknologioiden kehittyessä ennen epäkonventionaalisenä pidetyt varat saatetaan luokitella uudelleen konventionaalisiksi varoiksi. Näin on käynyt esimerkiksi öljyn offshore-esiintymille.

³ <http://www.worldenergy.org/>

⁴ <http://www.bgr.bund.de/>

Crude oil	Natural gas	Coal	
Light oil Heavy oil Condensate	Free natural gas Associated natural gas	Hard coal Lignite	Conventional
Extra heavy oil Bitumen (Oil sand) Shale oil	Tight gas Shale gas Coalbed methane Aquifer gas Gas hydrate		Unconventional

Kuva 1. Fossiilisten polttoaineiden jaottelu konventionaalisiin ja epäkonventionaalisiin (alkuperäinen kuva: BGR 2010).

2.2 Tietolähteitä

Tunnustetuin fossiilisten polttoaineiden resurssien alkuperäistietolähde on **U.S. Geological Survey (USGS)**, joka tekee ja julkaisee säännöllisesti geologisia tutkimuksia eri polttoaineiden resursseista eri puolilta maapalloa. Uusin öljyä ja kaasua koskeva kattava, maailmanlaajuisia resursseja kuvaava julkaisu on vuoden 2000 World Petroleum Assessment (USGS 2000). USGS julkaisee jatkuvasti tietoa eri alueiden resursseista.

World Energy Council (WEC) julkaisee joka kolmas vuosi arvion maailman energiaresursseista. Uusin julkaisu "Survey of Energy Resources" on vuodelta 2010. WECin reservi- ja resurssiarviot perustuvat jäsenkomiteoille tehtyihin kyselyihin, joita täydennetään muista lähteistä saaduilla tiedoilla. WEC ei siis itse tee geologisia tutkimuksia.

Saksalainen **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)** julkaisee myös säännöllisesti arviota maailman energiaresursseista.

Myös useat muut tahot kuten International Energy Agency (IEA), British Petroleum (BP), Cedigaz, Oil & Gas Journal (OGJ) ja World Oil julkaisevat globaaleja resurssi-arvioita. Nämä arviot, kuten myös WECin ja BGR:n arviot, perustuvat jo olemassa olevaan tiedon esittämiseen, ei kattaviin kansallisiin geologisiin tutkimuksiin. IEA:n vuosittain julkaisema World Energy Outlook esittää erilaisia tulevaisuuden globaaleja skenaarioita jotka kattavat sekä resurssit että kysynnän ja tuotannon kehittymisen sekä vaihtuvia erikoisraporteja. IEA:n skenaariolaskelmien taustalla ovat laajat tietokannat muun muassa eri maiden reserveista ja polttoaineiden nykyisestä tuotannosta, joita IEA päivittää säännöllisesti maaraporteissaan. Lisäksi IEA:n arvioita kommentoi laaja joukko alan kansainvälisiä asiantuntijoita.

3. Öljy

Öljy on maailman eniten käytetty polttoaine, vaikka sen markkinaosuus onkin laskenut aina 1970-luvulta lähtien. Vuonna 2010 öljyn osuus primäärienergiankulutuksesta oli 33 %, eli historiallisesti alhaisimmalla tasolla⁵. Öljyn kysyntä laski nopeasti öljykriisin jälkeen, kun öljyn hinnat nousivat voimakkaasti. Sama tilanne on havaittavissa 2000-luvulla, kun öljyn hinnat kääntyivät jälleen voimakkaaseen nousuun. Öljyn globaali kulutus on kuitenkin kasvanut vuosittain johtuen pitkälti kehittyvien talouksien kysynnän kasvusta. OECD-maissa öljyn kulutuksen kasvu on ollut hyvin maltillista viime vuosikymmenet ja vuoden 2005 jälkeen öljyn käyttö on kääntynyt peräti pieneneseen laskuun. OECD:n ulkopuolisten maiden osuus öljyn käytöstä oli vuonna 2010 47 %. Yli 50 % maailman öljystä käytetään liikenteessä ja loput energiantuotannossa ja teollisuuden raaka-aineena (BP 2011, Finley 2012).

Suurin osa maailman öljyreserveistä (n. 77 %) on OPEC-maiden omistuksessa. Tästä huolimatta OPEC-maiden markkinaosuus on vain noin 40 %. Vaikka useiden OPECin ulkopuolisten maiden öljyntuotanto on alkanut hiipua (vrt. esim. Pohjanmeren kentät, Meksiko, osa USA:n tuotannosta) useat maat ovat myös lisänneet tuotantoaan, kuten Venäjä, Keski-Aasia ja Länsi-Afrikka. Lisäksi Kanadan öljyhiekka, Meksikon lahden kentät sekä viime vuosina myös liuskereservien (eli sekä öljy- että kaasuliuskeet) hyödyntämiseen liittyvä teknologian kehitys on lisännyt OPECin ulkopuolisten maiden öljyntuotantoa. BP:n reservitietojen mukaan vuoden 2010 lopussa öljyreservit olivat 1380 Gbl, eli suuremmat kuin koskaan aiemmin (Finley 2012). Tunnettujen, teknisesti ja taloudellisesti hyödynnettävissä olevien öljyvarojen suhde vuoden 2010 tuotantoon, eli ns. R/P-arvo (reserves per production), oli noin 46 vuotta, joka ei kuitenkaan kerro, kuinka pitkäksi aikaa öljyvaroja todellisuudessa riittää käytettäväksi maailmalla. Tähän vaikuttaa etenkin öljyn kysynnän kehitys, mutta myös useat öljyn tuotantoon ja hintaan liittyvät tekijät.

⁵ Saatavilla olevat BP:n tilastotiedot ulottuvat vuoteen 1965 asti.

3.1 Öljyvarat

Öljyvaroista ja niiden riittävydestä esiintyy toisistaan hyvin poikkeavia näkemyksiä, joiden osalta koulukunnat ovat selkeästi jakaantuneet kahtia. Toisena ääripäänä ovat ns. "peak oil" -näkemystä edustavat asiantuntijat ja organisaatiot, joiden arvioiden mukaan öljyn tuotannon huippu olisi jo saavutettu tai että se ainakin saavutettaisiin lähivuosina. Toisena ääripäänä ovat muun muassa yritykset ja organisaatiot, jotka koostuvat öljyntuottajista sekä heidän yhteenliittymistä, joiden mukaan konventionaaliset öljyvarat riittäisivät vuosikymmeniksi eteenpäin. Isona syynä vallitsevaan erimielisyyteen on lienee öljyvarojen raportointiin liittyvät epäselvyydet ja epävarmuudet, jotka johtuvat taloudellisista, poliittisista ja teknisistä epävarmuustekijöistä. Lisäksi epävarmuutta lisää erilaiset arviot löytymättömien öljyvarojen määristä sekä öljyntuotantoteknologian kehityksestä, joka vaikuttaa epäkonventionaalisten ja muiden nykyisin taloudellisesti kannattomien öljyresurssien hyödynnettävyyteen. Öljyreservien raportointiin liittyviä epätasällisyyksiä ja epävarmuuksia on esitetty aiemmassa raportissa Koljonen et al. (2009), ja tässä raportissa esitetään ainoastaan yhteenveto vuoden 2009 jälkeen julkaistusta tiedosta.

Owen et al. (2010) listaa neljä näkökulmaa öljyreservien julkisiin arvioihin liittyviin epävarmuuksiin:

1. Kansainvälisten standardien puute öljyreservien määrän ja laadun suhteen, joihin kaikki raportoivat tahot olisivat sitoutuneet
2. Epätasällisyydet liittyen resurssien vs. reservien luokitteluun, eli missä pisteessä resurssit muuttuvat taloudellisesti hyödynnettäviksi reserveiksi
3. Väärät reserviarviot johtuen taloudellista ja/tai poliittisista tekijöistä.
4. Tekniset epävarmuudet, josta hyvänä esimerkkinä on Kanadan öljyhiikka-esiintymien luokittelu sekä reserviksi että resurssiksi. World oil luokittelee ainoastaan noin 5 Gbl Kanadan öljyhiikasta reserviksi, kun taas BP (2011) luokittelee 143 Gbl reserviksi.

Taulukossa 1 on esitetty eri lähteistä saatuja öljyreservien määriä. BP:n (2011) mukaan öljyreservit kasvoivat 0,5 % 1526 Gbl:iin, kun taas OGJ arvioi kasvun olevan 8,5 % ja vastaavasti reservimääräksi 1470 Gbl. OGJ:n arvioissa suurempi kasvu johtuu Venezuelan Orinoco-epäkonventionaalisen öljyn (extra-heavy oil) uudesta luokittelusta ns. Magna Carta-projektin myötä. Vuonna 2010 sekä Iran että Irak nostivat öljyreserviarvioitaan, joita ei BP eikä OGJ ottanut huomioon. Sen sijaan OGJ:n vuoden 2011 tilastossa Irakin, Iranin ja Saudi-Arabian reserviarvioita oli nostettu yhteensä yli 50 Gbl. Sen sijaan OGJ ei nostonut enää Venezuelan reserviarviota vuoden 2010 tasosta, vaikka OGJ:n raportin mukaan OPECin vuosiraportti ilmoitti kasvuksi peräti 85 Gbl. Mikäli Venezuelan ilmoittama reservikasvu olisi huomioitu, se olisi nostonut sen maailman suurimmaksi öljyreservimaaksi ohi Saudi-Arabian (Oil & Gas Journal, Dec 5, 2011).

IEA (2011) arvioi konventionaalisia öljyresursseja olevan 1300 Gbl ja epäkonventionaalisia 2700 Gbl. Raportissa Koljonen et al. (2009) on esitetty tarkemmin

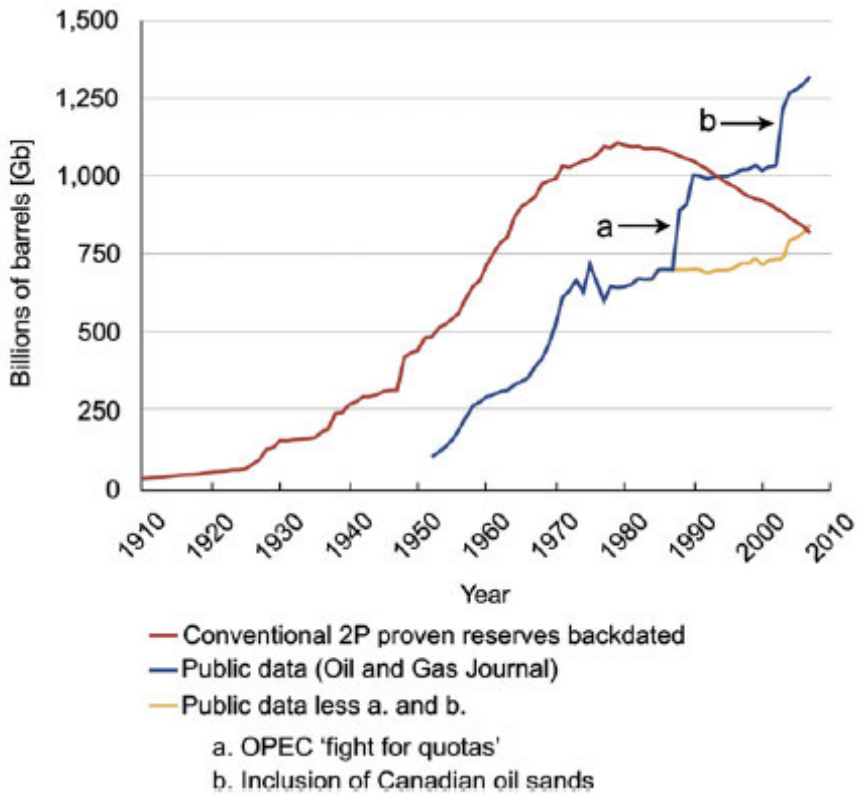
3. Öljy

arvioita öljyreserveistä ml. epäkonventionaaliset öljyreservit. Kyseisten reservien käyttöönotto vaikuttanee ns. peak-oilin toteutumisen ajankohtaan. Vuosien 2009–2011 aikana on julkaistu useita raportteja liittyen peak-oiliin (ks. BTC 2010, JOE 2010, New Scientist 2009), muun muassa Sakan puolustusministeriölle ja Yhdysvaltojen armeijalle tehdyt selvitykset. Näissä raporteissa oletuksena oli, että peak-oil on väistämättä tulossa, vaikkakaan sen ajoittumisesta ei ole selvyyttä. Huolena sen sijaan on, mitä vaikutuksia peak-oil toisi maiden turvallisuudelle. Kappaleessa 6 on esitetty VTT:n omia skenaariolaskelmia, jossa muun muassa näkyy, että öljyn tuotanto nykyisellä infrastruktuurilla kääntyy laskuun vuoden 2020 tienoilla. Epävarmuus etenkin Aasian kysynnän kehityksestä sekä toisaalta investoinnit uuteen öljyntuotantoinfrastruktuuriin ja vaihtoehtoiisiin polttoaineisiin siirtävät peak-oil ajankohtaa taakse- ja eteenpäin.

Taulukko 1. Todennettujen öljyreservien määräarvioita. Kaikissa arvioissa on huomioitu Kanadan öljyhiekkareservit, paitsi riippumattomien asiantuntijoiden arviossa, josta ei ole tietoa. Lähteet: Vuosien 2007–2009 osalta tiedot on otettu lähteestä Owen et al. (2010). Tuoreimmat tiedot ovat lähteistä BP 2010, BP2011, Oil & Gas Journal, Dec 6, 2010, Oil & Gas Journal, Dec 5, 2011 ja IEA 2010b.

	OGJ (jouluk.)	World Oil (vuoden loppu)	IEA (marrask.)	BP (kesä)	Riippumatt. asiantuntijat
Gbl, 2007	1331	1187		1386	
Gbl, 2008	1342		1241	1404	
Gbl, 2009	1354			1478	903
Gbl, 2010	1470		1354	1519	
Gbl, 2011	1523			1526	

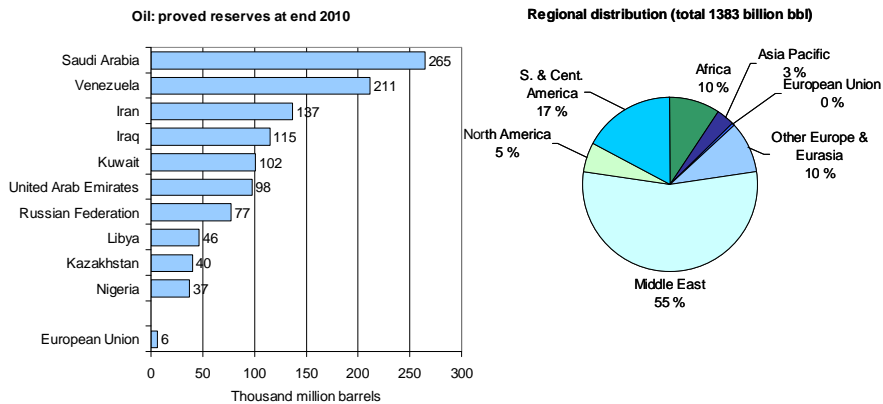
Society of Petroleum Engineers (SPE) ja World Petroleum Council (WPC) -organisaatioiden luomassa luokittelujärjestelmässä reservit jaetaan edelleen kolmeen luokkaan, eli 1P, 2P ja 3P-luokkiin, jotka huomioivat lisäksi todennäköisyyden liittyen kyseisen öljymäärän tuottamiseen. Esimerkiksi 1P (l. proven) -reservit tulevat 90 % todennäköisyydellä tuotantoon (ks. tarkemmin Koljonen et al. (2009)). Owenin ja kumppaneiden (2010) mukaan 2P-reservit edustaisivat paremmin reservejä kuin raportoinnissa yleisesti käytetty 1P-arvio, koska 1P-arvio tosiasiaassa kuvaa sitä öljymäärää, joka pystytään tuottamaan nykyisellä infrastruktuurilla. Toisaalta jotkin valtiot raportoivat 1P, 2P ja 3P-reservien jonkinasteista välimuotoa. Kuvassa (Kuva 2) on esitetty maailman kumulatiiviset öljyreservit "varhennetun" 2P reservitiedon perusteella sekä Oil & Gas Journalin esittämillä reservitiedoilla, jotka on lisäksi korjattu poistamalla Kanadan öljyhiekkareservit sekä 1980-luvulla OPECin ilmoittamat reservien lisäykset, joita useat asiantuntijat pitävät spekulatiivisena reservilisäyksenä OPECin poliittisten intressien myötä (ks. tarkemmin Koljonen et al. (2009)).



Kuva 2. Maailman kumulatiiviset öljyreservit esitettynä 2P-reservitietoina, sekä Oil & Gas Journalin esittämän reservidatan ja korjatun reservidatan perusteella. Lähde: Owen et al. 2010.

Kuvassa 3 on esitetty öljyreservien maantieteellinen jakautuminen ja kymmenen suurimman maan reservit BP:n tilastojen mukaan (BP 2011). Kuvassa ei ole huomioitu Kanadan öljyhiekkareservejä, joiden suuruudeksi BP arvioi 143,1 Gbl (l. miljardia barreliä).

3. Öljy



Kuva 3. Öljyreservit vuonna 2010 (data: BP 2011). Luvut eivät sisällä Kanadan öljyhiikkaesiintymiä.

IEA (2011) arvioi konventionaalisia öljyresursseja olevan 1 300 Gbl ja epäkonventionaalisia 2700 Gbl.

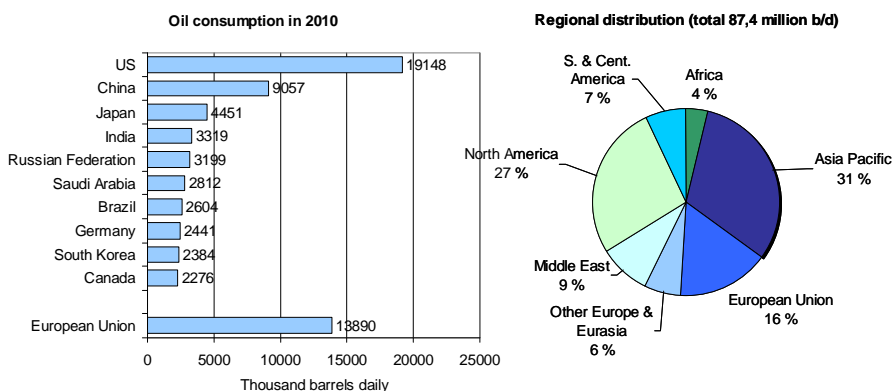
3.2 Öljyn kysyntä

Nykyisen kehityksen perusteella uusien teknologioiden ja vaihtoehtoisten polttoaineneiden kehitys ja käyttöönotto korvaa öljyn käyttöä enenemässä. Öljyn globaalien kulutusten arvioidaan kuitenkin kasvavan nykyisestä kehittyvien talouksien voimakkaan kysynnän kasvun myötä. Sen sijaan öljyn markkinaosuus saattaa pienentyä entisestään, mikäli öljynhintaa sekä poliittinen ohjaus kannustavat siirtymistä vaihtoehtoisten energiahäydykkeiden käyttöön. Lisäksi OECD:n ulkopuolisissa öljyntuontimaissa öljyn suunnattujen valtion tukien todennäköinen pienentyminen ja toisaalta energiatehokkuuteen panostaminen erityisesti liikenteessä pienentää öljyn kysynnän kasvua kyseisillä alueilla tulevaisuudessa.

Öljyä käytetään liikenteen polttoaineena, teollisuuden raaka-aineena sekä energian tuotannossa. Öljyn suurin kulutussektori on liikenne, ja sen osuuden oletetaan kasvavan entisestään, kun vaihtoehtoisia energiantuotantomuotoja ja raaka-aineita otetaan käyttöön muilla sektoreilla.

Kuvassa 4 on esitetty öljyn kulutus vuonna 2010 BP tilastojen (2011) mukaan. Ylivoimaisesti suurin öljynkuluttaja on Yhdysvallat, joka kuluttaa yli 20 % maailman öljystä. Vuoden 2005 jälkeen Yhdysvaltojen öljynkulutus on kuitenkin keskimäärin laskenut ollen nykyään samalla tasolla kuin 1990-luvun lopussa. Kiina on maailman toiseksi suurin öljynkuluttaja, jonka kulutus on puolestaan noin kaksinkertaistunut kymmenessä vuodessa. Vuonna 2010 Kiina kulutti noin 10 % maailman öljystä ja kasvua edelliseen vuoteen nähden oli yli 10 %. OECD:n ulkopuolisten maiden öljynkulutus (47,5 % maailman öljynkulutuksesta) olikin jo hyvin lähellä

OECD-maiden kulutusta (52,5 % maailman öljynkulutuksesta) vuonna 2010 (BP 2011).



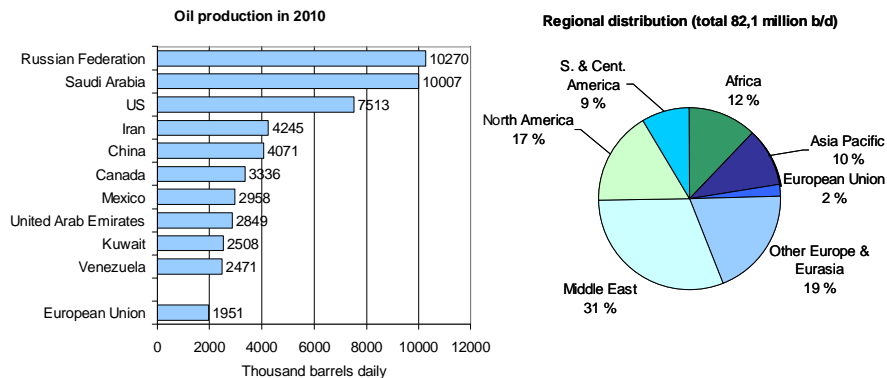
Kuva 4. Öljyn kulutus vuonna 2010 (data: BP 2011).

3.3 Öljyn tuotanto

Venäjän federaation synnystä lähtien (v. 1985) se on ollut joko maailman suurin tai toiseksi suurin öljyn tuottaja. Saudi-Arabia on tasaisesti nostanut tuotantoaan Yhdysvaltojen öljyntuotannon hiipuesssa. Yhdysvaltojen öljyntuotanto oli huipussaan yli 10 miljoonaa barreliä päivässä (b/d) 1980-luvulla, mutta 2000-luvulla keskimäärin noin 7 miljoonaa b/d. Myös EU-maiden öljyntuotanto on selvästi hiipunut 2000-luvulla.

BP:n uusimpien tilastojen mukaan maailman öljyntuotanto oli noin 82 miljoonaa b/d vuonna 2010 (ks. kuva 5) ja kasvua edelliseen vuoteen nähden oli 2,2 % (BP 2011). OGJ (Oil & Gas Journal, Dec 5, 2011) sen sijaan arvioi öljyntuotannon hieman laskevan vuonna 2011 johtuen Libyan ja Pohjois-Amerikan tuotannon pienenemisestä. Lähi-itä kuitenkin kasvatti öljyntuotantoaan vuonna 2011 noin 5 % ja vastasi siten maailman kasvavaan öljyntarpeeseen. OPEC-maiden osuus öljyntuotannosta oli yli 40 % ja BP:n arvioiden mukaan jopa 75 % öljyntuotannon kasvusta voisi tulla OPEC-maista 20 vuoden sisällä (BP 2011).

3. Öljy

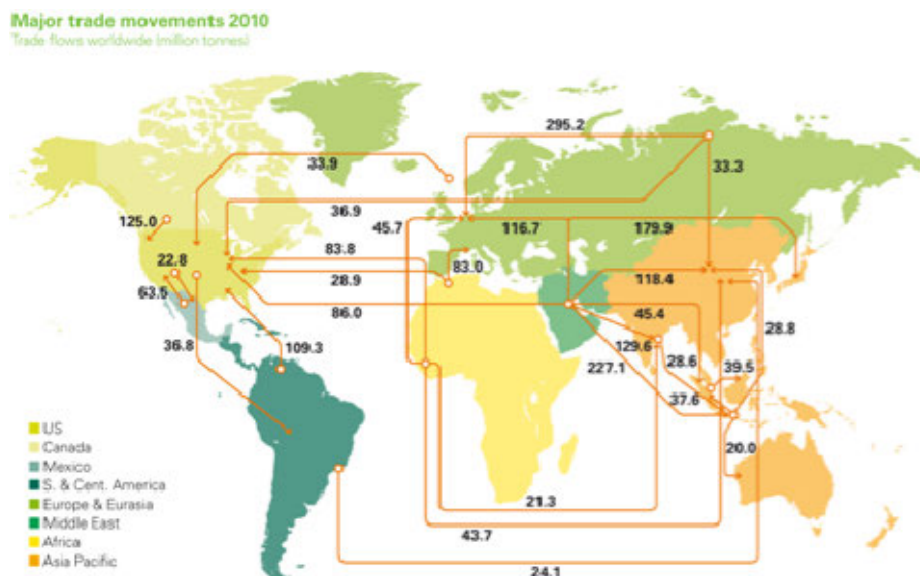


Kuva 5. Öljyn tuotanto vuonna 2010 (data: BP 2011).

3.4 Öljyn kuljetus

Kuten kuvassa 5 esitettiin, puolet maailman raakaöljyn tuotannosta sijaitsee Lähi-idässä, Venäjällä ja Euraasiassa. Toisaalta kuvan 4 mukaan kyseiset alueet kuluttavat vain 15 % maailman öljystä. Öljy onkin maailman eniten kuljetettu hyödyke. Lisäksi öljyalosteita kuljetetaan kuluttajille jalostamoilta. Öljyä voidaan kuljettaa öljytankkereilla ja -proumuilla, putkea pitkin sekä rautateitse ja maanteitse öljysäiliöissä.

SALKKU-hankkeen raportissa Similä (2012) on esitetty tarkemmin energiahyödykkeiden laivakuljetusten kehitystä. Raportista käy ilmi, että merikuljetusten kokonaismäärä vuonna 2010 oli 8 408 miljoonaa tonnia (Mt) ja tästä kokonaismäärätilastosta on helposti erotettavissa öljyn kuljetukset (2 752 Mt). Öljyn kuljetukset koostuivat raakaöljyn kuljetuksista (1 720 Mt) ja öljytuotteiden (esimerkiksi bensiini, diesel) kuljetuksista (924 Mt). Kuvasta 6 näkyy, että eniten raakaöljyä kuljetettiin laivakuljetuksilla Lähi-idästä. Tätä seurasivat siirtymätalouksista (entisestä Neuvostoliitosta), Afrikasta ja Amerikan kehittyvistä maista lähtevät kuljetukset. Kuljetukset suuntautuivat pääasiassa Pohjois-Amerikkaan, kehittyvään Aasiaan, Eurooppaan ja Japaniin (ks. Similä 2012).

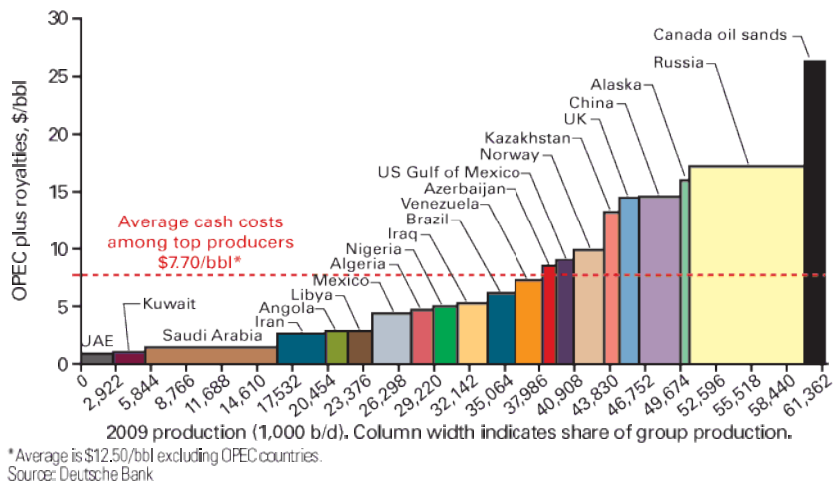


Kuva 6. Öljyn kauppa 2010 (BP 2011).

3.5 Öljymarkkinat ja hintakehitys

Kuvassa 7 on esitetty öljyn tuotantokustannukset öljyntuottajamaittain. Halvimmat tuotantokustannukset ovat Lähi-idän öljyllä ja kalleimmat Kanadan öljyhiekkaesiintymien ja Venäjän öljyn tuotantokustannuksilla. Toisaalta tuotantokustannukset ovat reilusti alle öljyn markkinahinnan, joten on selvää, että markkinahintaan vaikuttavat suuressa määrin muut tekijät kuin tuotannon marginaalikustannukset.

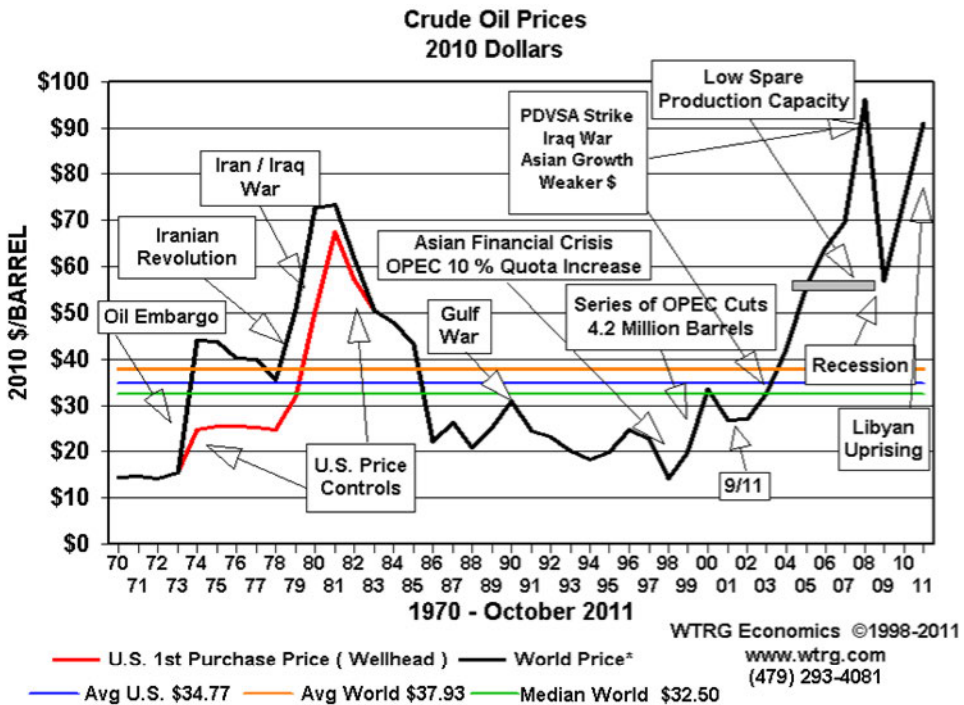
PRODUCTION COSTS IN MAJOR OIL PRODUCING REGIONS



Kuva 7. Öljyn tuotantokustannukset (lähde: <http://www.ogj.com/index/article-display.articles.oil-gas-journal.volume-107.issue-11.general-interest.deutsche-bank-analyzes-oil-production-costs.html>).

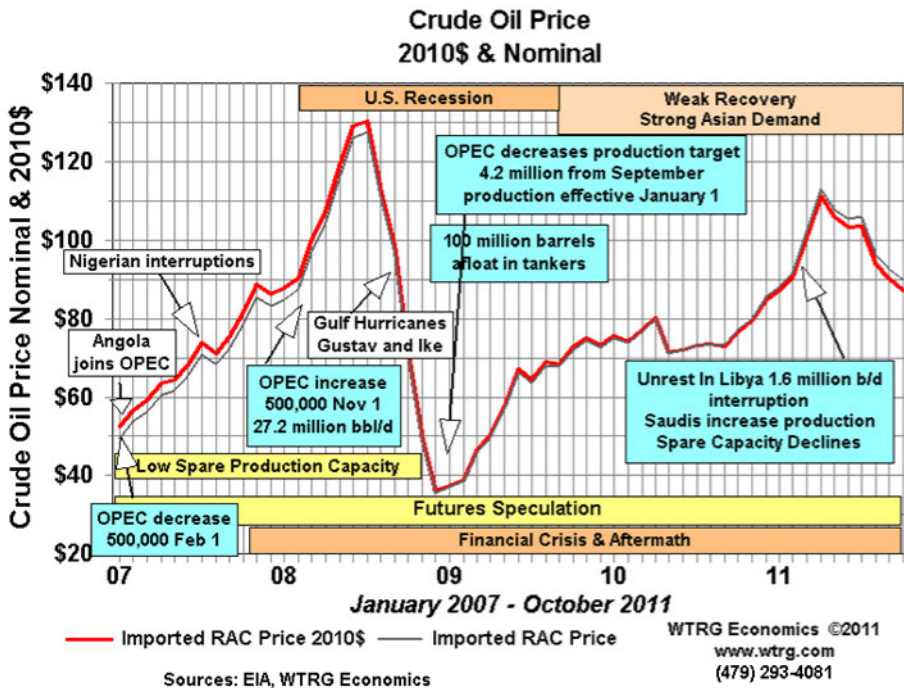
Raportissa Koljonen et al. (2009) on esitetty öljyn hintaan vaikuttavia tekijöitä pitkällä aikavälillä, joten tässä yhteydessä esitetään ainoastaan viimevuosina öljyn hintaan vaikuttaneita tekijöitä. Alla on esitetty kuitenkin sekä pitkän aikavälin (Kuva 8) että viime vuosien hintakehitykset (Kuva 99) vuoden 2010 US dollareina, mutta pitkäaikavälin hintakehitykseen vaikuttaneiden tekijöiden tarkempia selityksiä ei tässä yhteydessä enää kerrata.

Pitkän aikavälin kehityksestä nähdään, että öljyn hinta on vaihdellut hyvin merkittävästi lähinnä poliittisten ja taloudellisten epävarmuustekijöiden myötä. Lähi-idän sotien myötä tuotannon epävarmuus kasvaa aiheuttaen hintapaineita ylöspäin ja toisaalta talouslaman myötä kysynnän epävarmuus kasvaa, jolloin öljyn hinta on usein romahtanut. Toisaalta tarkasteltaessa Yhdysvaltojen lama-aikojä, voidaan todeta että niiden alku on ajoittunut hyvin korkeiden öljynhintojen aikoihin. Viimeisin Yhdysvaltojen lama alkoi vuonna 2007, jota edelsi öljyn hinnan voimakas kasvu (vrt. Kuva 8). Usein onkin spekuloitu, että öljyn hintapiikit ja korkea öljyn hinta ovat syynä talouslamoihin, mutta öljyn hintavaikutus ei liene yksinomaan ole aiheuttanut talouden romahtamista, vaan taustalla on monia tekijöitä.



Kuva 8. Raakaöljyn hintakehitys (2010 US\$) 1970-luvulta vuoteen 2011. Lähde: WTRG Economics.

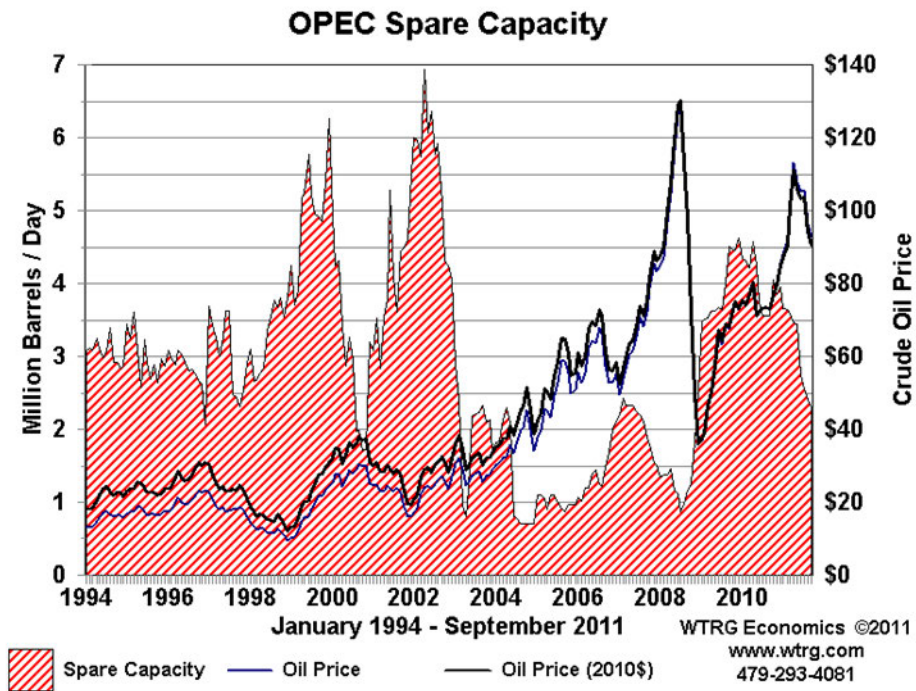
Tarkasteltaessa öljyn hinnan kehitystä tärkein tekijä arvioissa on öljyvarastojen määrät, jotka toimivat puskurina kysynnän ja tarjonnan vaihteluiden tasapainottajana siten myös hinnanvaihtelujen suhteen. Öljyvarastoja on öljyn ja öljytuotteiden tuottajilla sekä valtioilla (primäärivarastot). Lisäksi varastoja on öljytuotteiden vähittäismyyjillä (sekundäärivarastot) ja öljytuotteiden kuluttajilla, kuten voimalaitoksilla ja teollisuuslaitoksilla (tertiäärivarastot). Alla (Kuva 9) on esitetty OPEC-maiden öljyvarastojen määrien ja raakaöljyn hinnan vaihtelut. Kuvasta näkyy selvästi, että korkeat hinnat ja alhaiset öljyvarastojen määrät korreloivat keskenään. Kyseisiä inventaareja tehdään paitsi raakaöljylle myös öljytuotteille ja esimerkiksi OPEC tekee tuotantopäätöksensä ainakin osin varastojen määrän suhteen.



Kuva 9. Raakaöljyn hintakehitys (2010 US\$) 1997–2011. Lähde: WTRG Economics.

Öljyn hintaennätys tehtiin 3.7.2008 (NYMEX⁶-markkinahinta 145,29 US\$/b), jota edelsi öljyn varastokapasiteetin tippuminen alle miljoonan b/d (ks. Kuva 10), jolloin spekulatiot tulevasta öljyn hinnasta futuurimarkkinoilla ennustivat hinnan nousua. Talouslaman myötä öljytuotteiden kysyntä laski koko loppuvuoden ja joulukuussa 2009 öljyn hinta oli jo alle 40 US\$/b. Öljyn hinta lähti jälleen nousuun OPECin leikattua tuotantoaan 4,2 milj. b/d ja samalla Aasian kysyntä kasvoi voimakkaasti. Helmikuussa 2011 raakaöljyn hinta jälleen nousi voimakkaasti, kun Libyan levottomuudet alkoivat ja hinta jatkoi nousuaan levottomuuksien levitessä Lähi-idässä ja Pohjois-Afrikassa. Vuonna 2012 raakaöljyn hinta on sitkeästi pysynyt keskimäärin 100 US\$/b tasolla huolimatta Libyan öljyntuotannon osittaisesta palautumisesta.

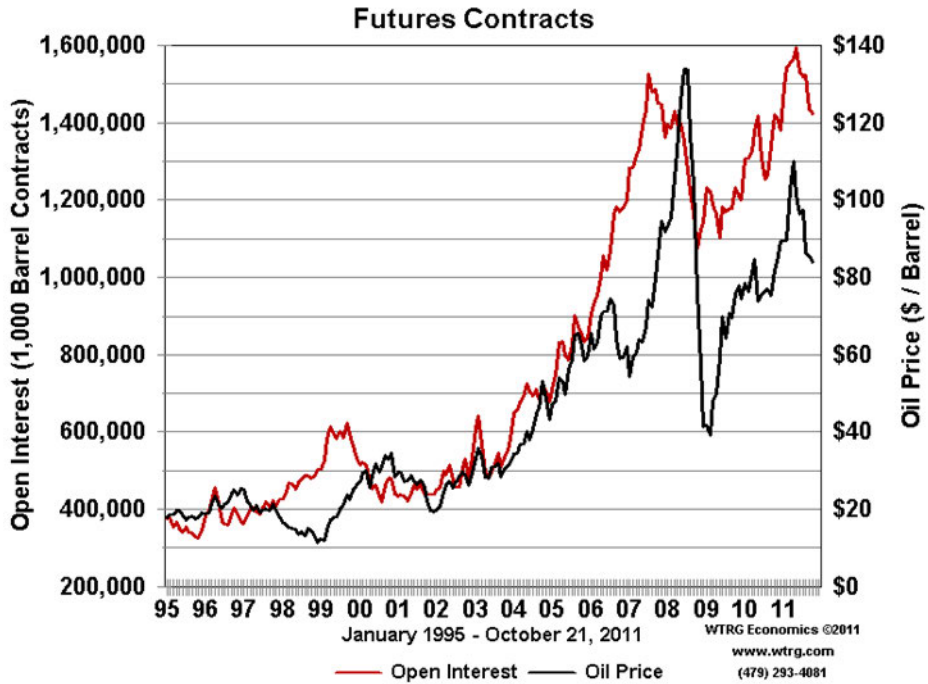
⁶ NYMEX eli New York Merchantile Exchange -markkinapaikka. Ks. Koljonen et al. (2009) raportista öljyn hintanoteerauksiin liittyvät termit ja öljyn referenssilaadut.



Kuva 10. OPEC-maiden öljyvarastojen ja raakaöljyn hinnan vaihtelut. Lähde: WTRG Economics.

2000-luvulla spekulatiivinen OTC-markkina on kasvanut voimakkaasti, jota on esitetty merkittävämmäksi syyksi korkeisiin öljyn hintoihin. Mitään tieteellistä todistetta asiasta ei kuitenkaan ole vielä esitetty. Viime vuosikymmenenä NYMEX-futuurikauppa on kasvanut yli kymmenen kertaa nopeammin kuin maailman raakaöljyn kulutus. ICE Bent-futuuri-kauppa on kasvanut jopa NYMEX-futuurikaupaa nopeammin. Kuvassa 11 on esitetty NYMEX-futuurikaupan kehitys vuodesta 1995.

3. Öljy



Kuva 11. NYMEX-futuurikaupan kehitys. Lähde: WTRG Economics.

4. Maakaasu

Vuonna 2009 maakaasun osuus maailman primäärienergiankulutuksesta oli 24 %, ja se oli kolmanneksi käytetyin polttoaine öljyn ja hiilen jälkeen. Maakaasun osuus energiantuotannossa on kasvanut viime vuosina, ja maltillisen kasvun odotetaan jatkuvan. BP (2012) arvioi maakaasun kasvun olevan 2,1 % vuodessa vuoteen 2030 eli suurempi kuin muilla fossiililla polttoaineilla. Maakaasun käyttöä on lisännyt etenkin ilmastomuutoksen hillintä ja siihen liittyvät energia- ja ilmastopoliittiset toimenpiteet: maakaasun polttamisesta aiheutuvat hiilidioksidipäästöt ovat selvästi öljyn ja hiilen hiilidioksidipäästöjä pienemmät, mikä on päästökaupan myötä tuonut maakaasulle kilpailuedun energiantuotannossa etenkin EU-alueella.

Tunnettujen, teknisesti ja taloudellisesti hyödynnettävissä olevien maakaasuvarojen suhde tuotantoon, eli ns. R/P-arvo (reserves per production), on noin 60 vuotta. Maakaasureservien suuruus on jatkuvasti kasvanut viime vuosikymmenten ajan, vaikka maakaasua onkin tuotettu yhä enenevässä määrin. Uusien maakaasuesiintymien löytäminen, tuotantoteknologioiden kehittyminen ja maakaasun hinnan nousu ovat siis muuttaneet osan resursseista reserveiksi. Viime vuosina reservit ovat kasvaneet etenkin Turkmenistanissa uusien esiintymien löytymisen myötä sekä Pohjois-Amerikassa, jossa liuskekaasun ja muiden epäkonventionaalisten kaasuesiintymien hyödyntämisessä on edistytty merkittävästi. Epäkonventionaalisen maakaasun tuotanto kasvaa voimakkaasti: vuonna 2007 USA:n kaasuntuotannosta jo noin puolet saatiin epäkonventionaalisista esiintymistä.

Maakaasua käytetään paitsi yhdyskuntien ja teollisuuden sähkön, lämmön, jäähdytyksen, lämpimän käyttöveden ja prosessihöyryn tuotantoon, myös useissa teollisissa prosesseissa. Sitä käytetään muun muassa öljyn- ja kemianteollisuudessa raaka-aineena vedyn ja hiilivetyjen valmistuksessa sekä lääke- ja muoviteollisuudessa kuivausaineena. Maakaasua käytetään myös kotitalouksissa lämmitykseen ja ruoanvalmistukseen. Suomeen tuotu maakaasu päättyy joko teollisuudelle (44 %) tai energialaitoksille tai – yhtiöille (66 %), jotka tuottavat kaasusta sähköä ja lämpöä (CHP 41,6 % ja sähkön tuotanto 0,8 %) tai siirtävät sen edelleen paikallisjakeluun. Asuinkiinteistöille siirretyn kaasun määrä oli vuonna 2009 1,1 % koko kaasun käytöstä. (Suomen Kaasuyhdistys 2010)

4.1 Maakaasuesiintymät

Maakaasu on väritön, myrkytön ja ilmaa kevyempi luonnonkaasu, jota tuotetaan poraamalla maankuoressa olevista esiintymistä. Maakaasu koostuu pääasiassa metaanista, mutta siinä on pieninä pitoisuuksina muitakin hiilivetykaasuja kuten butaania, etaania ja propaania. Maakaasun tuotannossa epäpuhtaudet (vesi, hiekka, hiilidioksidi ja muut kaasut) erotetaan, ja esimerkiksi butaani ja propaani voidaan myydä erikseen omille markkinoilleen.

Maakaasua saadaan maankuoren kalliomuodostumissa sijaitsevista esiintymistä. Kuvassa (Kuva 12) on esitetty tyypillisten maakaasuesiintymien geologia. Esiintymät jaetaan kahteen päätyyppiin, konventionaalisiin ja epäkonventionaalisiin esiintymiin (GWPC 2009):

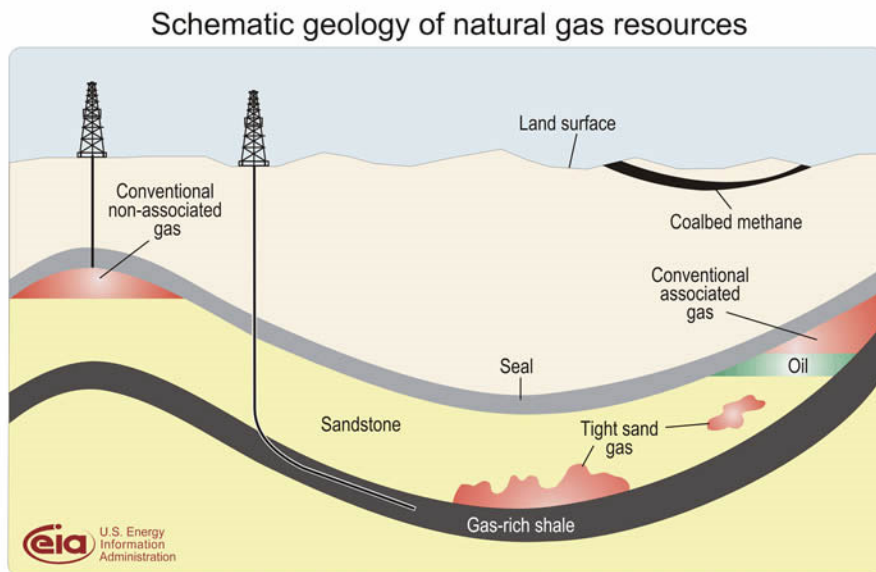
- **Konventionaalisisessa maakaasuesiintymässä** maakaasu on huokoisessa hiekassa ja karbonaatissa, jossa kaasu pääsee vapaasti virtaamaan maan suuren permeabiliteetin (läpäisevyyden) takia. Maakaasu on tullut esiintymään hiekkakivimuodostuman (*sandstone formation*) läpi alapuolella sijaitsevasta kaasua sisältävästä liuskeesta. Kaasu jää paikalleen, koska esiintymän yläpuolella on kaasua läpäisemätön kerros (*seal*). Joissain tapauksissa kaasuesiintymä on öljyesiintymän yhteydessä (*associated gas*).
- **Epäkonventionaalisisessa esiintymässä** maaperän permeabiliteetti on alhainen (tiukka hiekka ja karbonaatit, hiili ja liuske). Alhaisen permeabiliteetin takia tuotantoa joudutaan yleensä stimuloimaan esimerkiksi hydraulisella murtamisella (*hydraulic fracturing, fracking/fracing*⁷). Viime vuosikymmenellä läpimurtonsa saanut horisontaalinen poraaminen on mahdollistanut kannattavan tuotannon⁸.
 - **Tiheä kaasu (tight gas)**. Esiintymä on pienihuokoisessa hiekkakivesssä tai karbonaatissa. Maakaasu on alkujaan muodostunut esiintymän ulkopuolella, ja virrannut miljoonien vuosien kuluessa tiheä kaasu – esiintymään. Pelkkä vertikaalinen poraaminen edellyttää erittäin suotuisia oloja, esimerkiksi paksua esiintymäkerrosta, ollakseen taloudellisesti kannattavaa, joten tämän tyyppisissä esiintymissä joudutaan yleensä poraamaan horisontaalisesti. Saannon edistämiseksi käytetään hydraulista murtamista. Maaperään murretaan kaasulle pieniä käytäviä pumpaamalla vettä, kemikaaleja ja hiekkaa kovalla paineella kaivoon. Hiekan tehtävänä on pitää syntyneet raot auki kaasulle.
 - **Hiiliesiintymän yhteydessä oleva metaani (Coal Bed Methane, CBM)**. Maakaasu on adsorboituneena hiiliesiintymässä hiilen huokosiin. Alkuaiheena CBM:n kerääminen oli turvallisuuskysymys, räjähdysaltista

⁷ Kirjoittajien ehdotus suomennokseksi on frakkaus.

⁸ Ensin porataan vertikaalisesti jopa 7000 metriä ja sen jälkeen poraussuunta käännetään vaakasuuntaan ja porataan jopa 2000 metriä (Kefferpütz 2010).

metaania haluttiin poistaa hiilikaivoksista. CBM:iin soveltuvat hiiliesiintymät ovat yleensä joko liian huonolaatuisia tai liian syvällä tavalliseen louhintaan. Metaania saadaan talteen pumppaamalla hiiliesiintymistä vesi pois, jolloin paine pienenee ja kaasu vapautuu. Osa CBM-esiintymistä, lähinnä biogeenistä alkuperää olevat, eivät sijaitse kovinkaan syvällä. Metaania voidaan myös tuottaa pumppaamalla hiilidioksidia hiiliesiintymään, jolloin hiilidioksidimolekyylillä korvaa metaanin hiilirakenteessa. Kyseinen tekniikka ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) on kiinnostanut lähinnä ilmastonmuutoksen hillinnän näkökulmasta, sillä hiilidioksidi varastoituu samalla pysyvästi hiilikerrokseen.

- **Liuskekaasu-esiintymä** (*gas-rich shale, shale gas*) on maakaasun alkuperäinen lähde, josta kaasu on virrannut muun tyyppiin esiintymiin. Kaasu voi olla varastointuneena alueelliseen makrohuokoismatriisiin liuskeen sisälle tai liuskeen mikrohuokosiin. Tuotannossa käytetään melkein aina myös horisontaalista poraamista, sillä pelkästään vertikaalisen poraamisen tuotanto on harvoin riittävä ollakseen kannattava. Poraamisen lisäksi käytetään myös hydraulista murtamista.
- Saksalainen BGR listaa epäkonventionaaliseksi varaksi myös pohjavedessä olevan maakaasun (**aquifer gas**). Kaasu voi olla pohjavedessä joko liuenneena tai dispergoituneena. Pohjaveteen liuenneena olevan kaasun resurssit ovat erittäin suuret, mutta tällaisen maakaasun tuotanto ei todennäköisesti tule olemaan globaalilla tasolla merkittävää, koska helpommin hyödynnettävien kaasureservien määrä on myös suuri.
- **Metaanihydraatti** on jäätä muistuttava yhdiste, jossa metaanimolekyylillä on "loukussa" vesimolekyylien muodostamassa hilassa. Näitä metaanihydraatteja on valtava määrä varastoituneina valtamerten pohjasedimentteihin ja ikiroutaan.
- Yllä luetelluista epäkonventionaalisista varoista voidaan nykytekniikalla taloudellisesti tuottaa maakaasua tiheää kaasu-esiintymistä, hiiliesiintymien yhteydessä sijaitsevista kaasuesiintymistä sekä liuskekaasusta. Kaasun tuotanto metaanihydraateista ei ole vielä kaupallisessa vaiheessa, mutta monet pilottiprojektit tähtäävät kaupallisen tuotannon aloittamiseen noin vuoden 2020 tienoilla. Toistaiseksi metaanihydraatteihin perustuvan kaasuntuotannon saaminen taloudellisesti kannattavaksi on kuitenkin epävarmaa.



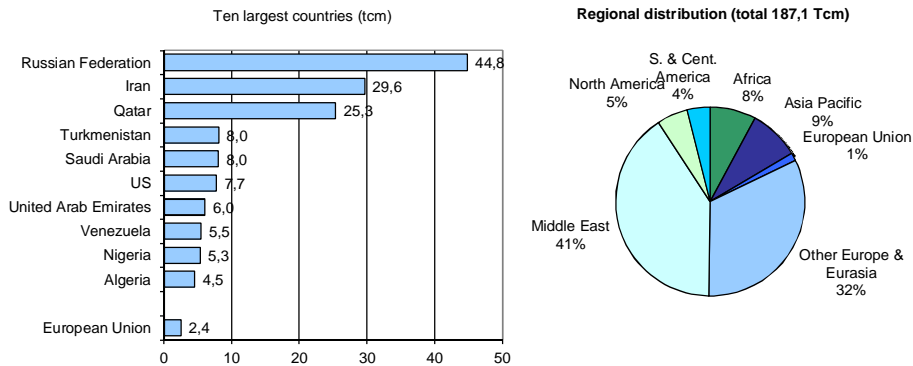
Kuva 12. Maakaasuesiintymien geologia (kuva: http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html).

Esiintymätyypillä on suuri vaikutus kaasun tuotantotapoihin. Erilaisten esiintymien tuotannossa käytetyt tekniikat poikkeavat toisistaan, ja myös kaasun tuotantonopeus vaihtelee. Öljyesiintymän yhteydessä olevan kaasun tuotantonopeuden määrää öljyn tuotanto, eikä tuotetun maakaasun määrään voida vaikuttaa. Osa kentistä on joustavampia, jolloin maakaasun tuotantonopeutta voidaan säädellä.

4.2 Maakaasuvarat

4.2.1 Reservit

Kuvassa (Kuva 13) on esitetty todennettujen maakaasureservien maantieteellinen jakauma ja kymmenen reserveiltään suurinta valtiota. Maakaasuvarat ovat voimakkaasti keskittyneet Venäjälle ja Lähi-itään. Venäjän osuus maailman todennetuista reserveista on noin 24 %, ja yhdessä Iranin ja Qatarin kanssa osuus on 53 %. Kymmenen suurinta kaasukenttää sisältää 38 % todennetuista maakaasureserveista (IEA 2009). Näistä puolet sijaitsee Venäjällä. Lähes neljännes (23 %) todennetuista reserveista on maailman suurimmassa kaasukentässä North Field/South Parsissa Iranin ja Qatarin rajalla.



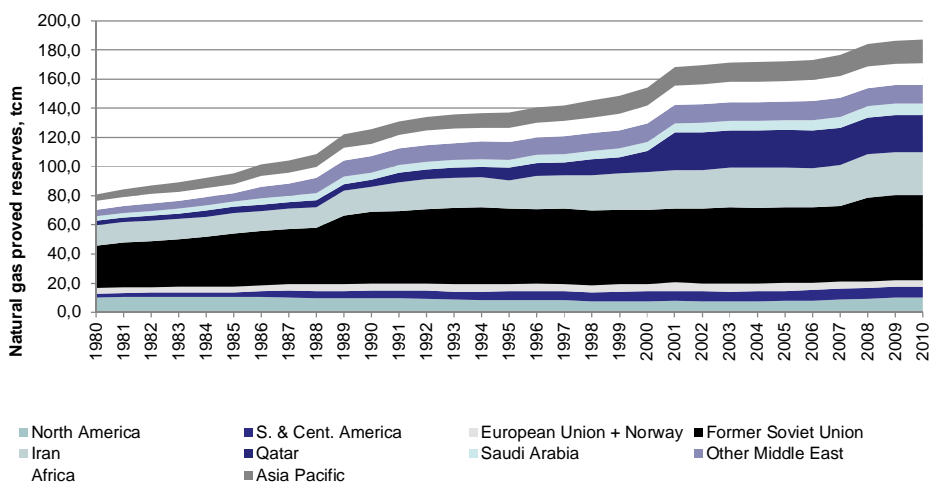
Kuva 13. Maakaasun todennetut reservit vuoden 2010 lopulla (data: BP 2011).

Kaasun reserviarviot ovat vuoden 1980 jälkeen yli kaksinkertaistuneet, vaikka samaan aikaan myös tuotantomäärät ovat kasvaneet voimakkaasti (Kuva 14). Globaali kaasuntuotanto välillä 1980–2010 oli 68 tcm, eli vajaa 85 % vuoden 1980 reserveistä. Uusimpia arvioita globaaleista kaasureserveistä ovat

- BP 2009: 185,0 tcm vuoden 2008 lopussa (BP 2009)
- BP 2010: 187,5 tcm vuoden 2009 lopussa (BP 2010)
- BP 2011: 187,1 tcm vuoden 2010 lopussa (BP 2011)
- Oil & Gas Journal: 187 tcm vuoden 2009 lopussa (Oil & Gas Journal, Dec 21, 2009) ja edelleen 187 tcm vuoden 2010 lopussa (Oil & Gas Journal, Dec 6, 2010)
- BGR 2009: 188 tcm vuoden 2008 lopussa
- WEC 2009: 180 tcm vuoden 2007 lopussa
- Cedigaz: 182 tcm vuoden 2008 lopussa.

Eri lähteissä esitetyt uusimmat reserviluvut ovat siis hyvin lähellä toisiaan. Erot johtuvat lähinnä erilaisista tilastointitavoista ja määritelmistä.

4. Maakaasu



Kuva 14. Todennetut maakaasureservit 1980–2010 (data: BP 2011).

Viime vuosina suuria reservimuutoksia on tehty muun muassa

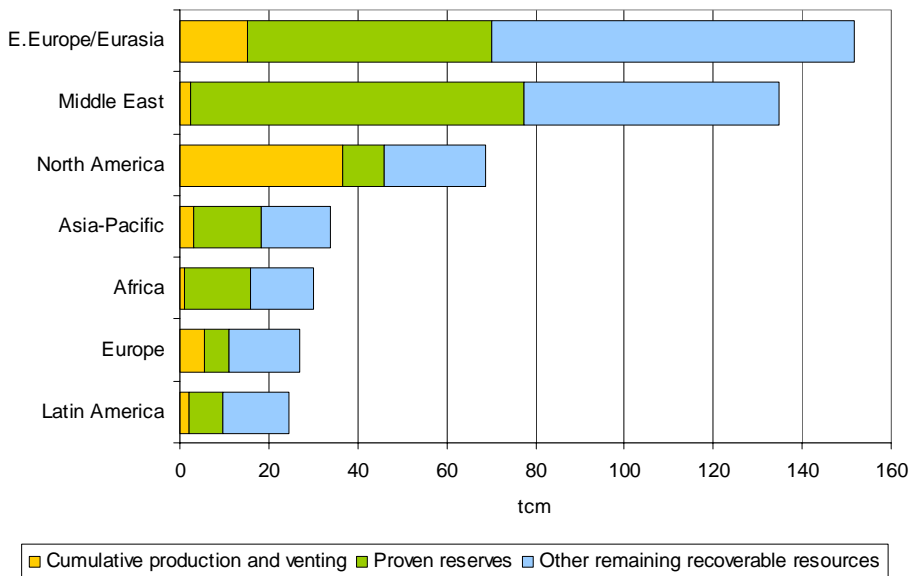
- Australiassa, jossa Geoscience Australia julkaisi vuonna 2010 uuden reserviarvioinnin McKelvey-luokittelun mukaisesti. Kaasureserviarvioita nostettiin 0,8 tcm:stä 3 tcm:ään (Oil & Gas Journal, Dec 21, 2009).
- Turkmenistanissa, jossa vuonna 2006 löydetyn suuren Osman-South Yolotan -kaasukentän reserveiksi on arvioitu 4–14 tcm. Muun muassa BP ja BGR käyttävät tilastoissaan alempaa arviota.
- USA:ssa, jossa epäkonventionaalisten esiintymien tuotantokustannukset ovat laskeneet ja reserviarvioita on näin pystytty nostamaan. Vuoden 1999 lopussa reserveiksi arvioitiin 4,7 tcm, ja vuoden 2009 lopussa arvio oli 6,9 tcm (Oil & Gas Journal, Dec 21, 2009).

4.2.2 Resurssit

Nykyisin tunnettujen, teknisesti ja taloudellisesti hyödynnettävissä olevien maakaasureservien lisäksi maankuoressa arvioidaan olevan erittäin suuria määriä kaasua, jota ei ole vielä löydetty tai jota ei ainakaan toistaiseksi voida taloudellisesti hyödyntää. Resurssien suuruus arvioidaan tilastollisin menetelmin geologisen tiedon perusteella, joten arviot ovat aina epätarkkoja. Lisäksi eri alueilta on saatavilla kattavuudeltaan erilaisia tietoja. Esimerkiksi USA:n kaasuresurssit tunnetaan kohtuullisen hyvin, kun taas joillain alueilla resursseja ei ole juurikaan arvioitu. Kattavia arvioita globaaleista resursseista on vaikea saada.

Tunnustetuin tietolähde öljy- ja kaasuresursseista on US Geological Survey, jonka julkaisuihin (lähinnä USGS 2000) perustuen IEA on arvioinut globaaliksi

konventionaalisen kaasun lopullisesti hyödynnettävissä olevaksi määräksi (estimated ultimate recovery, EUR) 471 tcm. Saksalaisen BGR:n arvio vastaavaksi määräksi on 516 tcm (BGR 2010). BGR:n ja USGS:n arviot ovat hyvin lähellä toisiaan. Luvut sisältävät jo tuotetun maakaasun, jonka osuus EUR:ista on noin 15 % (90 tcm). Kuvassa (Kuva 15) on esitetty IEA:n estimaatit lopullisesti hyödynnettävissä olevan konventionaalisen maakaasun resursseista alueittain.



Kuva 15. Arvio konventionaalisen maakaasun lopullisesti hyödynnettävissä olevasta määrästä alueittain (data: IEA 2009).

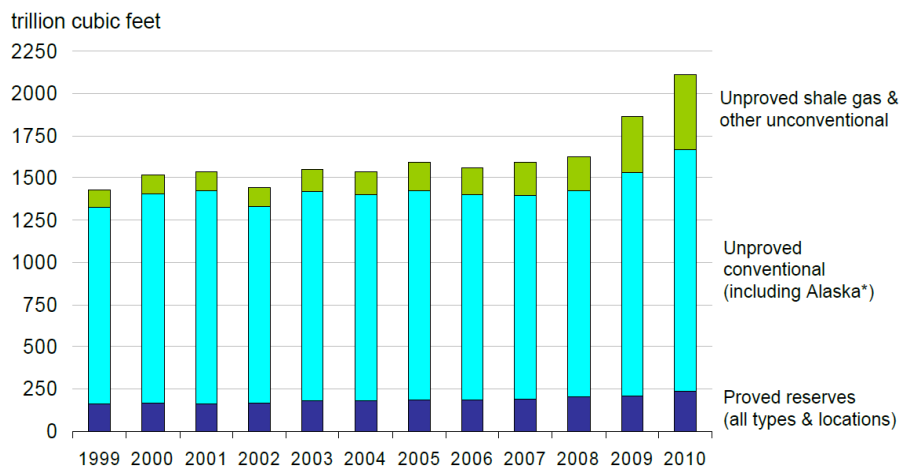
Epäkonventionaaliset kaasuvarat tunnetaan selvästi huonommin kuin konventionaaliset. Tarkempia arvioita varoista on tehty lähinnä USA:ssa. Kuvassa (Kuva 16) on esitetty EIA:n vuoden 2010 arvioita USA:n teknisesti hyödynnettävissä olevista maakaasuvaroista. Palkkien alin, tummansininen osuus kuvaa todennettuja reserviä. Viime vuosina resurssit ovat merkittävästi kasvaneet, kun epäkonventionaalisten esiintymien hyödyntämisessä käytetyt teknologiat kuten horisontaalinen poraus ja hydraulinen murtaminen ovat kehittyneet ja tulleet edullisemmiksi. Uusien porausten ja tutkimusten myötä saadaan lisäksi koko ajan uutta tietoa. Esimerkiksi vuonna 2011 EIA (2011a) arvioi vastaavien maakaasuvarojen olevan jo 2552 tcf (72,3 tcm) eli reilusti suuremmat, muun muassa todentamattomia liuskekaasuja arviottiin olevan jopa 827 tcf (23,4 tcm). Sitä seuraavana vuonna (EIA 2012) liuskekaasuresurssit olivat laskeneet 482 tcf:iin (13,7 tcm), pääasiassa johtuen Marcellus-esiintymän resurssien alaskirjauksesta. USA:n Potential Gas Committee (PGC 2011) arvioi vuonna 2011, että maassa olisi nykyisten noin 7 tcm kaasureservien lisäksi 54 tcm kaasuresursseja, jotka voidaan hyödyntää kannattavasti.

4. Maakaasu

Liuskekaasun osuus USA:n potentiaalisista kokonaisvaroista on arvioitu olevan noin 36 % (PGC 2011).

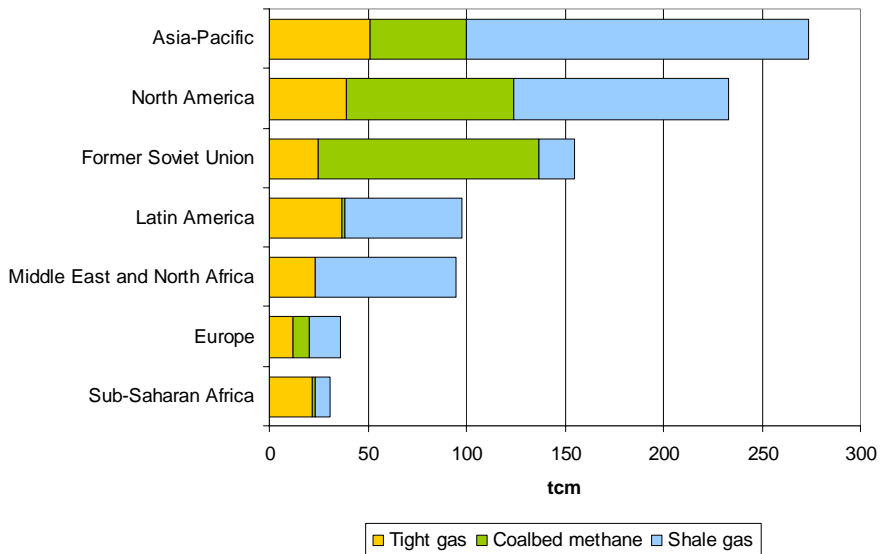
Viime vuosina erityisesti arviot liuskekaasusta tuotettavissa olevan kaasun määrästä ovat kasvattaneet reservi- ja resurssi-arvioita. Kaasuliuske-esiintymiä on viime vuosina tutkittu myös muualla maailmassa. Kanadassa on arvioitu olevan 30 tcm:ä liuskekaasua (Natural Resources Canada 2008), josta noin viidennes voidaan tuottaa teknistaloudellisesti (Oil & Gas Journal, Dec 14, 2009). Lähempänä pintaa olevat CBM-esiintymät sijaitsevat pääasiassa Länsi-Kanadassa (Stevens 2010).

EIA arvioikin Kanadan tekniseksi potentiaaliksi 11 tcm:ä. Kiinan liuskekaasururssit on arvioitu suuriksi, 36 tcm. Muita merkittäviä resursseja löytyy Argentiinasta (24 tcm), Meksikosta (19 tcm), Etelä-Afrikasta (13 tcm) ja Australiasta (11 tcm). (EIA 2011b)



Kuva 16. Arviot USA:n teknisesti hyödynnettävissä olevista maakaasuvaroista vuosina 1999–2010 (lähde: EIA 2010a).

Kuvassa (Kuva 17) on esitetty IEA:n tekemä arvio epäkonventionaalista maakaasuresursseista alueittain. Euroopan epäkonventionaaliset maakaasuresurssit ovat suhteellisen pienet, ja CBM:n osuus sitäkin vähäisempi. Yhteensä maankuoressa arvioidaan olevan noin 900 tcm epäkonventionaalista kaasua, mutta luotettavia arviota siitä, kuinka suuri osa tästä voitaisiin lopulta hyödyntää, ei vielä ole voitu tehdä. IEA (2009) kuitenkin arvioi hyödynnettävissä olevia konventionaalisia kaasuvaroja olevan 404,5 tcm ja hyödynnettävissä olevia kaasuvaroja kokonaisuudessaan 785 tcm, eli täten hyödynnettävissä olevia epäkonventionaalisia maakaasuvaroja olisi arviolta 380 tcm.



Kuva 17. Arvio epäkonventionaalisen maakaasun kokonaisresursseista (data: IEA 2009).

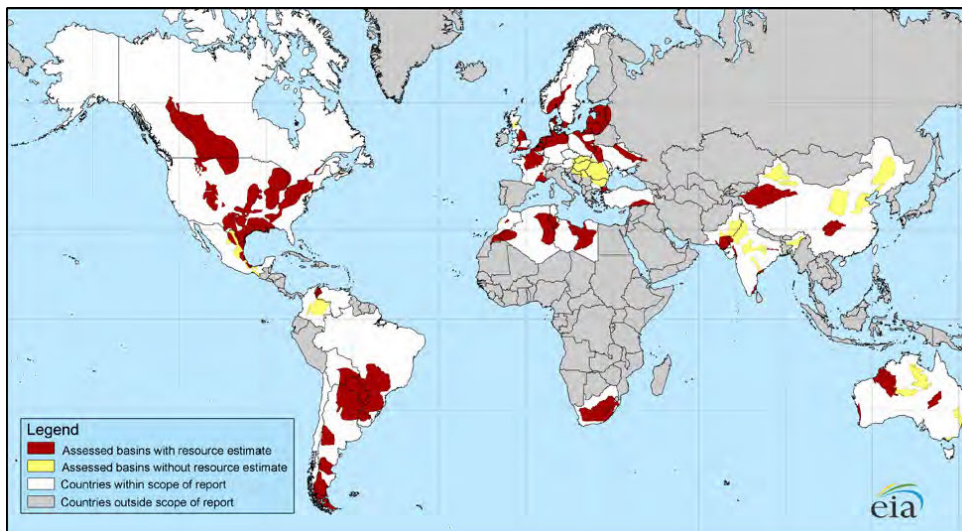
IEA on arvioinut, että mikäli USA:n ulkopuolisten epäkonventionaalisten maakaasuvarojen hyödynnettävyys olisi muualla maailmassa suhteessa sama kuin USA:ssa eikä globaaleja epäkonventionaalisia varoja ole merkittävästi yliestimoitu, riittäisi kaasu jopa 250 vuodeksi nykyisellä tuotannolla. IEA:n arvon mukaan maakaasuvarat riittävät hyvin kattamaan ennakoitun kysynnän kasvun vuoteen 2030 ja pitkälle tämän jälkeenkin, mikäli tarvittavat investoinnit infrastruktuuriin tehdään ajoissa. Myös saksalaisen BGR:n arvon mukaan maakaasua tulee olemaan riittävästi saatavilla ja maakaasun kysyntä pystytään kattamaan useiksi vuosikymmeniksi.

EIA (2011b) arvioi alustavasti 32 maan (katso Kuva 18) 48 liusketuotantoaluetta. Näiden teknisesti hyödynnettävissä oleva liuskekaasupotentiaali on konservatiivisesti arvioiden 188 tcm mukaan lukien Pohjois-Amerikan 55 tcm. Euroopan resurssien, kuten myös kallioperän ja liuskeiden rakenteiden ja koostumusten arviointi on kuitenkin vasta aluillaan. Vuonna 2009 käynnistyi Eurooppalaisen liuskekaasun tutkimusohjelma Gas shales in Europe (GASH)⁹, jonka tavoitteena oli arvioida liuskekaasuresurssit ja niiden kaupallinen hyödyntämispotentiaali (Stevens 2010). EIA:n (2011b) alustavien arvioiden mukaan Euroopassa teknisesti hyödynnettävissä olevia liuskekaasuesiintymiä on esimerkiksi Puolassa (5,3 tcm),

⁹ Teollisuuden ja tutkimusyksiköiden yhteisprojektia koordinoi Helmholtz Centre Potsdam, GFZ German Research Centre for Geosciences eli Saksan kansallinen geotieteiden laboratorio.

4. Maakaasu

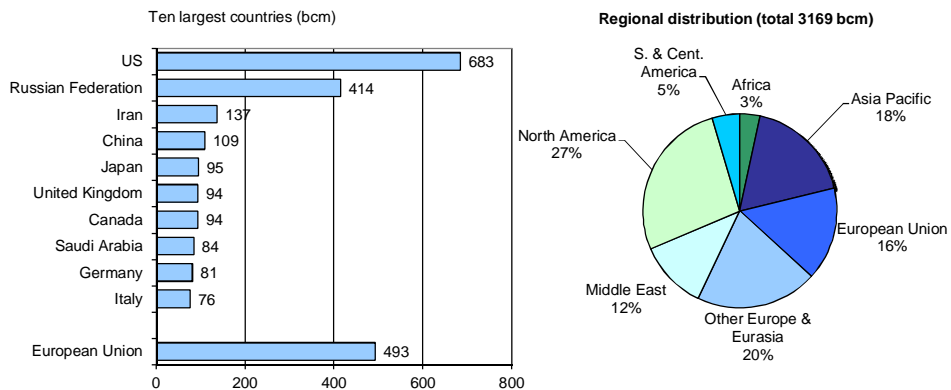
Ranskassa (5,1 tcm), Norjassa (3,4 tcm), Ukrainassa (1,2 tcm), Ruotsissa (1,2 tcm) ja Tanskassa (0,7 tcm).



Kuva 18. EIA:n alustavasti arvioimien 48 liuskekaasualueiden (punaisella tai keltaisella) sijainnit 32 maassa (valkoisella). Punaisella merkityt alueet on arvioitu tarkemmin, kun taas keltaisille alueille ei ollut riittävästi tietoa yksityiskohtaiseen arviointiin. (Lähde: EIA 2011b)

4.3 Maakaasun kysyntä

Vuonna 2010 kaasua kulutettiin globaalisti 3 169 bcm, eli 7,4 % enemmän kuin vuonna 2009, jolloin kysyntä oli talouden taantumana takia noin 70 bcm alempi kuin edellisellä vuonna. Kulutuksen alueellinen jakauma ja suurimmat kaasun käyttäjät on esitetty kuvassa (Kuva 19). Selvästi suurimmat maakaasun käyttäjät ovat USA ja Venäjä. EU:n kaasunkulutus oli vuonna 2010 493 bcm, joten kaasua käytetään EU-valtioissa yhteensä enemmän kuin Venäjällä. Vuodesta 2000 Lähi-itä ja Kaakkois-Aasia ovat kaksinkertaistaneet kaasun käyttönsä ja Afrikka lähes kaksinkertaistanut. Kiina on jopa 3,5-kertaistanut kaasun käyttönsä samalla kun kulutus USA:ssa vasta nyt ylitti vuoden 2000 tason. Kiinan kahdennentoista viisivuotissuunnitelman mukaan maakaasun käyttöä aiotaan vielä 2,5-kertaistaa vuoteen 2015 mennessä eli 260 bcm:ään (IEA GAS 2011). EU:ssa kasvu on ollut hyvin maltillista, noin 12 % aikajaksolla 2000–2010. Kaasun suurimmista käyttäjistä valtaosalla on tai on ollut merkittävät omat kaasuvarat. Japani on kaasun suhteen täysin tuontiriippuvainen.



Kuva 19. Maakaasun kulutus vuonna 2010 (data: BP 2011).

Sekä EIA että IEA ennustavat referenssiskenaarioissaan (eli business as usual-skenaario) maakaasun globaalin kysynnän vuonna 2030 olevan 4,3 tcm. Yli 80 % kysynnän kasvusta tulisi OECD:n ulkopuolisista maista. IEA:n referenssiskenaarioon mukaan kaasun osuus primäärienergian kulutuksesta kasvaisi vuoden 2007 20,9 %:sta hyvin vähän eli 21,2 %:iin vuonna 2030.

IEA:n 450 ppm -skenaariossa on oletettu, että valtiot ottavat tavoitteekseen ilmaston lämpenemisen pysäyttämisen kahteen asteeseen. Tässä skenaariossa maakaasun käyttö olisi vuonna 2030 17 prosenttia referenssiskenaariota pienempi eli 3 560 bcm. VTT:n laskemissa vastaavissa globaaleissa skenaarioissa kaasun kulutus on lähellä IEA:n arvioita (vrt. luku 6).

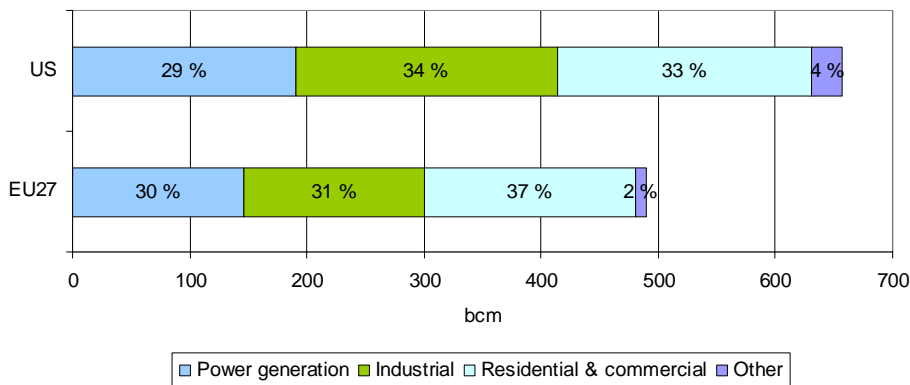
4.3.1 Maakaasun kysyntä sektoreittain

Sähköntuotanto on suurin yksittäinen maakaasun käyttökohde, ja vuonna 2007 sen osuus kaasun globalista kulutuksesta oli noin 39 %. USA:ssa ja EU:ssa sähköntuotannon osuus kaasunkulutuksesta oli hieman alle kolmannes (Kuva 20). EU:n kaasunkysynnän rakenne on muuttunut voimakkaasti. Vielä vuonna 1990 teollisuus oli suurin yksittäinen kaasun käyttäjä. Nykyisin kotitaloudet ja kaupallinen sektori ovat suuria kaasunkäyttäjiä, ja sähköntuotannossa käytetään kaasua lähes yhtä paljon kuin teollisuudessa.

Uusiutuvien, tuotantoteholtaan vaihtelevien energialähteiden, erityisesti tuuli-voiman, osuus sähköntuotannossa tulee merkittävästi lisääntymään lähivuosikymmenten aikana. Maakaasua polttoaineenaan käyttävien voimaloiden tuottamaa tehoa on helpompi säädellä kuin esimerkiksi CHP:n ja ydinvoiman, joten kaasuvoimalaitokset sopivat hyvin voimajärjestelmään laajamittaisen tuuli-voiman kanssa. IEA ennakoii sähköntuotantoon käytetyn kaasun määrän kasvavan muita käyttökohteita nopeammin ja osuuden kasvavan referenssiskenaariossa globaalisti 23-prosenttiin vuonna 2050 (IEA ETP 2010).

4. Maakaasu

Erillisen sähkön ja lämmön energiantuotannon lisäksi maakaasua käytetään myös sellu- ja paperi-, metalli-, elintarvike- ja kemianteollisuudessa sekä öljynjalostuksessa. Maakaasu on myös joidenkin muovien, kemikaalien ja lannoitteiden raaka-aine. Teollisuudessa käytetyn kaasun osuus koko kaasun kulutuksesta oli USA:ssa noin 34 % vuonna 2008 ja EU:ssa vastaavasti 31 % (USA:n tiedot GWPC 2009, EU:n Eurogas 2010). OECD:n ulkopuolisissa maissa teollisuus käyttää kaasua vähemmän, mutta näissä maissa teollisuuden kaasunkulutuksen ennakoitaan kasvavan talouskasvun myötä.



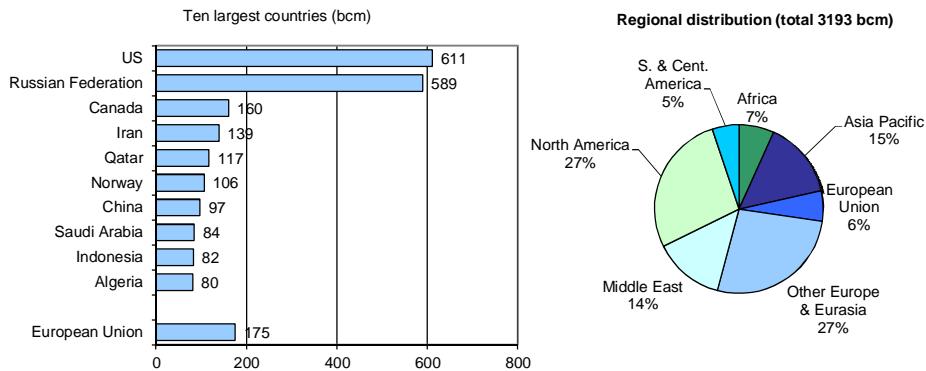
Kuva 20. USA:n ja EU:n kaasunkulutus sektoreittain (USA:n tiedot GWPC 2009, EU:n Eurogas 2010).

Maakaasua käytetään myös liikennepolttoaineena. IANGV:n (International Association for Natural Gas Vehicles) tilastojen mukaan maailmassa oli vuoden 2009 lopussa noin 11,4 miljoonaa maakaasulla kulkevaa ajoneuvoa. Suurin osa näistä on Pakistanissa, Argentiinassa, Iranissa, Brasiliassa, Intiassa, Italiassa ja Kiinassa (IANGV 2010). Suuressa osassa näistä valtioista maakaasua on suosittu liikenteessä kotimaisen maakaasuteollisuuden takia. Viime vuosina maakaasun liikennekäyttö on yleistynyt polttoaineen ympäristöystävällisyyden takia. Maakaasun käyttö liikenteessä edellyttää tankkausinfrastruktuurin rakentamista, mikä hidastaa maakaasun liikennekäytön merkittävää kasvua (IEA 2009).

Maakaasusta valmistetaan myös nestemäistä polttoainetta GTL-prosessin (Gas-to-liquids) avulla. Maailmassa on nykyisin muutama kaupallisessa käytössä oleva GTL-laitos. Nykyisten ja lähivuosina käyttöönotettavien laitosten kaasunkulutus tulee olemaan noin 33 bcm vuosittain, ja ne tuottavat noin 250 kb/d nestemäistä polttoainetta (IEA 2009). IEA ennakoi GTL-laitosten kaasun kulutuksen kasvavan 70 bcm:ään vuoteen 2030 mennessä referenssiskenaariossa.

4.4 Maakaasun tuotanto

Maakaasua tuotettiin vuonna 2010 globaalisti 3 193 bcm. Selvästi suurimmat maakaasun tuottajat ovat Venäjä ja USA, näiden tuotanto on yli kolmekertainen suhteessa kolmanneksi suurimpaan tuottajaan eli Kanadaan. Tuotannon alueellinen jakautuminen ja suurimmat tuottajamaat on esitetty kuvassa (Kuva 21).

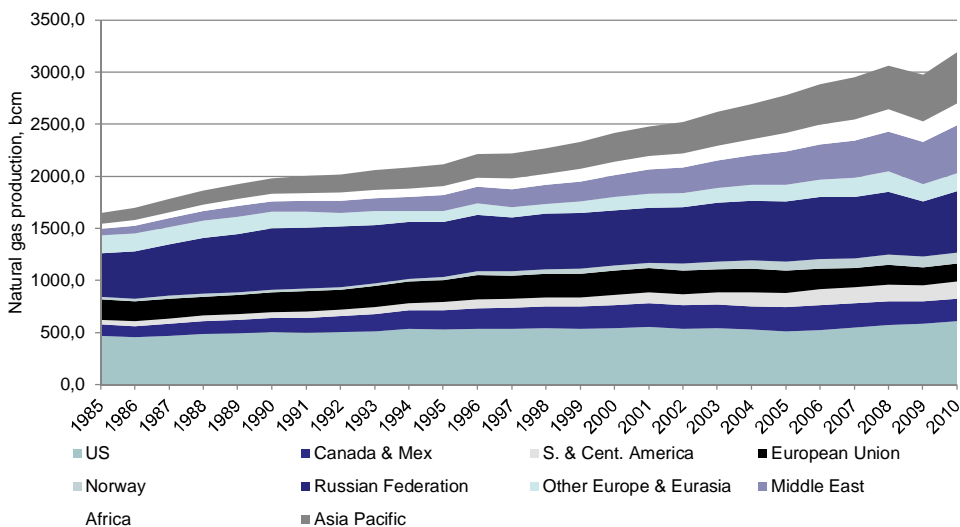


Kuva 21. Maakaasun tuotanto vuonna 2010 (data: BP 2011).

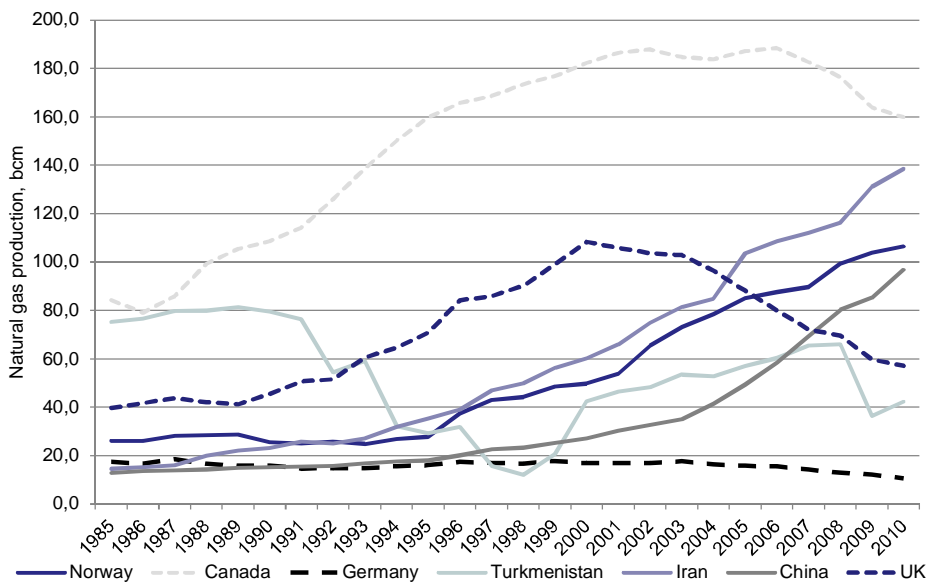
4.4.1 Maakaasun tuotanto alueittain

Kuvassa (Kuva 22) on esitetty maakaasun globaalien tuotannon kehittyminen ja kuvassa (Kuva 23) joidenkin tuottajamaiden tuotannon kehittyminen vuosina 1985–2010. Globaali maakaasun tuotanto on tällä aikavälillä kasvanut jatkuvasti. Eri tuotantoalueet ovat sen sijaan erilaisissa vaiheissa.

4. Maakaasu



Kuva 22. Maakaasun tuotanto vuosina 1985–2010 (data: BP 2011).



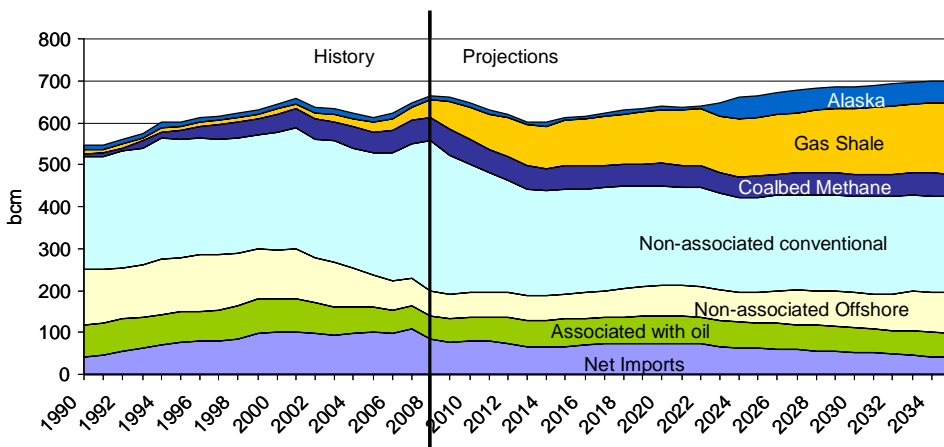
Kuva 23. Joidenkin valtioiden ja alueiden maakaasun tuotannon kehittyminen vuosina 1985–2010 (data: BP 2011).

EU-alueen maakaasun tuotanto saavutti huippunsa (235,4 bcm) vuonna 1996, ja pysyi samalla tasolla vuoteen 2004. Tämän jälkeen EU:n kaasuntuotanto on alentunut hitaasti, ja tuotanto oli vuonna 2010 174,9 bcm. IEA arvioi EU:n maakaasuntuotannon alenevan 103 bcm:ään vuoteen 2030 mennessä (IEA 2009).

Vuonna 2010 **Norjan** maakaasuntuotanto oli 106,4 bcm, josta lähes kaikki kuljetettiin putkitse UK:n ja Manner-Euroopan markkinoille. Norjan valtion ennusteiden mukaan kaasuntuotanto kasvaa seuraavan kymmenen vuoden sisällä noin 125–140 bcm:ään. Norjan suurimmat kaasukentät on kuitenkin jo otettu tuotantoon, ja näistä lähes kaikki ovat saavuttaneet suunnitellun suurimman tuotantomääränsä. On myös esitetty (Söderbergh et al. 2009), että Norjan kaasuntuotanto saavuttaisi huippunsa jo vuosien 2013–2014 aikana, ja suurin vuosituotantomäärä olisi 118–126 bcm. Vuonna 2030 tuotanto jäisi 96–115 bcm:ään, mikä on merkittävästi alempi kuin IEA:n esittämä 126 bcm/vuosi (IEA 2009).

Pohjois-Amerikan maakaasuntuotannon kasvu pysähtyi vuonna 2001, ja pysyi vuoteen 2006 asti samalla tasolla. Tuotettua maakaasumäärää ei voitu kasvattaa, sillä tuotannossa olleet maakaasuesiintymät olivat saavuttaneet tuotantohuippunsa, eikä uusia suuria esiintymiä enää löytynyt. Tiukka tuotantotilanne johti korkeisiin maakaasun hintoihin ja kysynnän alenemiseen. Korkeat hinnat kuitenkin kannustivat maakaasuntuottajia kehittämään tuotantotekniikoita ja etsimään uusia esiintymiä. USA:n maakaasuntuotanto on viime vuosina kasvanut merkittävästi epäkonventionaalisen maakaasun tuotantotekniikoiden kehittyessä. Erityisesti kaasuliuskeen tuotanto on viime vuosina kasvanut, kun käytetyt teknologiat (horisontaalinen poraaminen ja hydraulinen murtaminen) ovat kehittyneet ja tulleet edullisemmiksi - epäkonventionaalisen kaasun tuotantohinnat välillä 8 ja 18 €/MWh – ja toisaalta maakaasun markkinahinta on noussut vuoteen 2008 asti. IEA (2009) arvioi, että epäkonventionaalisen kaasun keskimääräinen tuotantokustannus alitti konventionaalisen kaasun kustannuksen vuonna 2007. Vuonna 2007 USA:n kaasuntuotannosta jo lähes puolet saatiin epäkonventionaalisista esiintymistä. USA:n kaasuntuotannon kasvuprosentit edelliseen vuoteen nähden ovat BP:n tilastojen mukaan olleet vuonna 2007 4,3 %, vuosina 2008 ja 2009 7,5 % ja vuonna 2010 4,7 %.

4. Maakaasu



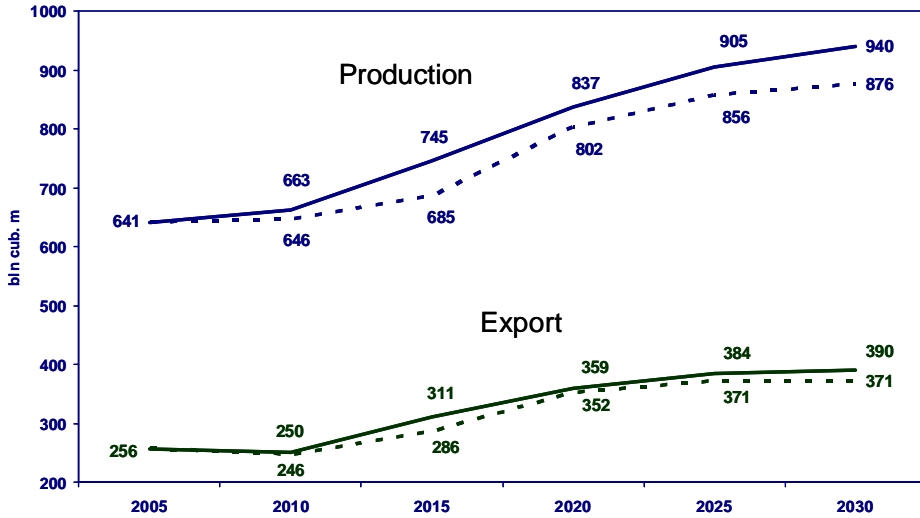
Kuva 24. EIA:n ennuste USA:n maakaasun hankinnalle (data: EIA 2010a).

Vuonna 2010 **Kanadan** kaasuntuotanto oli 159,8 bcm, ja se oli maailman kolmanneksi suurin kaasuntuottaja. Kaasua käytetään kotimaisessa teollisuudessa ja kotitalouksissa, ja lisäksi noin puolet tuotetusta kaasusta viedään USA:han. Kanadan öljyhiikkateollisuus käyttää noin 13 % Kanadan maakaasuntuotannosta öljyn tuotannossa ja jalostamisessa. Kanadan suurin maakaasun tuotantoalue Western Canadian Sedimentary Basin Albertassa, Brittiläisessä Kolumbiassa ja Saskatchewanissa. Myös arktisilta alueilta on löytynyt merkittäviä määriä kaasua. Kanada vie merkittäviä määriä maakaasua USA:han.

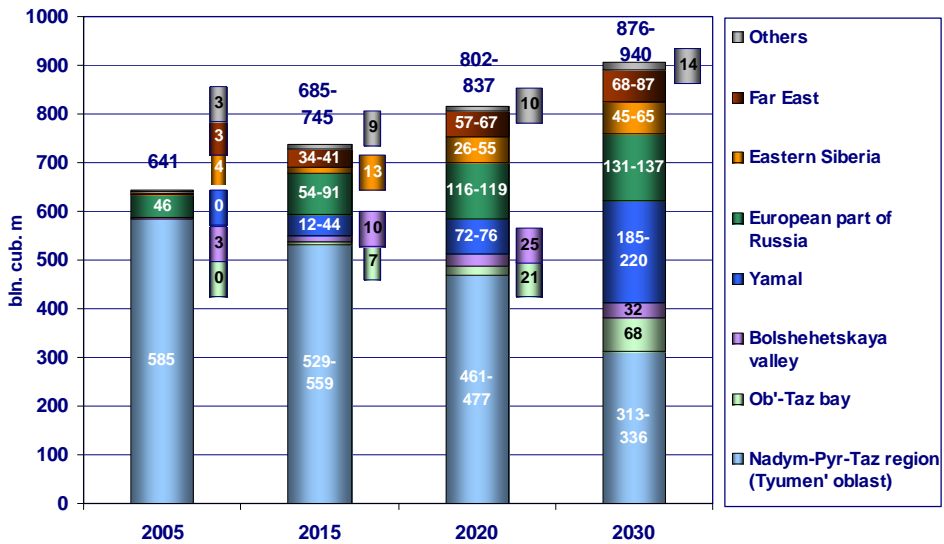
Kanadan kaasuntuotanto on viime vuosina alentunut, mutta myös Kanadassa odotetaan epäkonventionaalisten maakaasuesiintymien mahdollistavan maakaasun tuotannon kasvattamisen tulevaisuudessa (Natural Resources Canada 2008). Ensimmäinen uusia tekniikoita hyödyntävä kaasuliuske-esiintymä (Montney) on jo kaupallisessa tuotantovaiheessa (Oil & Gas Journal, Dec 14, 2009).

Venäjäillä on maailman suurimmat kaasuvarat, se on suurin kaasuntuottaja ja toiseksi suurin käyttäjä USA:n jälkeen. Venäjän kaasuntuotanto vuonna 2010 oli 588,9 bcm:ä (vuonna 2009 527,7 bcm ja 2008 601,7 bcm). Venäjän energiastaategian mukaan tuotanto kasvaa 876–940 bcm:ään vuonna 2030 (Gromov 2009). Nykyisin käytössä olevien kaasukenttien tuotanto on kuitenkin jo ohittanut huipunsa, ja uusien suurten kenttien käyttöönotto voi viivästyä. Esimerkiksi suuren Shtokmanin kentän tuotantoon ottamista on viivästetty finanssikriisin aiheuttaman maakaasun hinnan romahtamisen takia.

Venäjän energiastaategia vuodelle 2030 ennustaa kaasuntuotannon kasvavan 27–47 % vuoteen 2005 nähden (Kuva 25). Viennin ennakoidaan kasvavan 45–52 % (Gromov 2009). Energiastaategian mukaiset yksittäisten kenttien tuotantoonnustet on esitetty kuvassa (Kuva 26). Viennistä noin 15 % ennakoidaan olevan LNG:tä vuonna 2030.



Kuva 25. Venäjän energiastaategian 2030 ennuste kotimaiselle kaasun tuotannolle ja viennille (Gromov 2009).



Kuva 26. Venäjän energiastaategian 2030 arviot Venäjän kaasukenttien tuotannolle (Gromov 2009).

Venäjän kansallisen kaasuyhtiön Gazpromin osuus tuotannosta on noin 80 %, loput tuotannosta jakautuu pienemmille toimijoille. Gazprom on erittäin merkittävä toimija Venäjän valtion talouden kannalta, sen osuus valtion verotuloista on noin 25 %.

Enemmän kuin 70 Mt öljyä tai enemmän kuin 50 bcm kaasua sisältävät kentät on Venäjällä määritelty ”strategisiksi kentiksi” (Oil & Gas Journal, Apr 20, 2009). Mikäli ulkomainen sijoittaja löytää tällaisen kentän, voi Venäjän hallitus ottaa kentän haltuunsa maksamalla löytäjälle etsinnästä aiheutuvat kustannukset ja palkkion. Ulkomaiset sijoittajat voivat osallistua strategisten kenttien tuotantoon vain vähemmistöomistajina.

Kaasun vähittäishintoja Venäjällä reguloidaan. Kaasuntuottajien tulee myydä kotitalouksille kaasua hinnalla, joka on noin \$28/1000 m³, eikä hinta riipu kaasun markkinahinnasta. Gazpromin tulot kotitalouksille myydyistä kaasusta ovat siis noin 15–20 % kaasun myyntihinnasta Saksaan. Säännellyt, markkinahintaa alhaisemmat hinnat ovat johtaneet siihen, että kaasuntuottajilla on vaikeuksia rahoittaa investointeja. Hintaregulaatio ei myöskään kannusta tehokkaaseen toimintaan. Tavoitteena on reguloitujen vähittäismyyntihintojen nostaminen vähän kerrallaan.¹⁰

Öljyntuotannon yhteydessä tuotettua maakaasua ei yleisesti oteta Venäjällä talteen, vaan se poltetaan soihdussa. Poltetun kaasun määrää ei tarkkaan tunneta, mutta arviona on esitetty 17 bcm vuodelle 2008. IEA:n arvion mukaan Venäjällä soihduissa poltetun kaasun määrä olisi paljon tätä suurempi eli vuodelle 2007 50 bcm (IEA 2009). Venäjän hallitus on asettanut tavoitteekseen poltetun kaasun määrän vähentämisen 3 bcm:ään vuoteen 2012 mennessä (Oil & Gas Journal, April 20, 2009).

Kaasun tuotanto tulee lähivuosikymmeninä keskittymään entistä enemmän niille valtioille, joilla on suuret kaasureservit. Esimerkiksi Euroopan oma kaasuntuotanto vähenee nopeasti, sillä suurten kaasukenttien tuotanto on jo ohittanut huipunsa. Kaasun kuljettaminen on kallista suhteessa sen energiasisältöön, joten kaasun tuonti Eurooppaa lähellä olevilta alueilta, lähinnä Venäjältä ja Pohjois-Afrikasta, kasvane.

Epäkonventionaalisisista esiintymistä saadaan nykyisin noin puolet USA:n kaasuntuotannosta, ja Kanadan epäkonventionaalinen kaasuntuotanto kasvaa voimakkaasti. Muualla maailmassa arviot epäkonventionaalisen kaasun varoista ja hyödynnettävyydestä ovat huomattavasti epävarmempia, mutta voidaan olettaa, että tuotanto kasvaa lähivuosina. Kun arviot epäkonventionaalisisista varoista ja näiden hyödynnettävyydestä paranevat, muuttuvat myös arviot kaasun hintakehityksestä ja tuotantomääristä alueittain.

¹⁰ <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Russia/NaturalGas.html>

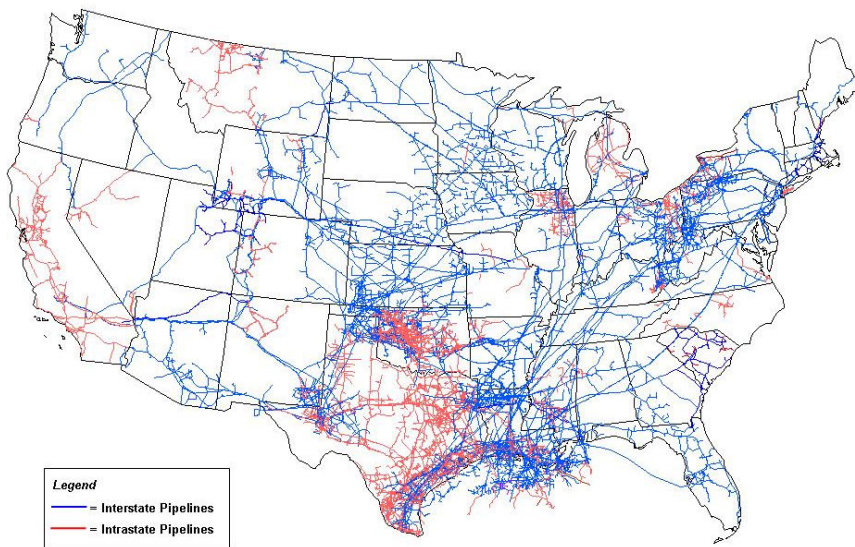
4.5 Maakaasun kuljetusinfrastruktuuri

Suurin osa tuotetusta maakaasusta kuljetetaan tuotantopaikalta kulutuspiisteeseen putkistoja pitkin. Maakaasu voidaan myös nesteyttää LNG:ksi, jolloin sitä voidaan kuljettaa tankkereilla meriteitse. Esimerkiksi öljyyn verrattuna maakaasulla on suuret kuljetuskustannukset suhteessa energiasisältöön.

4.5.1 Pohjois-Amerikka

Pohjois-Amerikassa kaasun siirtoverkko on niin laaja ja linkittynyt, että kaasunsiirtoverkkoa voidaan käsitellä yhtenä kokonaisuutena (Kuva 2727). Maakaasuputkiston pituus on yhteensä noin 190 000 kilometriä, ja painetta ylläpitää yli 1 400 paineenkorotusasemaa. Verkossa on 24 hubia eli markkinapaikkaa, joissa putket risteävät. Verkkoon on liitetty noin 400 maanalaista maakaasuvarastoa. Kanadan maakaasuverkoston yhteispituus on noin 80 000 km.

Suurimmat maakaasua tuottavat alueet ovat USA:ssa the US Gulf Coast sekä maan keskivaiheilla sijaitsevat Adanarkon, San Juanin ja Pernianin altaiden (basin) sekä Wyomingin esiintymät. Alaskassa on huomattavan suuria maakaasuesiintymiä, mutta putken rakentaminen Alaskasta etelään on katsottu toistaiseksi taloudellisesti kannattamattomaksi. EIA:n vuoden 2010 Annual Energy Outlookissa Alaskan kaasuputken ennakoitaan olevan toiminnassa vuonna 2023 (EIA 2010a).



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

Kuva 27. USA:n maakaasun siirtoverkko (lähde: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html)

4.5.2 Eurooppa

Euroopan maakaasuverkko on esitetty kuvassa (Kuva 28).



Kuva 28. Euroopan maakaasuverkko (Eurogas 2010).

EU-alueelle tulevien maakaasuputkien nykyiset ja ennakoidut kapasiteetit on esitetty kuvassa (Kuva 29). Käynnissä ja suunnitteilla olevia putkihankkeita ovat muun muassa:

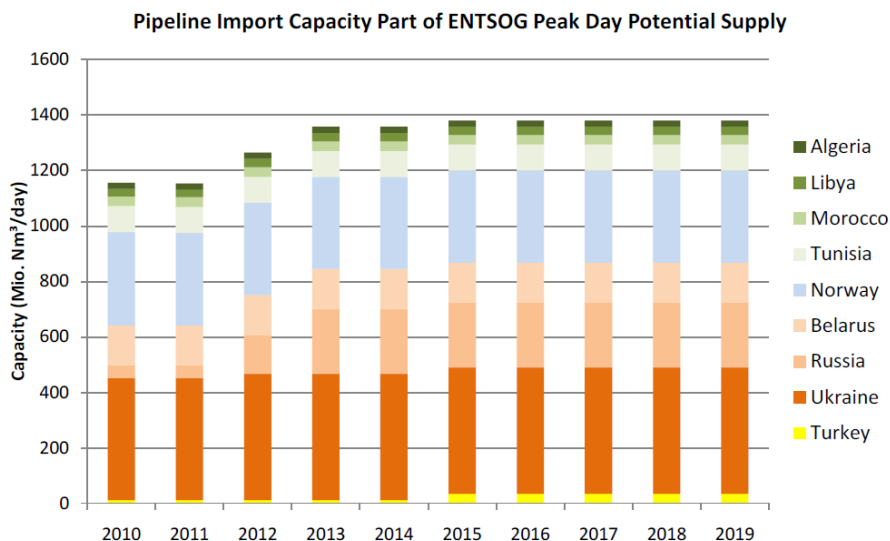
- **Nord Stream**¹¹, jonka rakentaminen aloitettiin keväällä 2010. 1 200 km kaasuputki tulee ulottumaan Viipurista Greifswaldiin Saksaan. Ensimmäinen vaihe valmistui vuonna 2011 kuljetettavan kaasun määrän ollessa 27,5 bcm vuodessa. Vuotta myöhemmin saataneen käyttöön toinen rinnakkainen putki, jolloin kuljetuskapasiteetti kaksinkertaistuu.
- **Nabucco**¹², joka tulee yhdistämään Kaspianmeren alueen, Lähi-idän ja Egyptin Eurooppaan. Nabucco rakennetaan Turkin itärajalta Bulgarian, Romanian ja Unkarin kautta Itävallan Baumgarteniin. Putken pituus tulee

¹¹ Lisätietoja: <http://www.nord-stream.com/fi/>

¹² Lisätietoja: <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en>

olemaan noin 3 300 km, ja vuotuinen kapasiteetti 31 bcm. Rakentaminen aloitettaneen vuonna 2011, ja käyttö aloitettaneen 2014.

- Italian ja Algerian välille rakennettava **Galsi**¹³, joka valmistunee vuonna 2014. Kapasiteetti on 8 bcm/vuosi.
- **South Stream**¹⁴ Venäjältä Italiaan ja Itävaltaan. South Stream on suunniteltuvaiheessa, ja sen kapasiteetiksi on suunniteltu jopa 63 bcm/vuosi.
- **White Stream**¹⁵ Georgiasta Romaniaan ja Ukrainaan. Ensimmäisessä vaiheessa kapasiteetti tulee olemaan 8 bcm (valmistunee vuonna 2016). Jos Trans-Caspian linja rakennetaan, kasvaa kapasiteetti 32 bcm:ään/vuosi.



Kuva 29. EU-alueelle tulevien maakaasuputkien tuontikapasiteetti huipputilanteissa vuosina 2010–2019 (kuva: ENTSOG 2009).

4.5.3 LNG:n kuljetukset

Maakaasun kuljettaminen nesteytettynä tulee putkikuljetusta edullisemmaksi noin 3 000–4 000 km etäisyyksillä (JRC 2009). Offshore-putkikuljetukset ovat maalla kulkevia putkikuljetuksia kalliimpia, joten näillä raja on noin 2 000 km. LNG:tä saatetaan suosia myös poliittisista syistä. Esimerkiksi tuontiriippuvaisessa EU:ssa

¹³ Lisätietoja: <http://www.galsi.com/>

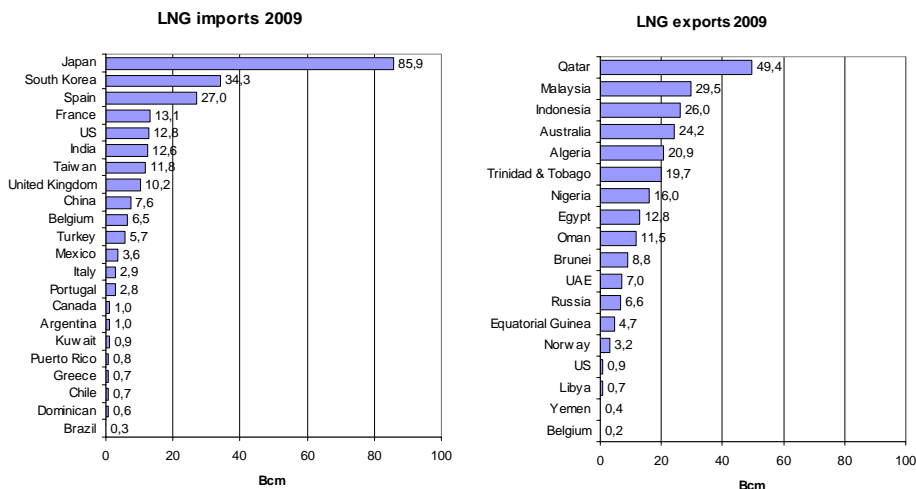
¹⁴ <http://south-stream.info/?L=1>

¹⁵ <http://www.queu-whitestream.com/>

4. Maakaasu

LNG nähdään keinona monipuolistaa maakaasun hankintaa ja vähentää riippuvuutta suurimman yksittäisen toimittajamaan Venäjän kaasuntoimituksista.

LNG:n suurimmat viejät ja tuojat on esitetty kuvassa (Kuva 30). Vuonna 2009 Japanin LNG:n tuonti oli noin 35 % globaalista LNG:n kaupasta. Muita suuria LNG:n tuojia Aasiassa ovat Etelä-Korea ja Taiwan. Euroopassa suurimmat LNG:n tuojat ovat Espanja ja Ranska. Suurin tuottaja on Qatar, jonka osuus globaalista LNG:n tuotannosta on noin 20 %. Muita suuria tuottajia ovat Malesia, Indonesia, Australia ja Algeria.

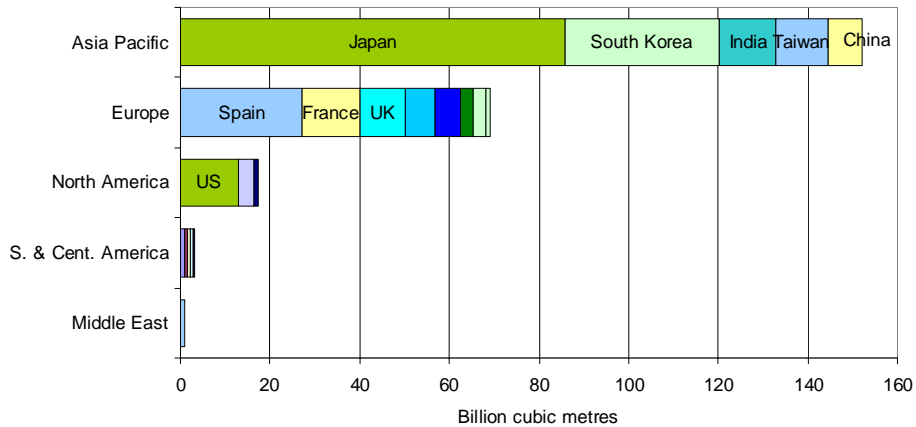


Kuva 30. LNG:n tuonti ja vienti valtioittain vuonna 2009 (data: BP 2010).

LNG:n kauppa jakautuu kahteen maantieteelliseen markkinaan:

- **Atlantin markkinat:** Eurooppa, Pohjois- ja Länsi-Afrikka, USA:n itärannikko ja Meksikonlahti
- **Tyynenmeren markkinat:** Etelä-Aasia, Intia, Venäjä ja Alaska

Tyynenmeren markkinan volyymi on huomattavasti suurempi kuin Atlantin markkinoiden (Kuva 31).



Kuva 31. LNG:n tuonti alueittain vuonna 2009 (data: BP 2010).

Kaasun tuottajat perustivat vuonna 2001 GEFC-järjestön (Gas Exporting Countries Forum), jonka jäsenmaat hallitsevat noin 85 %:a globaalista LNG:n tuotannosta. GEFC:n osuus globaalista LNG:n tuotannosta on siis huomattavasti suurempi kuin OPECin osuus öljyntuotannosta, ja lisäksi suurin osa järjestöjen jäsenistä on samoja. GEFC:tä sanotaan usein kaasu-OPECiksi. GEFC saattaa pyrkiä ohjaamaan kaasun hintoja kartellinomaisesti (JRC 2009).

LNG:n kuljettaminen muodostaa noin 10–30 prosenttia LNG-kaasun kokonaiskustannuksista (DOE 2005). Kuljetuskustannukset vaihtelevat voimakkaasti lähinnä taloustilanteen mukaan. LNG-tankkereiden omistus ei ole kovinkaan keskittynyttä. LNG:n kuljetusten oletetaan kasvavan huomattavasti etenkin välillä 2020–2030, mutta tällä ei odoteta olevan merkittävää vaikutusta laivakuljetusten ”solmukohdissa”. Uudet LNG-tankkerit rakennettaneen Euroopan ulkopuolella, mutta liikenteen kasvu tuonee etenkin eteläisen Euroopan varustamoille merkittävää tankkerien korjausliiketoimintaa (JRC 2009).

4.5.4 Alueiden välinen kauppa

Maakaasureservit ovat keskittyneet Lähi-itään ja Venäjälle, eikä monella maakaasun käyttäjällä Euroopassa ja Aasiassa ole omia varoja. Maakaasun kysynnän kasvaessa ja esimerkiksi Euroopan omien maakaasuvarojen vähentyessä alueiden välisen kaupan ennakoitaan kasvavan nopeasti. IEA:n vuoden 2009 World Energy Outlookissa (IEA 2009) alueiden välisen kaupan ennakoitaan kasvavan vuoden 2007 667 bcm:stä hieman yli 1 tcm:ään vuoteen 2030 mennessä (referenssiskenaario)

Globaali talouden taantuma ja toisaalta Pohjois-Amerikan epäkonventionaalisten esiintymien ennakoitua suurempi tuotanto ovat muuttaneet nopeasti lähivuosien kaasun kysyntäennusteita sekä kuljetusarvioita. IEA:n arvion mukaan noin vuonna

2015 kaasun kuljetusinfrastruktuuri on vajaassa käytössä, ja vuonna 2015 käytössä on kapasiteetista (maakaasun nesteytys ja putket) vain 73 %. Vuonna 2007 suurimpien alueiden välisen maakaasun kuljetuskapasiteetin käyttöaste oli 88 %. Mikäli taantumaa ei olisi ollut ja kaasun kysyntä olisi kasvanut taantumaa edeltäneellä vauhdilla, kapasiteetin käyttöaste olisi paljon suurempi.

Vajaakäytössä oleva kaasun nesteytyskapasiteetti saattaa vaikuttaa kaasumarkkinoihin ja hintoihin voimakkaasti. Kun suurilla kaasun tuottajilla on vapaata nesteytyskapasiteettia, voivat nämä valtiot tarjota merkittäviä määriä LNG:tä spot-markkinoille. LNG:n spot-markkinoiden tarjonnan kasvu alentaisi LNG:n hintoja ja lisäisi kaupankäynnin volyyymiä.

4.6 Maakaasumarkkinat

Maakaasulla ei ole vastaavia aidosti globaaleja markkinoita kuten öljyllä. Maakaasun fysikaaliset ominaisuudet vaikuttavat sen kuljetus- ja varastointimahdollisuuksiin: kaasun energiasisältö on pienempi kuin öljyn, ja toisaalta kuljettaminen on sidottu suurilla investointeilla vaatimaan LNG- tai putki-infrastruktuuriin. Kaasumarkkinat ovat myös öljymarkkinoita varhaisemmassa kehitysvaiheessa.

Euroopan oma kaasuntuotanto on jo ohittanut huippunsa, ja Eurooppa on yhä enenevässä määrin riippuvainen tuontikaasusta. Tuontikaasu ostetaan yleensä öljyn hintakehitykseen sidotuilla pitkillä sopimuksilla, ja kaasun hinta seuraa myös maiden sisäisessä kaupassa näissä sopimuksissa sovittuja tuontihintoja. EU:n sisällä ei ole vielä yhtenäisiä kaasun sisämarkkinoita, mutta tämä on EU:n tavoitteena.

Pohjois-Amerikan ja Yhdistyneiden kuningaskuntien kaasumarkkinat ovat muita markkina-alueita kehittyneemmät. Näillä alueilla kaasulla on oma markkinahintansa. Öljyn hinta vaikuttaa toki kaasun hintaan tuotteiden korvaavuuden takia, mutta kaasun hinta ei ole sopimuksissa indeksoitu öljyn hintaan. Näille alueille on yhteistä omat maakaasureservit ja -tuotanto. Lisäksi kummallakaan alueella tuotanto ei ole keskittynyt yhdelle yhtiölle, vaan toimijoita on ollut useita. Nämä tekijät ovat yhdessä markkinoiden kilpailullisuuden kehittymistä tukevan regulaation kanssa edesauttaneet tehokkaasti kilpailujen maakaasumarkkinoiden syntymistä.

Kaupankäynnin likviditeettiä voidaan kuvata churn-luvulla, joka on kaupatun maakaasun volyymin suhde fyysisesti välitettyyn maakaasuun. Yleensä markkinoita pidetään likvideinä, jos churn-luku on vähintään 15. USA:n suurimman kaasun kauppapaikan Henry Hubin churn on noin 100 (öljylle WTI:n ja Brentin churn on noin 500) (Energy Charter 2007). UK:n NBP:ssä vastaava churn-luku on vuosina 2006–2009 vaihdellut välillä 6–14, muilla eurooppalaisilla markkinoilla churn on huomattavasti pienempi.

4.6.1 Pohjois-Amerikka

Kanadan ja USA:n kaasuverkko on kapasiteetiltaan kuljetustarpeisiin nähden riittävän suuri, laaja ja verkottunut, ja verkko toimii kaasumarkkinoiden kannalta virtuaalisesti yhtenä järjestelmänä. Myytävän maakaasun lisäksi myös verkon

kapasiteetti on kaupankäynnin kohteena. Aikajänne kapasiteetin varaamisessa on suhteellisen lyhyt, toimittajat varaavat tyypillisesti kapasiteetin seuraavan kuukauden toimituksia varten. Tämä tekee markkinoista varsin lyhytjänteisiä ja hinnoista volatiileja (Energy Charter 2007).

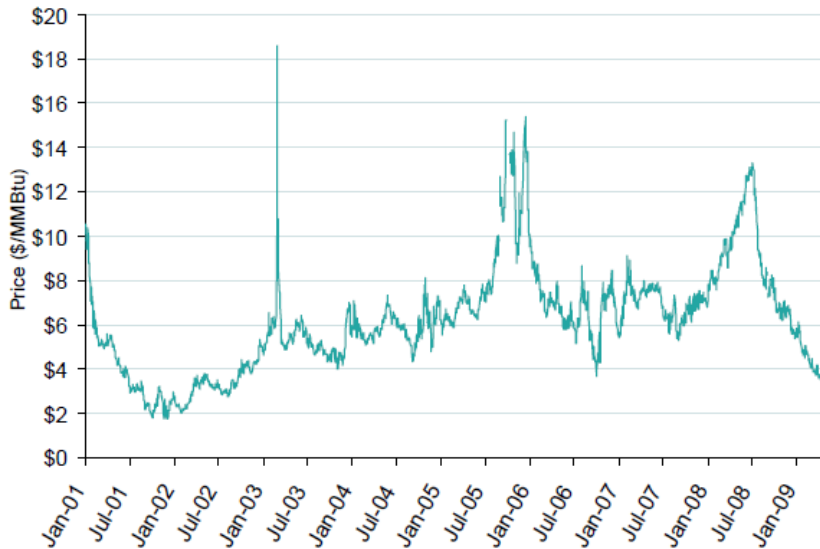
Kun uusia siirtoverkkoinvestointeja tarvitaan, pidetään ”*open seasons*”, jossa uusien putkien rakentajat ottavat vastaan kaasun siirtäjien varauksia uuden putken kapasiteetista. Kaasun siirtäjät sitoutuvat käyttämään uutta putkilinjaa tai maksamaan varaamastaan kapasiteetista (*ship-or-pay*). Vastaava käytäntö on otettu käyttöön myös Euroopassa.

Kaasuverkon keskeiset risteyskohdat eli ”hubit” muodostavat markkinapaikkoja. Pohjois-Amerikan keskeisin hub on Henry Hub Louisianaassa. Henry Hubin kaasun hintaa käytetään perustana spot-kaupoissa ja referenssihintana New York Mercantile Exchange (NYMEX) – pörssissä käytävälle maakaasufutuuriin kaupalle. Muiden hubien maakaasun hinnat ilmoitetaan suhteessa Henry Hubin hintaan (*basis differentials*).

Pohjois-Amerikassa gas-to-gas-kilpailu on hyvin kehittyntä, eli öljyn ja kaasun hintalinkki on heikko. Kaasun hintaa ei ole sopimuksissa määritetty öljyn hintaan perustuen. Varsinkin aikoina, jolloin kaasun tarjonta ylittää kysynnän, määräytyy kaasun hinta varsin itsenäisesti. Kaasun käyttö voidaan kuitenkin useissa kohteissa korvata öljyllä. Jos kaasun hinta suhteessa öljyn hintaan nousee korkeaksi, siirtyy osa kaasun kuluttajista käyttämään öljyä, ja näin öljyn hinta alkaa epäsuorasti vaikuttaa kaasun hintaan.

Henry Hubin kaasun päivittäiset spot-hinnat vuosilta 2001–2010 on esitetty kuvassa (Kuva 32). Kaasun ja öljyn hintoja on vertailtu kuvassa (Kuva 33). Kuvista nähdään, että kaasun hinta on ollut varsin volatiili. Hintapiikkien taustalla on usein ollut kaasun tuotantoa nopeasti vähentävä tekijä kuten hurrikaanit Meksikonlahdella. Kaasun hinta seurasi öljyn ja muiden raaka-aineiden hintojen nousua vuodesta 2007 lähtien, mutta USA:ssa kaasun hinta aleni taantuman alkaessa nopeasti. Euroopassa kaasun hinta on sidottu öljyn hintaan pitkillä sopimuksilla, ja kaasun sopimushinnat jäivätkin korkeiksi vielä useaksi kuukaudeksi öljyn hinnan vajoamisen jälkeen.

4. Maakaasu

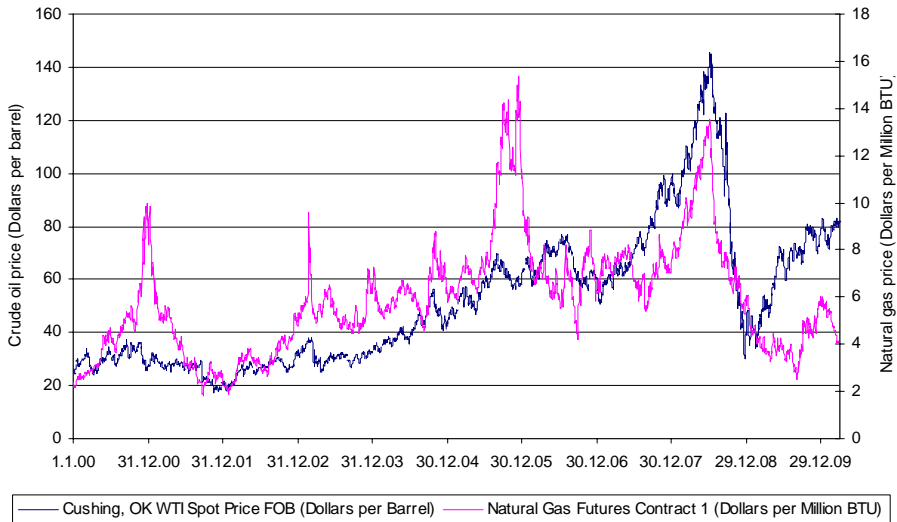


Source: Derived from Platts data.

Updated May 7, 2010

Kuva 32. Maakaasun päivittäisiä spot-hintoja Henry Hubissa (kuva: FERC 2010, <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/ngas-ovr-hh-pr.pdf>)

Vuoden 2009 lopusta lähtien maakaasun hinta on ollut öljyn hintaan nähden hyvin alhainen. Alhaiseen hintatasoon on vaikuttanut kaasun kysynnän aleneminen taantuman seurauksena ja toisaalta samanaikainen kotimaisen liuskekaasun tuotannon ja reservien kasvu.



Kuva 33. USA:n maakaasun ja öljyn päivittäiset spot-hinnat (kuva VTT, hintadata EIA). 1 \$/MBtu \approx 2,5 €/MWh kurssilla 1,35 \$ per €

4.6.2 Eurooppa

Euroopan kaasumarkkinat eivät ole yhtenäiset, vaan koostuvat useista alueellisista markkinoista. Suurimmat markkinat ovat Yhdistyneet kuningaskunnat (kulutus vuonna 2009 86,5 bcm), Saksa (78,0 bcm), Italia (71,6 bcm), Ranska (42,6 bcm) ja Espanja (34,6 bcm). UK:n kaasumarkkinat on vapautettu kilpailulle jo 1986, ja UK:n markkinoita voidaan verrata Pohjois-Amerikan markkinoihin. Muualla Euroopassa kaasumarkkinat ovat vielä varhaisemmassa kehitysvaiheessa.

EU:n tavoitteena on yhteiset kaasun sisämarkkinat. Markkinat ovat kuitenkin toistaiseksi lähinnä kansalliset. Markkinoiden yhdistymisen edellytyksenä on riittävä kaasun siirtokapasiteetti valtioiden välillä ja tämän kapasiteetin tehokas allokoiminen. Suurimassa osassa EU:ta kansalliset kaasun tukkumarkkinat ovat erittäin keskittyneitä muutamalle toimijalle. Markkinoiden yhdistämisen myötä keskittyneisyys vähenee.

Suurin osa EU-alueelle tuotavasta kaasusta ostetaan tuottajilta pitkillä sopimuksilla, ja spot-kaupan volyyymi on pieni. Kaasu on pitkissä sopimuksissa yleensä hinnoiteltu öljyn hintaan indeksoituna, ja kaasun hintaan vaikuttaa öljyn hinta edellisten 3–6 kuukauden ajalta. EU-alueen markkinoista vain Yhdistyneissä kuningaskunnissa on likvidi kaasun kauppapaikka, jossa hinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaan. Manner-Euroopassa kaasu ostetaan enimmäkseen pitkillä sopimuksilla.

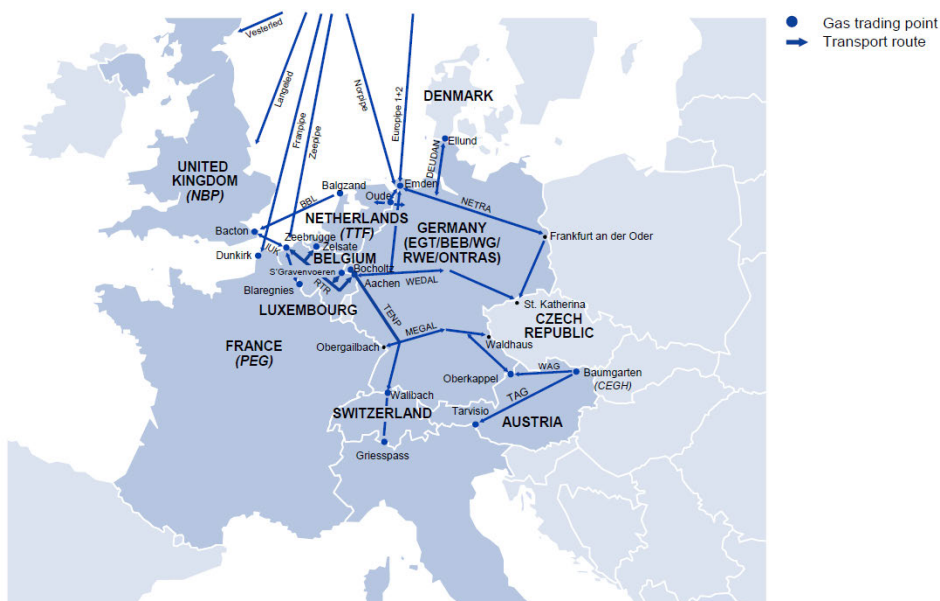
EU:n kaasumarkkinat ovat toistaiseksi lähinnä kansalliset, vaikka EU pyrkiikin voimakkaasti yhdistämään kansallisia markkinoita ja edistämään kilpailua. Suuret

4. Maakaasu

eurooppalaiset kaasuputket ja kaasun kauppapaikat on esitetty kuvassa (Kuva 34). Suurimmat kaasun kauppapaikat (hubit) ovat Yhdistyneiden kuningaskuntien NBP (National Balancing Point), Alankomaiden TTF, Belgian Zeebrugge ja Saksan NGC. Euroopan likvideintä kaasukauppaa käydään NBP:n, TTF:n ja Zeebruggen hubien alueella.

Vuonna 2007 julkaistussa Energy Sector Inquiry:ssa (EC 2007) EU-alueen kaasumarkkinoiden suurimmiksi ongelmiksi nähtiin seuraavat:

- Markkinat ovat edelleen erittäin keskittyneet suurimmille toimijoille, ja kaasu-toimittajien eriyttäminen verkko-operaattoreista on kesken
- Tukkumarkkinat eivät ole likvidejä, infrastruktuurin puute hankaloittaa uusien toimijoiden tuloa markkinoille
- Valtioiden rajat ylittävä kaasukauppa ei edistä kilpailua toivotusti
- Markkinainformaatio on huonosti saatavilla
- Läpinäkyvyys on puutteellista.



Kuva 34. Euroopan kaasun markkinapaikat (kuva: RWE 2010).

Kaasun tuotanto **Yhdistyneissä kuningaskunnissa** ylitti vuosia kysynnän. Pohjanmeren kaasuntuotanto riitti vastaamaan UK:n kaasunkysyntään ja kaasua myös vietiin Manner-Eurooppaan. UK:n kotimainen kaasuntuotanto kääntyi kuitenkin laskuun vuonna 2006, ja tämän jälkeen kaasua on tuotu saarelle putkia pitkin Norjasta ja Alankomaista. UK:ssa on myös useita LNG:n vastaanottoterminaalieja.

Kaasun hinta noteerataan **NBP:ssä** (National Balancing Point), joka on virtuaalinen kauppapaikka. NBP perustettiin vuonna 1996, ja siitä on kehittynyt Euroopan likvidein kaasun spot-markkina.

UK:n kaasun hinta määräytyy kilpailuilla markkinoilla. Koska UK:n ja Alankomaiden välillä on kaasuputki, vaikuttaa myös Manner-Euroopan kaasun hinta UK:n kaasun hintaan. Koska mantereella kaasun hinta on usein sidottu öljyn hintaan pitkillä sopimuksilla, vaikuttavat näiden sopimusten hinnat myös UK:ssa muodostuvaan kaasun hintaan.

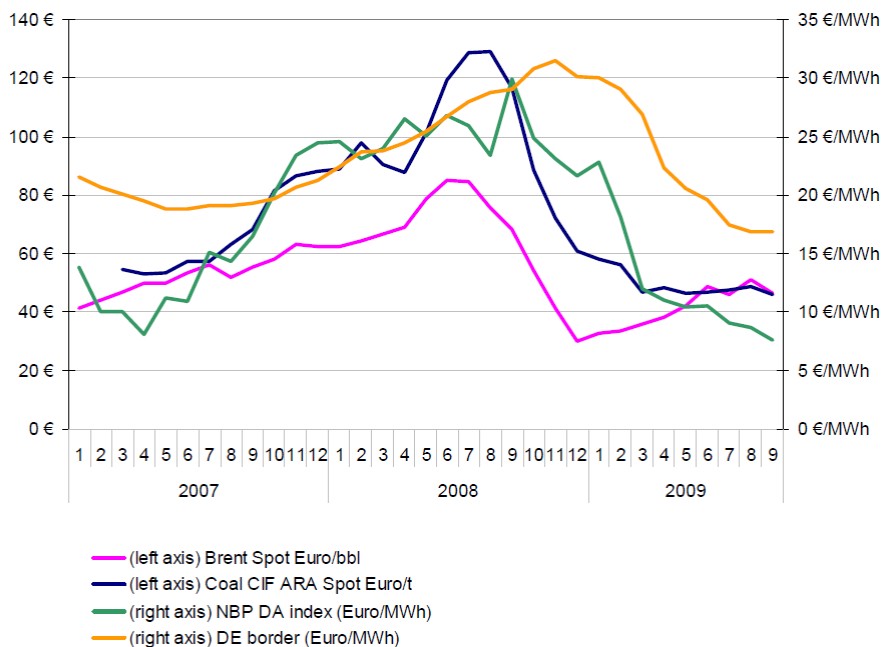
Belgian Zeebrugge-hub on putkistojen kautta yhteydessä Yhdistyneiden kuningaskuntien markkinoihin, Norjan kaasukenttiin ja Manner-Euroopan markkinoihin Belgian putkistojen kautta. Zeebruggea pidetään yleensä Manner-Euroopan likvideimpänä kaasun kauppapaikkana. Kaasun siirtäminen Zeebruggesta itään on vaikeaa, sillä näiden putkistojen kapasiteetti on huonosti saatavilla kolmansille osapuolille (IEA 2008). Zeebruggen kaasun hinta korreloi vahvasti NBP:n hinnan kanssa, ja kaasun hinta noteerataan samassa yksikössä (pence per therm).

Alankomaiden TTF (Title Transfer Facility) on yhteydessä Pohjanmeren kaasukenttiin ja tärkeimpiin Manner-Euroopan markkinoihin. TTF:stä on myös putki NBP:hen, mutta tätä linjaa pitkin voidaan vain viedä kaasua mantereelta Yhdistyneisiin kuningaskuntiin. Tuonti UK:sta on mahdollista Belgian kautta.

Saksassa on useita hubeja ja kaasun siirto-operaattoreita. Vielä vuoden 2007 alussa markkina oli jaettu 21 alueeseen, mutta operaattorit ovat yhdistäneet alueita vapaaehtoisesti. Integroinnin ansiosta Saksan hub-kauppa on kasvanut merkittävästi (EC 2010).

Vuonna 2008 alkaneen taantuman seurauksena öljyn ja hiilen hinnat alenivat nopeasti. Pitkillä sopimuksilla myytävän kaasun hinta on indeksoitu öljyn hintaan useiden kuukausien viiveellä, ja hintalinkin takia pitkillä sopimuksilla ostettavan kaasun hinta pysyi öljyn hinnan laskettua useita kuukausia korkealla tasolla (Kuva 35). Edulliset spot-hinnat kasvattivat hubeissa käytävää kauppaa ja lisäsivät aktiivisuutta LNG:n kaupassa.

4. Maakaasu



Kuva 35. Kaasun ja kilpailevien polttoaineiden hinnat Euroopassa. Kaasun hinta oikealla akselilla, öljyn ja hiilen vasemmalla (kuva: EC 2010).

4.6.3 LNG -markkinat

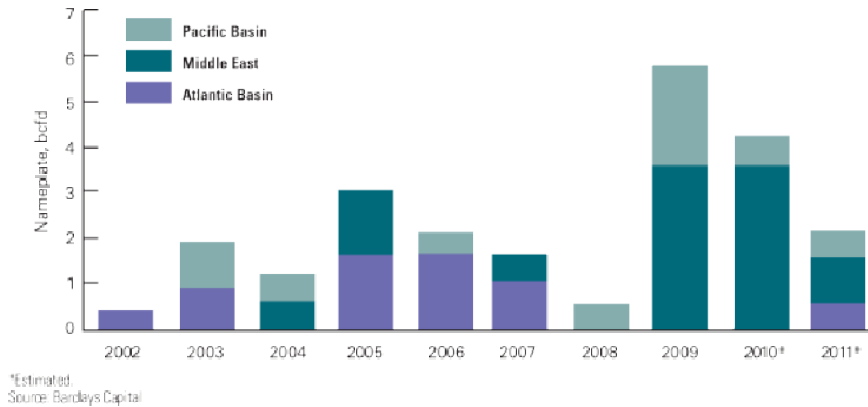
Pitkät sopimukset ovat perinteisesti hallinneet LNG:n kauppaa. Nesteytys- ja kaasutuslaitokset ovat erittäin kalliita, ja näihin liittyvät investointiriskit on haluttu minimoida sopimalla kaupoista etukäteen. LNG:n myynti- ja ostosopimukset ovat tyypillisesti olleet useiden kymmenien vuosien pituisia, ja maakaasun hinta on näissä indeksoitu suhteessa öljyn hintaan.

Pitkät sopimukset hallitsevat edelleenkin Aasian ja Manner-Euroopan LNG-kauppaa. LNG:n hinta on Aasiassa yleensä indeksoitu raakaöljyn hintaan nähden ja Manner-Euroopassa useiden öljy- ja kaasutuotteiden hintoihin nähden (Energy Charter 2007). UK:ssa ja Pohjois-Amerikassa maakaasun hinta määräytyy gas-to-gas hintakilpailulla, joten öljyn hintaan sidottu LNG:n hinta ei toimi. Näillä markkinoilla on käytetty muita sopimustyyppisiä tai LNG on hinnoiteltu Henry Hubin tai NBP:n hintojen mukaisesti.

Vuoden 2007 alusta vuoden 2008 loppuun globaali LNG-markkina oli tuotantorajoitteinen, eli nesteytyslaitosten kapasiteetti rajoitti markkinoille saatavan LNG:n määrää. Samaan aikaan Aasian kaasun kysyntä kasvoi voimakkaasti, ja LNG:tä kuljetettiin Aasiaan myös Atlantin markkinoilta. Taantuma siirsi nesteytyslaitosinvestointeja Aasian ulkopuolella vuoden 2008 aikana, mutta jo vuonna 2009 kapasiteetti kasvoi voimakkaasti (Kuva 36).

LIQUEFACTION CAPACITY GROWTH

Fig.2

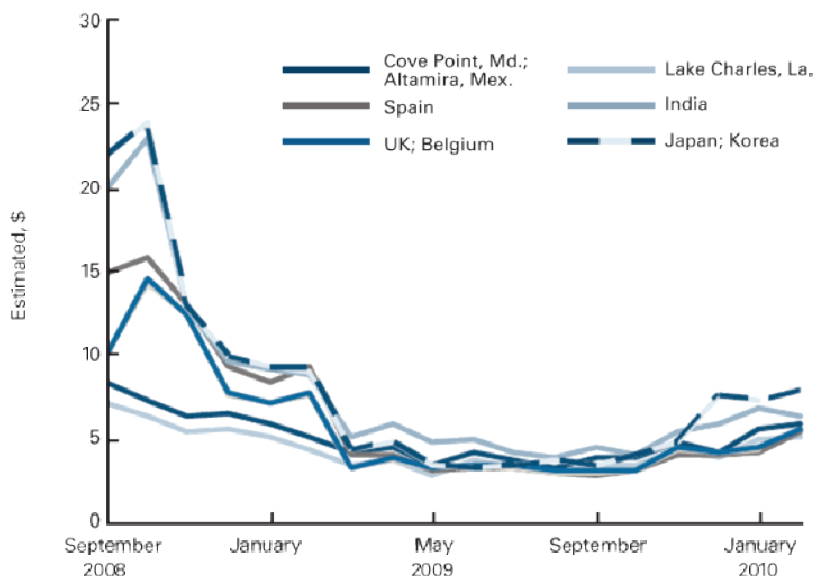


Kuva 36. Maakaasun nesteytyskapasiteetin kasvu vuosina 2002–2011 (kuva: Oil & Gas Journal, Mar 1, 2010).

LNG:n hinnat eri markkina-alueilla on esitetty kuvassa (Kuva 37). Vuonna 2008 alkanut globaali talouden taantuma vähensi maakaasun käyttöä suurilla markkina-alueilla Euroopassa ja USA:ssa. Myös Aasiassa maakaasun kysynnän kasvu hidastui. Erityisesti USA:n tarve LNG:n tuonnille väheni kysynnän laskiessa ja oman kaasuntuotannon kasvaessa. LNG:tä tuotiinkin vuonna 2009 erityisen paljon Eurooppaan, ja eri markkina-alueiden hinnat lähenivät toisiaan huomattavasti.

LANDED LNG PRICES

Fig. 1



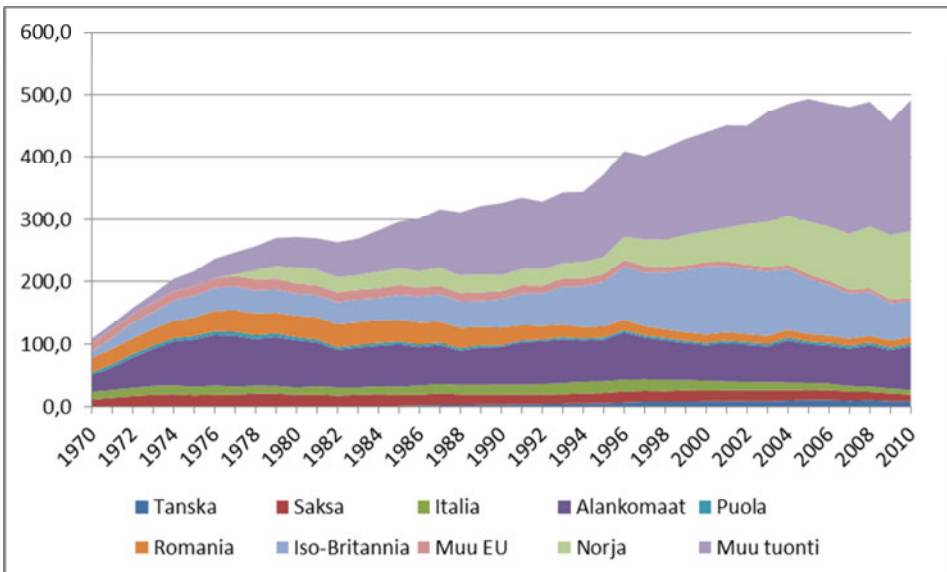
Source: Waterborne Energy, Houston; Barclays Capital

Kuva 37. LNG:n hintoja eri markkina-alueille 2008–2010 (kuva: Oil & Gas Journal, Mar 1, 2010).

4.7 Euroopan maakaasunhankinta

Lähes kaikki eurooppalaiset kaasukentät ovat jo ohittaneet tuotantohiippunsa, ja Euroopan maakaasuntuotanto vähenee vuosi vuodelta. Norjan maakaasuntuotanto ei ole vielä huipussaan, mutta arvioiden mukaan huippu saavutetaan lähivuosina. EU:n maakaasuntuotanto oli vuonna 2008 38 % kulutuksesta, ja Norjasta tuotiin noin 19 % kulutuksesta. Vuonna 2010, kulutuksen ollessa kutakuinkin sama kuin vuonna 2008, oma tuotanto oli laskenut 36 %:iin, tosin tuonti Norjasta kasvoi hieman eli 20 %:iin kulutuksesta. Maakaasumavaraisuuden kehittyminen vuosina 1970–2008 on esitetty kuvassa (Kuva 38).

Suurin osa tuontikaasusta tuodaan Venäjältä. Venäjän kaasuntuonnin varmuus on viime vuosina ollut esillä vuoden 2008 Venäjä-Georgia konfliktin ja vuoden 2009 Venäjä-Ukraina kaasuntoimituskiistan takia. Venäjän nyt tuotannossa olevien suurten maakaasukenttien tuotanto on kääntynyt laskuun. Venäjällä on aikomuksena ottaa käyttöön uusia suuria kaasukenttiä, mutta näiden tuotannon aloittamiseen ja kaasun kuljettamiseen Eurooppaan tarvitaan valtavia investointeja. Venäjän maakaasu on esitelty kuvassa (Kuva 39).



Kuva 38. EU:n ja Norjan maakaasuntuotanto ja maakaasun tuonti EU:hun (data: BP 2011).

Eurooppa tahtoi olla mahdollisimman omavarainen maakaasun osalta, mutta toisaalta maakaasun käyttöä tahdotaan suosia hiilen ja öljyn tilalla. Suuri riippuvuus yksittäisestä ulkoisesta toimittajasta on sekä taloudellinen että poliittinen riski, johon Eurooppa vastannee diversifioimalla tuontiaan sekä kuljetusreittien että alkuperän mukaan. Kuinka paljon EU aikoo sallia itsensä olevan riippuvainen yhdestä yksittäisestä tekijästä, Norjaa lukuun ottamatta, onkin tuhannen taalan kysymys. Jos EU onnistuu lisäämään omaa tuotantoaan eli lähinnä hyödyntämään epäkonventionaalisia resurssejaan ja Norjan tuontia, voi myös kysynnän antaa kasvaa.



Kuva 39. Venäjän maakaasuinfrastruktuuri (kuva: IEA 2010c).

4.7.1 Euroopan liuskekaasuresurssit ja niiden hyödyntäminen

Euroopan liuskekaasuesiintymät eivät ole geologisesti yhtä hyviä kuin USA:n (Stevens 2010): esiintymät ovat pienempiä, syvemmällä, pirstaleisempia ja savi-sempia eli huonommin murtuvia. On arvioitu, että liuskekaasun läpimurtoon Euroopassa tarvitaan yli 25 €/MWh:n markkinahintataso (Korn 2010), eli selvästi korkeampi kuin USA:ssa.

Euroopan parlamentille tehdyssä selvityksessä (EP 2011) suhtaudutaan melko negatiivisesti sekä liuskekaasuresurssien riittävyydelle että niiden kaupalliseen hyödyntämiseen. Raportissa arvioidaan, että Euroopan epäkonventionaalisen maakaasun resurssit ovat liian pienet vastatakseen maakaasukysynnän kasvuun ja vaikuttaakseen oman tuotannon vähentymiseen vuoteen 2035 mennessä ja että tästä syystä tulisi kyseenalaistaa myrkyllisten kemikaalien ruiskuttamista maaperään kaikkineen siihen liittyvine riskeineen, muun muassa pohjavesien saastumisuhkineen ja jopa maanjäristysriskeineen (1–3 Richterin asteikolla). Liuskekaasun hiilidioksidipäästöt vastaavat parhaimmillaan pitkän kuljetusmatkan maakaasua ja huonoimmillaan kivihiiltä (EP 2011), tosin IEA:n (IEA GAS 2011) mukaan päästöt ovat vain hieman, 4–12 %, suuremmat kuin konventionaalisen maakaasun.

Liuskekaasun hyödyntäminen vaatii muun muassa suuren maankäytön, pahimmillaan Yhdysvalloissa jopa kuuden tai useamman kaivon jätevesialtaineen, teineen ja putkineen neliökilometrille (EP 2011). Eurooppa on merkittävästi tiheimmin asutettu kuin USA, mikä myös asettaa omat rajoituksensa, varsinkin kun maanomistaja ei Euroopassa omista mineraalioikeuksia niin kuin USA:ssa. Myös veden tarve on suuri, kuten myös syntyvän jäteveden, mikä Euroopan tiukempien ympäristölakien takia voi olla haasteellista. Euroopassa maakaasuputkisto on

myös monopolien takana kun USA:ssa kaasuputkisto on deliberalisoitu ja avoin kaikille (Stevens 2010). Toimeenpanon kannalta katsottuna Euroopasta puuttuu kokonaan vaadittava poraus- ja kaivokalusto.

Julkisen mielipide Euroopassa suhtautuu hydrauliseen murtamiseen melko negatiivisesti. Hydraulinen murtaminen on Ranskassa hyväksytyin lain mukaan (EP 2011) sallittua vain tiukassa valvonnassa ja tieteellisistä syistä, ja se on myös Saksan Nordrhein-Westfalenissa kovassa vastatuuleissa. Saksalaisten tutkijoiden Euroopan parlamentille tehty selvitys (EP 2011) itsessään edustanee varsin hyvin tällaista länsi-eurooppalaista yleistä mielipidettä. Vastaavaa NUMBY-ilmiötä (Not Under My Back Yard) on kasvavassa määrin myös USA:ssa raportoitujen onnettomuuksien lisääntyessä ja hyödyntämisen lähestyessä kaupunkeja, muun muassa Marcellus-allas (basin) New Yorkin osavaltiossa (Science 2010). Useat lähteet, kuten Science 2010 ja IEA GAS mutta myös EP 2011, toteavat, että liuskekaasuun liittyneet ongelmatilanteet ovat pääasiassa tulosta huonosta toimeenpanosta, olemattomista ympäristövaatimuksista tai valvonnasta, ei tekniikassa itsessään olevista puutteista.

GDF-Suezin pääjohtaja ja Eurogasin puheenjohtaja Jean-Francois Cirelli ei odota liuskekaasulta samanlaista vallankumousta Euroopan energiamarkkinoilla kuin USA:ssa (EER May 9, 2011). Samaan päätyvät myös Korn (2010) ja Kefferpütz (2010). Toisaalta, esimerkiksi Puola on hyvin innokas ja myötämielinen liuskekaasulle (muun muassa EER June 14, 2011; Kefferpütz 2010). Puolan liuskekaasuvarannot ovat korkealaatuisia ja suhteellisen ylhäällä ja sijaitsevat usein haja-asutusalueilla (Kefferpütz 2010). Puolan nykyisen maakaasukäytön riippuvuus Venäjästä sekä ympäristöasenne vanhana itäblokin maana ovat myös seikkoja, jotka madaltavat liuskekaasuvarantojen hyödyntämiskynnystä. IEA:n (IEA GAS 2011) vuoteen 2035 yltävissä maakaasuskenaariossa epäkonventionaalisten maakaasuresurssien hyödyntäminen on kovin vähäistä OECD-Euroopassa; lähinnä Puolassa tapahtuu jotain. Onkin todettava, että Euroopassa toimintaympäristö liuskekaasulle on kaikin puolin huomattavasti USA:ta nuivempi

5. Hiili

Hiilen kysyntä on 2000-luvulla kasvanut huomattavasti muiden fossiilisten polttoainneiden kysyntää nopeammin. Hiilen käyttö on kasvanut ennen kaikkea Kiinan talouskasvun ja sitä myötä lisääntyneen sähköntuotannon takia. Vuonna 2000 Kiinan hiilen kulutus oli 737 Mtoe, 31 % globaalista kysynnästä. Vuonna 2010 Kiinan hiilen kulutus oli lähemmäs 2,5-kertaistunut 1714 Mtoe:iin, ja osuus globaalista kysynnästä oli 48 %. Keskeiset energijärjestöt ennustavat hiilen käytön voimakkaan kasvun yhä jatkuvan.

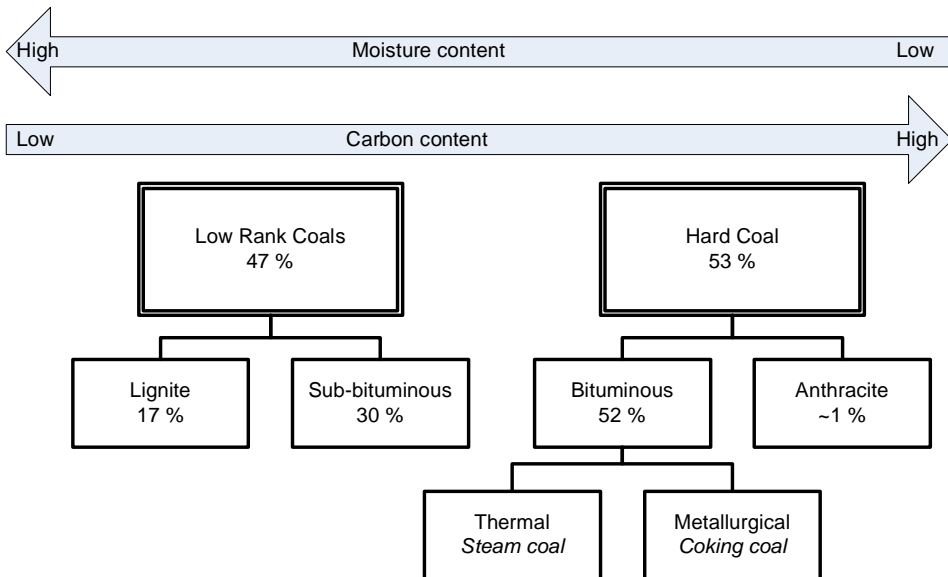
Taloudellisesti ja teknisesti käytettävissä olevat hiilivarat ovat moninkertaisesti suuremmat kuin öljy- tai maakaasuvarat. BP:n tilastojen mukaan vuoden 2010 lopussa hiilen todennettujen reservien suhde tuotantoon oli 118 vuotta. Vastaava R/P-luku oli öljylle 46 vuotta ja maakaasulle 59 vuotta. Suhteessa öljyyn hiilivarat sijaitsevat huomattavasti tasaisemmin eri maailman osissa.

Suurin osa louhitusta hiilestä käytetään tuotantomaassa. Valtioiden rajat ylittävä hiilen kauppa on kuitenkin kasvanut voimakkaasti ja lähes kaksinkertaistunut 2000-luvulla. Maailmankaupan kasvu on nostanut myös kuljetusten hintoja ja lisännyt kuljetusinfrastruktuurin tarvetta.

5.1 Hiilen luokittelu ja esiintymät

Hiililajit luokitellaan hiilipitoisuuden mukaan kahteen pääluokkaan, kivihiileen (*hard coal*) ja ruskohiileen (*brown coal, low rank coals*) (Kuva 40). Kansainvälistä kauppaa käydään lähinnä kivihieillä. Joistain esiintymistä saatava kivihieili on laadultaan sellaista, että se soveltuu raudan ja teräksen valmistukseen. Tällaista hiiltä kutsutaan metallurgiseksi hiileksi eli koksihieileksi. Energiantuotannossa käytettävää kivihieiltä kutsutaan höyryhieileksi.

Ruskohiilillä (ligniitti ja jotkut puolibitumiset hiilet) on kivihieiltä pienempi lämpöarvo, joten ruskohiilen kuljettaminen pitkiä matkoja ei ole taloudellisesti kannattavaa. Suurin osa tuotetusta ruskohiilestä käytetään paikalliseen energiatuotantoon, ja osasta valmistetaan brikettejä.



Kuva 40. Hiilen luokittelu ja osuudet maailman todennetuista reserveistä (alkuperäinen kuva: World Coal Institute).

Hiilellä ei ole yhtä globaalia luokittelujärjestelmää. Kuvassa (Kuva 41) on esitetty hiililajien tarkempi luokittelu ja vertailu eri maissa käytettyjen luokittelujärjestelmien välillä. Luokat ovat osin päällekkäisiä, mikä vaikeuttaa eri maiden tilastojen vertailua.

Hiiliesiintymien laatu vaihtelee paikoittain. Esiintymissä on useita palamattomia epäpuhtauksia kuten savea, liusketta tai hiekkakiveä. Hiilipitoisuus vaihtelee hiililajeittain: suurin hiilipitoisuus on antrasiitissa (97 %), ja ligniitin hiilipitoisuus on vain 60–70 %. Tärkein hiilen laatuparametri on lämpöarvo. Lisäksi hiililaaduista ilmoitetaan rikki- ja klooripitoisuudet sekä murskautuvuus (*grindability*), sillä suurin osa hiilestä jauhetaan ennen polttamista voimalaitoksissa. Koksihiilen laatuvaatimukset ovat höyryhiiltä korkeammat.

Rank of Coal and Peat			Bed Moisture (%)	Calorific Value af* (kJ/kg)	Volatile Matter (%) daf**	Mean Random Vitrinite Reflectance in Oil (%)	
UN-ECE	USA (ASTM)	Germany (DIN)					
Peat	Peat	Torf (Peat)					
Ortho-Lignite	Lignite	WEICHBRAUNKOHLE (LIGNITE/ SOFT BROWN COAL)		75	6,700		
Meta-Lignite		Mattbraunkohle (Dull Brown Coal)	H A R D C O A L S T E I N K O H L E (B I T U M I N O U S C O A L)	35	16,500		0.3
Subbitum. Coal	Glanzbraunkohle (Bright Brown Coal)	25		19,000		0.45	
Bituminous Coal	High Volatile Bituminous Coal	Flammkohle (Flame Coal)		10	25,000	45	0.65
		Gasflammkohle (Gas-Flame Coal)				40	0.75
	Medium Vol. Bitumin. Coal	Gaskohle (Gas-Coal)				35	1.0
		Fettkohle (Fat Coal)			36,000	28	1.2
		Eßkohle (Low-Volatile Coal)				19	1.6
Anthracite	Semi-Anthracite	Magerkohle (Semi-Anthracite)				14	1.9
	Anthracite	Anthrazit (Anthracite)		3	36,000	10	2.2

UN-ECE: Ortho-Lignite max. 15,000 kJ/kg
 Meta-Lignite max. 20,000 kJ/kg
 Subbituminous Coal max. 24,000 kJ/kg
 Bituminous Coal max. mean random vitrinite reflectance of 2 %

USA: Lignite max. 19,300 kJ/kg

* af = ash-free, daf** = dry, ash-free

Kuva 41. Hiilen luokittelujärjestelmien vertailu (lähde: BGR 2010).

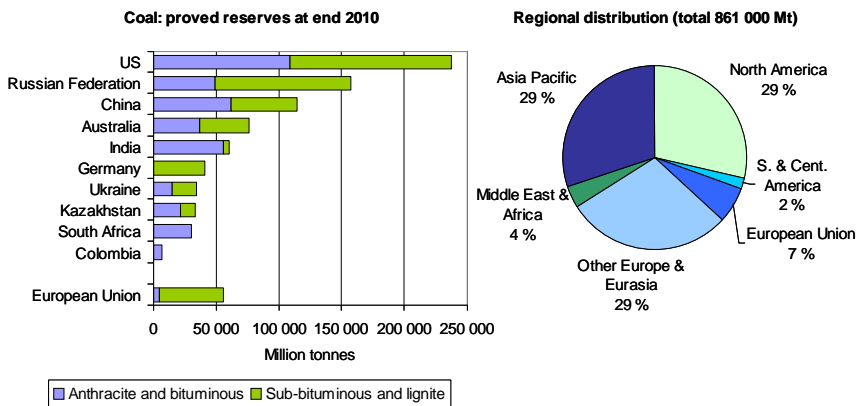
Suurimmat kivihiiliesiintymät ovat pääosin peräisin kivihiili-, permi- ja jurakausilta. Ligniitti on yleensä muodostunut tertiäarisellä kaudella. Hiilikerrostuman ulottuvuus vaihtelee vertikaalisti joistain senttimetreistä kymmeneen metriin, ja horisontaalisesti ne voivat ulottua satojen kilometrien alueelle. Esiintymässä saattaa olla useita satoja päällekkäisiä hiilikerrostumia.

Maa-ilmastonlaajuisesti on tutkittu hiiliesiintymiä 2000 metrin syvyyteen asti. Vanhemmissa, ennen vuotta 1995 tehdyissä WEC:n energiaresurssijulkaisuissa on tietoja myös siitä, miten syvällä eri maiden reservit ovat. Reserveiksi luokiteltujen varojen syvyys vaihtelee huomattavasti, joissain maissa jopa yli kilometrin ja joissain tapauksissa lähes kahden kilometrin syvyydessä oleva hiili luokitellaan reserveiksi. Taloudellisesti hyödynnettävät reservit ovat harvoin alle 600 metrin syvyydessä (BGR 2010).

5.2 Hiilivarat

5.2.1 Reservit

Kuvassa (Kuva 42) on esitetty todennettujen hiilireservien alueellinen jakauma sekä kymmenen reserveiltään suurinta valtiota. Reservit on WEC:n ja BP:n tilastoissa jaettu kahteen kategoriaan: antrasiittiin ja bitumiseen hiileen sekä puolibitumiseen hiileen ja ligniittiin. Globaalisti todennetut varat jakautuvat tonnimääräisesti lähes tasan näille kahdelle luokalle. Hieman alle 60 % reserveista on kolmen valtion (USA:n, Venäjän ja Kiinan) alueilla, ja reserveiltään suurimpien kymmenen maan yhteenlasketut hiilivarat ovat yli 90 % globaaleista varoista.

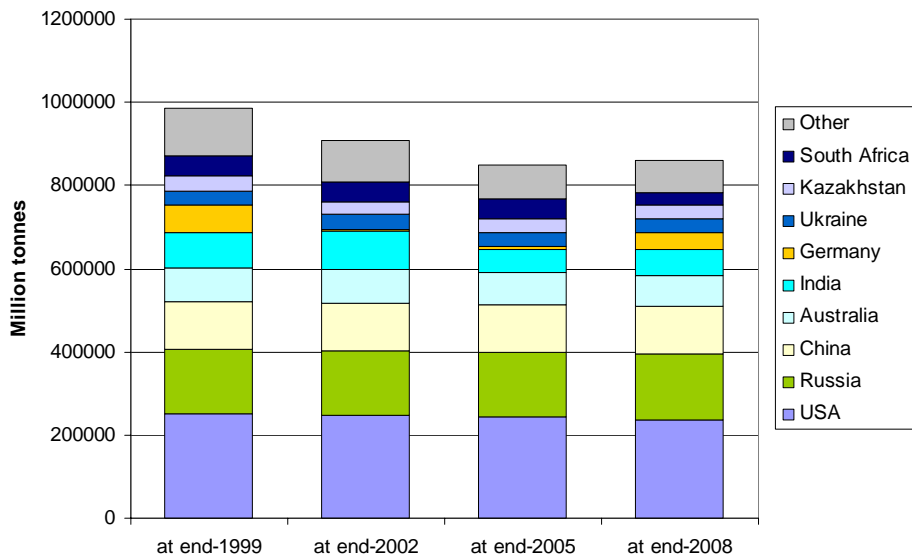


Kuva 42. Todennetut hiilireservit vuoden 2010 lopussa (data: BP 2011).

BP julkaisee arvon hiilireserveistä osana jokavuotista ”Statistical review of world energy” -tilastoaan (BP 2011). BP:n arvio perustuu kuitenkin lähes yksinomaan WEC:n energiaresurssijulkaisuun, joka tehdään joka kolmas vuosi. Näin uusin tieto hiilireserveistä saadaan WEC:n vuoden 2010 syksyllä julkaisusta, jossa on esitetty arvio hiilireserveistä vuoden 2008 lopulla. Todettakoon kuitenkin, että BP:n tuoreessa (BP 2011) arviossa Saksan 41 Gt ruskohiilireservit ovat taas laajalla rintamalla mukana, kun ne vielä edellisen vuoden tilastoissa loistivat poissaolollaan.

Vuoden 2001 lopussa WEC:n arvio maailman todennetuista hiilireserveistä oli 948 Gt. Tämän jälkeen arvio todennetuista varoista aleni useita vuosia peräkkäin (Kuva 43). Vuonna 2007 arvio globaaleista reserveista oli 826 Gt. Vuoden 2010 syksyllä julkaistun WEC:n arvon mukaan todennetut hyödynnettävissä olevat hiilivarat olivat 861 Gt vuoden 2008 lopussa. Arviota on kasvattanut erityisesti Saksan ligniittivarojen uudelleen arviointi. Vuoden 2010 hiilivarojen arviossa on huomioitu uusina maina Bangladeshin, Valko-Venäjän, Bosnia-Hertsegovinan, Georgian, Laosin, Makedonian ja Tadžikistanin hiilivarat.

Saksalainen BGR arvioi maailman hiilireserveiksi 998 Gt (BGR 2010). Arvio on noin 16 % WEC:n esittämää reserviarviota suurempi. BGR raportoi joillekin valtioille, esimerkiksi USA:lle, näiden kansallisia arvioita suuremmat reservit.



Kuva 43. Todennetut hiilireservit 2000-luvulla (data: WEC 2010).

Vuonna 1992 Kiinan WEC:n jäsenkomitea arvioi Kiinan hyödynnettävissä oleviksi hiilireserveiksi 114 500 Mt. Tämä luku on esiintynyt Kiinan hiilireserviarviona vuodesta toiseen huolimatta siitä, että Kiinan raportoitu kumulatiivinen hiilen tuotanto vuosina 1992–2009 on ollut 30 975 Mt, eli noin neljäsosa vuonna 1992 raportoituista reserveista. WEC:n vuoden 2010 "Survey of Energy Resources" ilmoittaa jälleen Kiinan reserveiksi 114,5 Gt. Julkaisussa tuodaan esille, että Kiinasta ei ole saatavilla luotettavaa tietoa, joka vastaisi WEC:in käyttämää hiilen luokittelua. WEC:n analyysin mukaan vuoden 1992 arvio Kiinan hyödynnettävissä olevista hiilireserveista vastaa maan tilastokeskuksen ilmoittamia arvioita hiilireserveista, ja tämä arvio on luotettavampi kuin muut esitetyt reserviarviot.

Kiinan viranomaiset ovat usean eri lähteen (Lin & Liu 2010, Tao & Li 2007) mukaan ilmoittaneet, että vuoden 2002 lopussa maan hiilireservit olisivat olleet 188,6 Gt. Tätä lukua käyttää myös saksalainen BGR uusimmissa julkaisuissaan (BGR 2010). Myös IEA:n "Coal Information 2010" käyttää tätä reserviarviota (IEA 2010a).

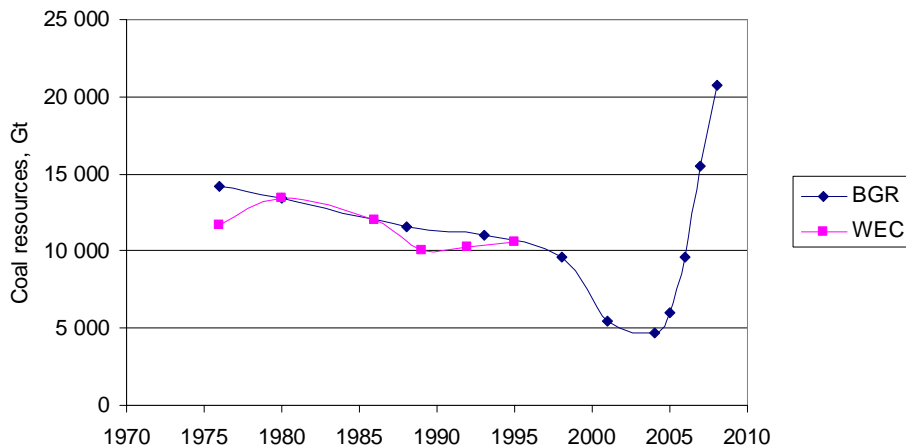
Venäjän hiilivarat ovat keskittyneet Siperiaan (64 %) ja Kaukoitään (30 %). Hiiltä on lisäksi Venäjän Euroopan puoleisissa osissa sekä Uralilla (6 %) (Minenergo 2010). Arviota Venäjän hiilireserveista ei ole muutettu vuoden 1996 jälkeen.

Intian hiilivarat on WEC:n julkaisuissa arvioitu hiiliministeriön raporttien perusteella. Ministeriö raportoi geologiset resurssit, joista noin 21 % on arvioitu olevan

hyödynnettävissä (WEC 2010). Raportoidut varat sisältävät hiiliresurssit 1200 m syvyyteen asti, vaikka Intiassa kaivokset eivät yleensä ole 300 metriä syvempiä. Lisäksi varoista ei ole vähennetty jo tuotettua hiiltä (WEC 2010).

5.2.2 Resurssit

Arvioita hiiliresursseista ovat esittäneet sekä WEC että BGR. WEC esitti resurssiarvioita vuosina 1924–1995, jonka jälkeen arviota globaaleista hiiliresursseista ei ole enää esitetty puutteellisten tilastojen vuoksi. Kuvassa (Kuva 44) on esitetty WEC:n ja BGR:n arvioita vuosilta 1976–2009. WEC:n uusimmat arviot ovat luokkaa 10 000 Gt, eli noin kymmenenkertaiset suhteessa todennettuihin reserveihin. BGR:n arvio on tämän jälkeen vaihdellut voimakkaasti, 2000-luvun alkupuolella arvio oli noin 5 000 Gt, ja nelinkertaistui 2000-luvun loppupuolella yli 20 000 Gt:in.



Kuva 44. BGR:n ja WEC:n hiiliresurssiarvioiden vertailu (data: Höök et al. 2010).

Taulukossa (Taulukko 2) on esitetty tarkemmin saksalaisen BGR:n hiilen reservi- ja resurssiarviot vuodelta 2010. Arvion mukaan jäljellä olevat resurssit olisivat globaalisti kivihiilelle 16 404 Gt ja ligniitille 4 345 Gt. Todennettujen reservien osuus jäljellä olevista resursseista olisi siten vain 4,4 %. BGR:n arvion mukaan hiilen resurssit riittävät kattamaan ennakoidun kysynnän vielä useiden vuosikymmenten ajan.

Pohjois-Amerikalla on suurimmat hiilen kokonaisresurssit (noin 6 870 Gt). Australian ja Aasian resurssit ovat lähes yhtä suuret, noin 5 715 Gt, ja entisen Neuvostoliiton alueella on noin 3 003 Gt hiiltä. Sen sijaan Lähi-idän hiiliresurssit ovat pienet verrattuna alueen öljy- ja kaasuvaroihin. USA:n, Venäjän ja Kiinan yhteenlaskettu osuus hiilen kokonaisresursseista on BGR:n tilastojen mukaan noin 89 %.

5. Hiili

BGR:n arvion mukaan latinalaisen Amerikan ja Afrikan resurssien pienuus selittyy vain osin geologialla. Alueilla ei ole historiallisesti käytetty paljon hiiltä, joten hiiltä ei ole myöskään etsitty maankuoresta (BGR 2010).

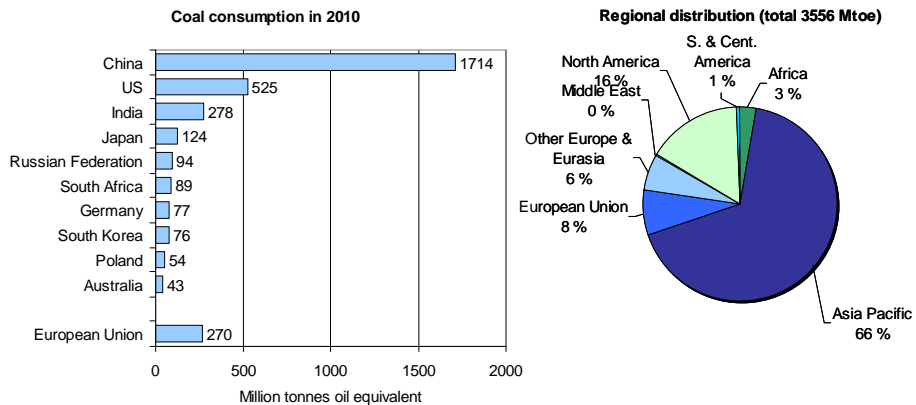
Taulukko 2. Hiilireservit ja resurssit (lähde: BGR 2010).

Gt Country/Region	Hard coal		Lignite	
	Reserves	Resources	Reserves	Resources
Europe	19	475	66	291
CIS	124	2 879	94	1 287
Africa	33	55	0	0
Middle East	0	45	0	0
Austral-Asia	307	5 412	70	1 057
North America	238	6 632	33	1 421
Latin America	9	27	5	20
Antarctica		150		
EU-27	18	474	53	278
World	729	15 675	269	4 076

Hiiliresurssit ovat sekä BGR:n että WEC:n mukaan erittäin suuret verrattuina hiili-reserveihin. Yleisesti oletetaan, että resursseja voidaan muuttaa reserveiksi kysynnän kasvaessa. Näin onkin käynyt sekä öljyn että maakaasun reserveille. WEC:n arvio hiilireserveistä on 1950-luvun jälkeen pysynyt välillä 800–1000 Gt, ja vuoden 1990 jälkeen arvio reserveistä on usein pienentynyt. BGR:n arvio hiilireserveistä on ollut noin 900 Gt vuoden 1976 jälkeen, tosin vuonna 2010 arviota kasvatettiin melkein 1000 Gt:iin. Hiilireservit ovat siis pysyneet lähes samalla tasolla tai vähentyneet viime vuosikymmenien aikana. Tämä on tapahtunut siitä huolimatta, että hiilen kysyntä on kasvanut voimakkaammin kuin minkään muun fossiilisen polttoaineen. Myös hiilen hinnan nousun olisi pitänyt siirtää resursseja reserveiksi. Monissa Euroopan maissa hiilireservien romahtaminen on johtunut siitä, että kansalliset hiilen tuotantotuet on poistettu.

5.3 Hiilen kysyntä

Vuonna 2010 eri hiililajeja käytettiin yhteensä 3 556 Mtoe¹⁶. Suurin osa tuotetusta hiilestä käytetään tuotantomaassa, joten suurimmat hiilen käyttäjät ovat samalla suurimmat hiilen tuottajat. Kiinan, USA:n ja Intian yhteenlaskettu osuus hiilenkäytöstä on noin 70 %. Neljänneksi suurin hiilen käyttäjä on Japani, joka tuo lähes kaiken käyttämänsä hiilen ulkomailta. EU:n osuus globaalista hiilenkäytöstä on noin 8 %.

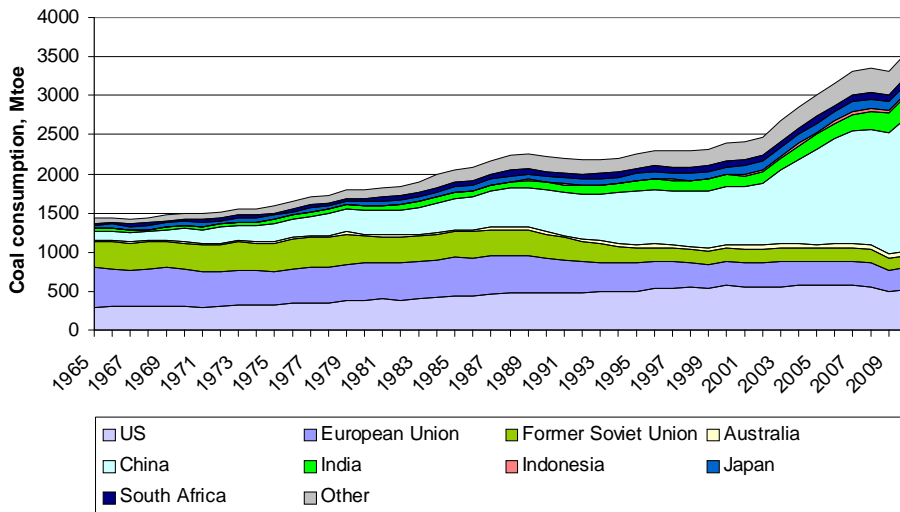


Kuva 45. Hiilen kulutus vuonna 2010 (data: BP 2011).

Hiilen kulutus on 2000-luvulla kasvanut erittäin voimakkaasti (Kuva 46). Vuonna 2000 hiiltä käytettiin globaalisti 2 400 Mtoe, ja vuonna 2010 kulutus oli 1 556 Mtoe korkeampi. Kiinan osuus hiilen kulutuksen kasvusta on tällä välillä ollut noin 60 %. Vuonna 2009 hiilen kulutus laski OECD-maissa 9,6 % edellisestä vuodesta. OECD-maiden hiilen kulutus laski lähes 5 % alle vuoden 1990 kulutustason. Taantumien vaikutukset OECD:n ulkopuolisten maiden hiilen kulutukseen olivat huomattavasti lievempiä, ja näissä maissa hiilen kulutus kasvoi vuonna 2009 9,9 %. (IEA 2010a). Vuonna 2010 hiilen kulutus jälleen nousi OECD-maissa 5 %. Australiassa kulutus kuitenkin väheni 16 % johtuen laajoista tulvista hiilikaivosalueilla.

¹⁶ Hiilen käyttötiedot esitetään energiyksiköissä, jotka sisältävät sekä kivihiilen että ruskohiilen käytön.

5. Hiili

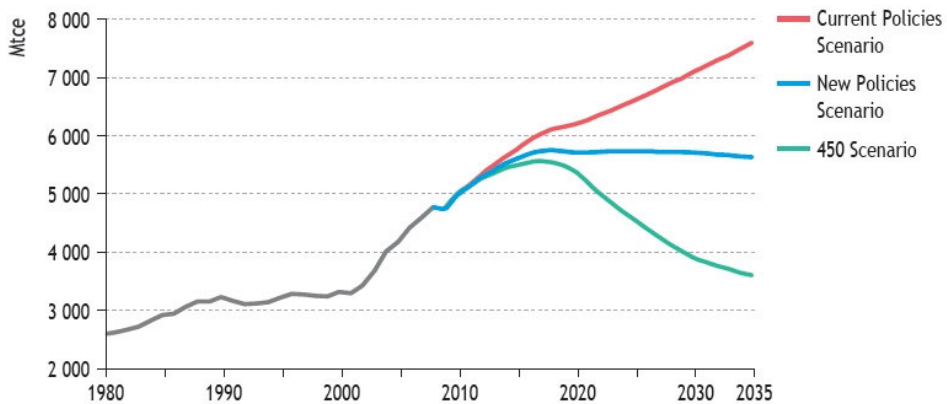


Kuva 46. Hiilen kulutus vuosina 1965–2010 (data: BP 2011).

Ilmastonmuutoksen hillintä edellyttää hiilidioksidipäästöjen voimakasta alentamista. Koska hiilen käyttö lisää hiilidioksidipäästöjä enemmän kuin muiden fossiilisten polttoaineiden käyttö, ovat mahdollisten uusien päästörajoitusten vaikutukset voimakkaita hiilen kulutusskenaarioissa. Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS) pysyvästi maanalaisiin geologisiin muodostumiin mahdollistaisi hiilen käytön pidemmällä aikavälillä. CCS on vasta demonstraatioasteella, ja sen kaupalliseen käyttöönottoon liittyy monia epävarmuustekijöitä.

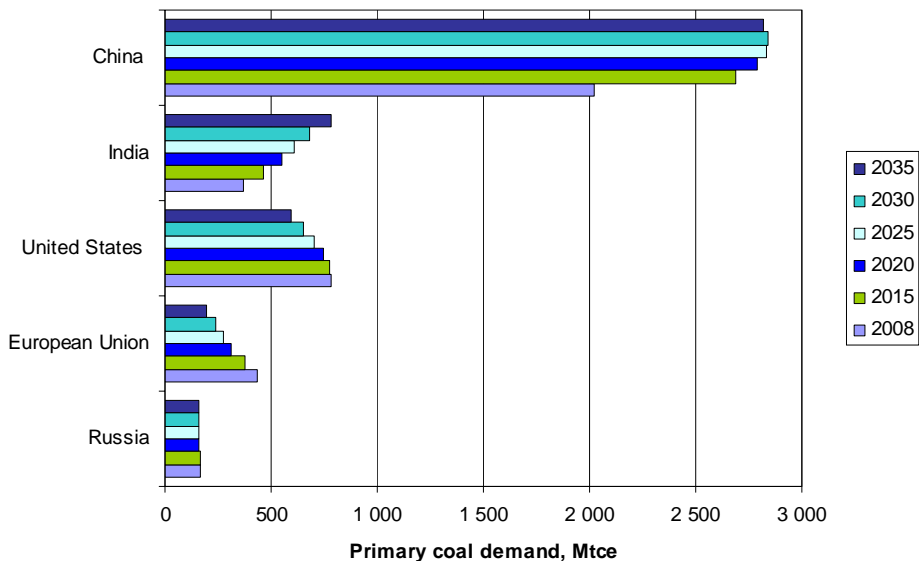
Kuvassa (Kuva 47) on esitetty IEA:n vuoden 2010 World Energy Outlookin (IEA 2010b) skenaarioita hiilen kysynnälle. Current policies -skenaariossa hallitusten politiikat eivät muutu, joten hiilen käyttö kasvaa voimakkaan taloudellisen kasvun vauhdittamana vuoteen 2035 mennessä noin 7500 Mtce:hen¹⁷. New policies-skenaariossa on otettu huomioon nyt suunnitteilla olevia ilmastonmuutoksen hillintätoimia, ja tässä skenaariossa hiilen käyttö on edellistä noin neljänneksen pienempi vuonna 2035. IEA:n 450 skenaariossa hiilen käyttö on vuonna 2035 3 565 Mtce eli noin neljänneksen vuoden 2008 kulutusta pienempi. Ilmaston lämpenemisen rajoittaminen kahteen asteeseen edellyttää, että energiantuotannon kasvihuonekaasupäästöt lähestyvät 0-tasoa vuonna 2050, jolloin myös CCS olisi laajamittaisesti otettu käyttöön.

¹⁷ Mtce = Million tonnes of coal equivalent = 0,697 Mtoe



Kuva 47. Hiilen kysyntä IEA:n WEO 2010 skenaarioissa (kuva: IEA 2010b).

Kuvassa (Kuva 48) on esitetty IEA:n New policies -skenaariossa esitetyjä hiilen kysyntöjä alueittain vuosina 2008–2035. EU:n ja USA:n hiilen käytön ennakoidaan vähenevän, ja Venäjällä hiilen käyttö säilyy lähes ennallaan koko tarkastelujakson ajan. Kiinassa ja Intiassa hiilen käyttö lisääntyy voimakkaasti vuosina 2008–2035.



Kuva 48. Hiilen kysyntä eri alueilla IEA:n New policies -skenaariossa (data: IEA 2010b).

Vuonna 2008 kaksi kolmännestä tuotetusta hiilestä käytettiin sähköntuotannossa ja yksi viidennes teollisuudessa (IEA 2010b). IEA ennakoி New policies -skenaariossa sektoreiden osuuksien säilyvän likimain ennallaan vuoteen 2035 asti.

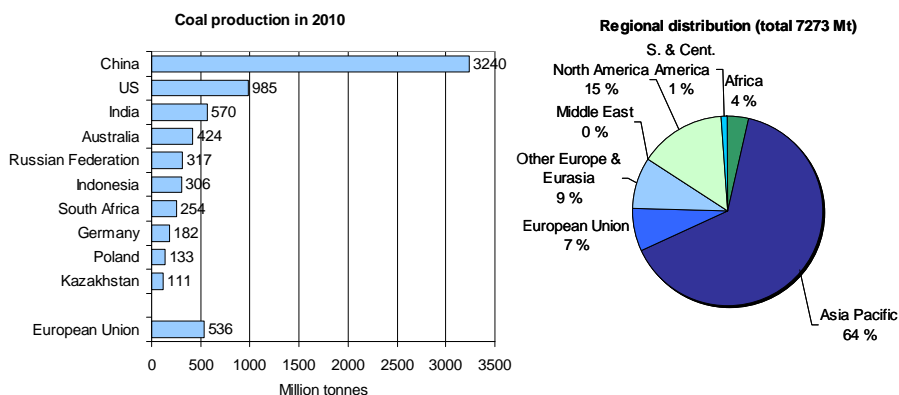
Hiilestä voidaan valmistaa nestemäistä polttoainetta CTL-prosessin (coal to liquids) kautta. Nykyisin vain Etelä-Afrikassa nesteytetään merkittäviä määriä hiiltä, tuotantoon käytetään noin 45 Mt vuosittain (VDKI 2009). Vuotta 2009 edeltäneet öljyn erittäin korkeat hinnat tekivät CTL-projektit kannattaviksi muuallakin maailmassa. IEA:n New policies -skenaariossa CTL-prosessin avulla tuotetaan vuonna 2035 noin 1 % maailman öljyn kysynnästä (miljoona barreilia päivässä).

5.4 Hiilen tuotanto

Hiiltä voidaan louhia avo- tai maanalaisilla kaivoksilla. **Avokaivos** on taloudellisesti edullisempi, sillä avokaivoksilla voidaan käyttää suuria työkoneita ja työvoiman tarve on pienempi. Avokaivokset ovat yleensä alle 200 m syviä. Avokaivosten taloudellisuutta kuvataan "strip ratio" -luvulla (m^3/t), joka määritetään siirrettävän maa-aineksen määrän suhteella tuotettuun hiilitonniin. Ligniittiä louhitaan lähes yksinomaan avokaivoksista.

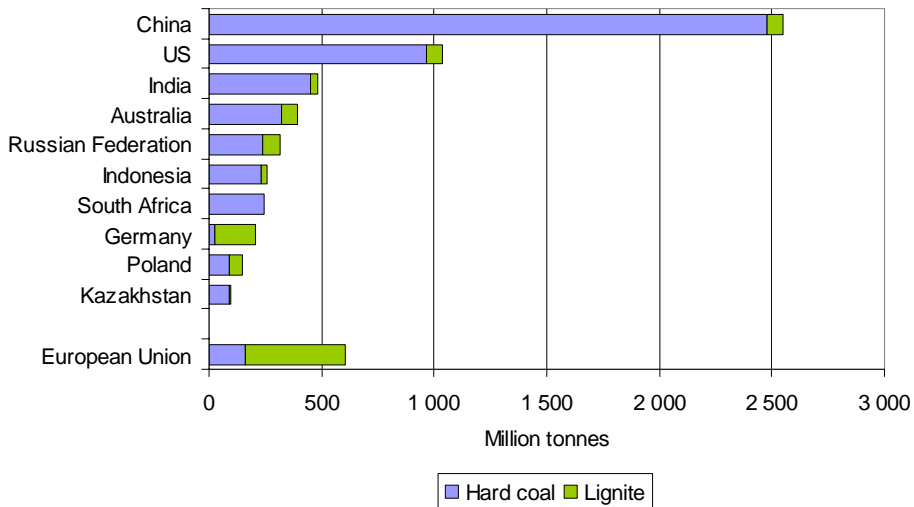
Yli puolet tuotetusta kivihiilestä saadaan **maanalaisista kaivoksista**. Menetelmää käytetään etenkin Kiinassa, jossa noin 95 % tuotannosta tulee maanalaisista kaivoksista (BGR 2010). Kaivokset ovat yleensä alle 500 m syviä, mutta hiiltä pitkään tuottaneilla alueilla keskisyvyys saattaa olla huomattavasti suurempikin. Tällaisia syviä kaivoksia on etenkin Euroopassa, jossa hiiltä on tuotettu yli 100 vuoden ajan.

Vuonna 2010 hiiltä tuotettiin 7 273 miljoonaa tonnia, ks.kuva (Kuva 49). Noin 45 % hiilestä tuotetaan Kiinassa, 14 % USA:ssa ja 6 % Intiassa. EU:n osuus globaalista hiilentuotannosta on noin 8 %, ja suurimmat hiilentuottajamaat EU:ssa ovat Saksa ja Puola.



Kuva 49. Hiilen tuotanto vuonna 2010 (data: BP 2011).

Tuotetusta hiilestä noin 85 % on kivihiiltä ja loput 15 % ligniittiä. Kuvassa (Kuva 50) on esitetty kymmenen suurimman hiilen tuottajamaan tuotanto vuodelta 2007 jaettuna kivihiileen ja ligniittiin. Noin 45 % tuotetusta ligniitistä tuotetaan EU-maissa. Näissä maissa hiilen tuotannolla on pitkät perinteet, ja taloudellisesti hyödynnettävissä olevat hiilivarat on jo pitkälti käytetty.



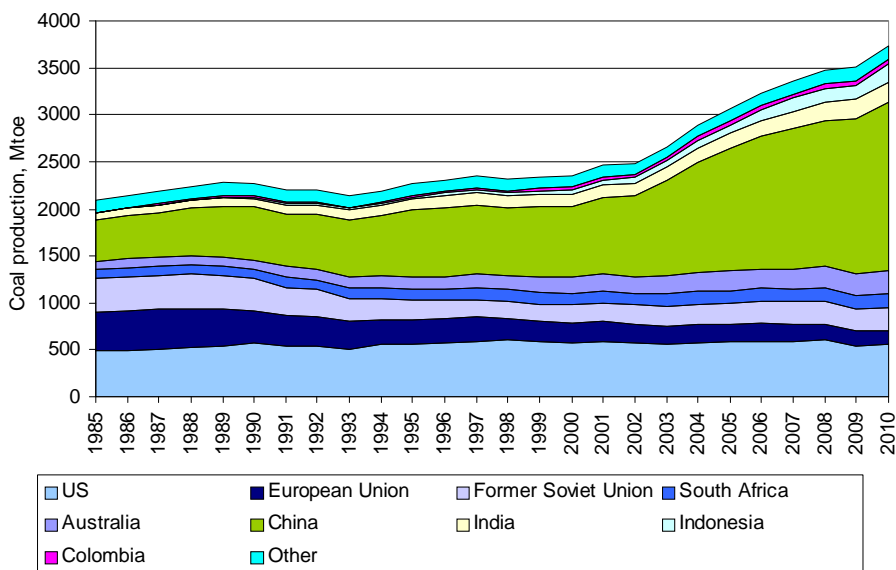
Kuva 50. Kymmenen suurimman tuottajamaan ja Euroopan Unionin kivihiilen ja ligniitin tuotanto vuonna 2007 (data: BGR 2010).

Taantumasta huolimatta hiilen tuotanto kasvoi vuonna 2009 1,2 % edelliseen vuoteen nähden ja vuonna 2010 jo 6,3 %¹⁸. Vuonna 2008 kasvu oli 3,2 %. Kiinassa hiilen tuotanto kasvoi 6,1 % vuonna 2009, mikä kompensoi tuotannon alenemisen muilla alueilla, ja 9,0 % vuonna 2010.

Globaali hiilen tuotanto lähti 2000-luvulla voimakkaaseen kasvuun Kiinan talouskasvun vauhdittamana (Kuva 51). Muilla alueilla tuotannon kasvu on ollut huomattavasti maltillisempaa. Tuotanto on vähentynyt Euroopassa hiilivarojen vähentyessä ja entisen Neuvostoliiton maissa talousjärjestelmän romahtaessa. Tuotetun hiilen energiasisällön mukaan tarkasteltuna USA:n hiilentuotannon huippu oli vuonna 1998, jolloin tuotanto oli 603 Mtoe. Tuotetun hiilen määrä tonneina on vaihdellut vuodesta toiseen, ja suurin tonnimäärä saavutettiin vuonna 2008.

¹⁸ Kasvuprosentit BP:n tilastoista, hiilen tuotanto Mtoe.

5. Hiili



Kuva 51. Hiilen tuotanto (Mtoe) välillä 1985–2010 (data: BP 2011).

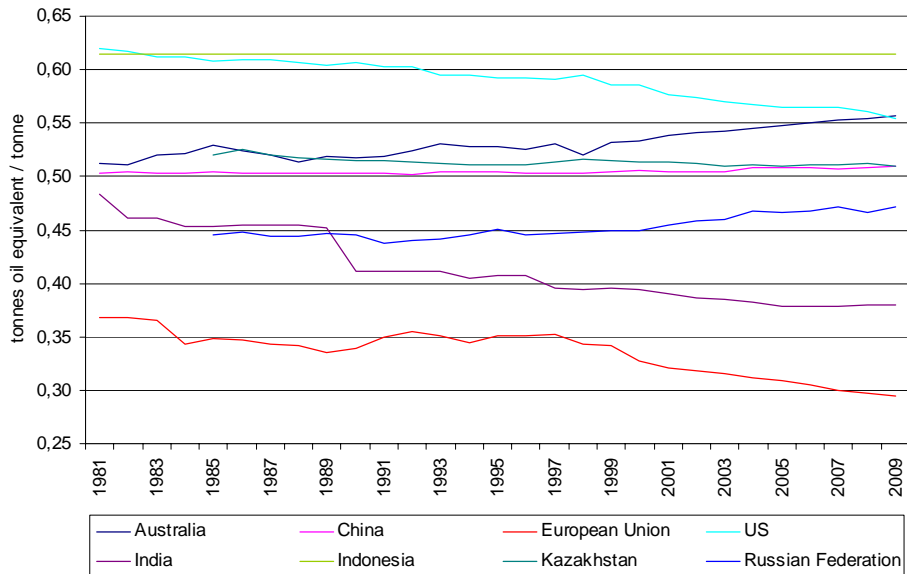
5.4.1 Hiilen tuotanto alueittain

Tuotettu hiili käytetään suurten kuljetuskustannusten takia ensisijaisesti lähellä tuotantopaikkaa. Hiilen laatu vaihtelee huomattavasti, joten esiintymien lähellä olevat voimalaitokset on yleensä suunniteltu siten, että ne voivat käyttää lähellä sijaitsevien esiintymien hiiltä sellaisenaan. Maailmanmarkkinoille tarjottavaa hiiltä käsitellään usein pesemällä, seulomalla ja kuivaamalla, jotta tuotettu hiili saataisiin vastaamaan asiakkaiden laatuvaatimuksia. Hiilen käsittely nostaa luonnollisesti tuotantokustannuksia.

Kuvassa (Kuva 5252) on esitetty BP:n tilastoista laskettu tuotetun hiilen energiasältö tuotettua hiilitonnin kohden päätuotantoalueilla vuosina 1981–2009. Useilla alueilla tuotetun hiilen energiasältö on laskenut, eli on siirrytty louhimaan huonompilaatuisia esiintymiä. Tällaisia alueita ovat muun muassa USA, EU ja Intia. EU:ssa ja Intiassa tuotetun hiilen energiasältö on suhteessa muihin maihin hyvin alhainen, eli tuotannosta suuri osa on ruskohiiltä. EU ja Intia eivät ole merkittäviä hiilen viejiä. USA:ssa louhitun hiilen energiapitoisuus on edelleen korkea.

Australia on jatkuvasti kasvattanut tuottamansa hiilen energiapitoisuutta. Tuotannosta suuri osa on koksihiiltä, jonka energiasältö on erittäin korkea. Venäjällä tuotetun hiilen määrä romahti talousjärjestelmän muutoksen myötä Neuvostoliiton hajotessa.

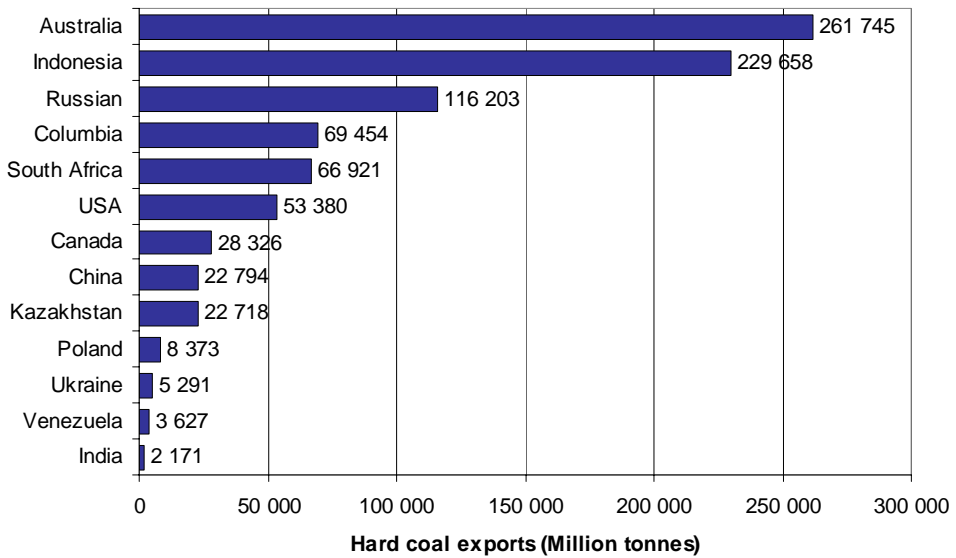
Indonesian ja Kiinan hiilentuotannon Mtoe/t-suhde on pysynyt jatkuvasti samalla tasolla. Todennäköisesti syynä ovat maiden tilastointikäytännöt. Maat ilmoittavat vain tonnimääräisen tuotantoluvun, josta Mtoe-luku on laskettu vakiokeitoilla.



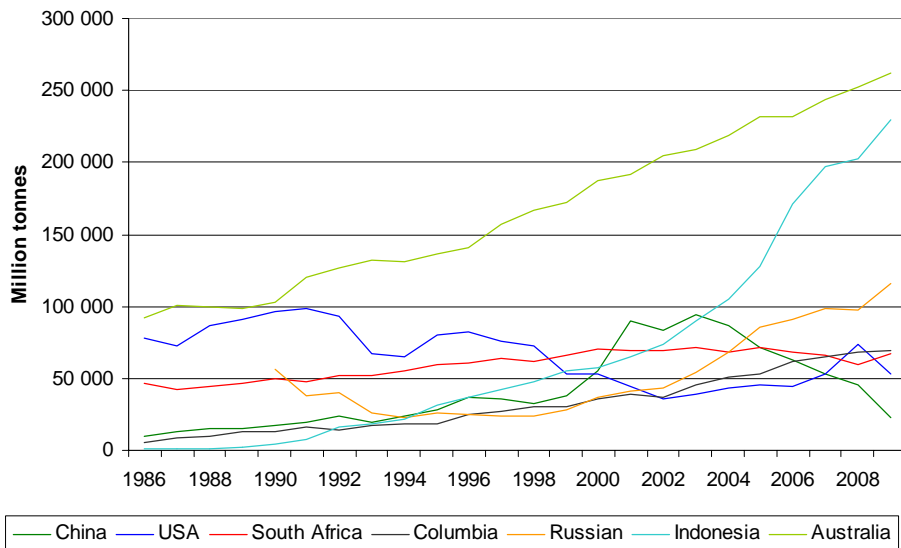
Kuva 52. Tuotetun hiilen energiasisältö tuotettua määrää kohden päätuotantoalueilla (data: BP 2010).

Kuvassa (Kuva 53) on esitetty suurimmat kivihiilen viejät vuonna 2010, ja kuvassa (Kuva 54) on suurimpien viejien vientimäärien kehitys vuosina 1986–2009. Australia, Indonesia ja Venäjä hallitsevat hiilen vientimarkkinoita. Nämä kolme maata ovat myös pystyneet kasvattamaan vientimääriään kyseisellä aikavälillä.

5. Hiili



Kuva 53. Suurimmat hiilen viejät vuonna 2009 (data: IEA 2010a).



Kuva 54. Muutamien valtioiden kivihiilen viennin kehitys vuosina 1986–2009 (data: IEA 2010a).

Kiina on maailman suurin hiilen tuottaja ja käyttäjä. Maan hiilen tuotanto oli vuonna 2010 3 240 Mt (BP 2011). Vuosittain tuotetun hiilen määrä on Kiinassa kasvanut

erittäin nopeasti: tuotanto on lähes 2,5-kertaistunut 2000-luvulla. Suurin osa tuotetusta hiilestä käytetään sähköntuotannossa. Kiinan sähkön tuotantokapasiteetti oli vuonna 2008 yhteensä 780 GW, josta noin 72 % (563 GW) käyttää polttoainettaan hiiltä. IEA ennakoii Kiinan sähkön tuotantokapasiteetin kasvavan vuoteen 2020 mennessä noin 1600 GW:in. Hiililauhteen osuus kokonaiskapasiteetista tulee laskemaan skenaariosta riippuen 57–63 %:in, mutta kokonaiskapasiteetin noustessa kasvaa myös hiililauhteen määrä noin 900–1 000 GW:in (IEA 2010b).

Kiinassa noin puolet hiilen tuotannosta tulee suurista, valtion omistamista kaivoksista. Maakunnallisten (*provincia*) kaivosten osuus tuotannosta on noin 14 %. Lisäksi Kiinassa on yli 10 000 pientä kaivostoimijaa, joiden yhteenlaskettu osuus koko tuotannosta on hieman yli kolmannes (VDKI 2010).

Suuri osa hiiliesiintymistä sijaitsee pohjoisessa, ja suurimmat kuluttajat (isot kaupungit) ovat Etelä-Kiinassa. Vuonna 2007 hiilen kuljetus vastasi 49 % maan rautatierahdeista (Lin & Liu 2010). Maan sisäisten rautatieyhteyksien kapasiteetti rajoittaa hiilen kuljetusta maitse, ja osa maan sisäisestä kuljetuksesta tehdäänkin meriteitse.

Kiinan hallitus pyrkii voimakkaasti vähentämään hiilen vientiä. Vientihiillelle myönnetty arvonlisäveronpalautus on asteittain vähentynyt vuoden 2004 jälkeen, koksiihiille on asetettu vientivero ja tuodun hiilen verotus on asteittain poistettu. (Lin & Liu 2010)

Intia on maailman kolmanneksi suurin hiilen tuottaja. Valtaosa tuotetusta hiilestä käytetään kotimaassa, sillä Intian hiilen tuhkapitoisuus on erittäin korkea. Intia vie pieniä määriä hiiltä lähialueille. Hiiltä tuodaan Intiaan merkittäviä määriä lähinnä Australiasta, Kiinasta, Indonesiasta ja Etelä-Afrikasta.

Vuonna 2009 **Australia** tuotti hiiltä noin 414 Mt. Tuotannosta valtaosa, noin 344 Mt oli kivihiiltä, ja ligniittiä tuotettiin 70 Mt (VDKI 2010). Tuotetusta kivihiilestä noin 44 % (142 Mt vuonna 2007, BGR 2010) on koksiihiitä. Tämä prosenttiosuus on huomattavasti suurempi kuin muilla tuottaja-alueilla. Noin 90 % tuotetusta koksiihiilestä viedään.

Australian kaivoksista kolme neljännestä on avoimia ja yksi neljännes maan-alaisia. Tuotantoa voitaisiin reservien ja rahoituksen puitteissa lisätä, mutta kuljetusinfrastruktuuri rajoittaa hiilen vientiä. Viime vuosina satamakapasiteettia on lisätty, ja nyt rajoittavana tekijänä ovat pääasiassa satamaan kulkevat rautatiet.

Australian osuus kivihiilen maailmankaupasta on noin 30 % ja sen suurimmat vientimaat ovat Japani ja Kiina. Australialla on pitkällä aikavälillä parhaat mahdollisuudet ylläpitää ja kasvattaa tuotantoa. VDKI arvioi, että Australian hiilen vienti voisi kasvaa noin 400–500 Mt:in vuoteen 2030 mennessä.

Indonesia on Australian jälkeen maailman toiseksi suurin hiilen viejä ja maailman suurin hyöryhiilen viejä. Pitkällä aikavälillä Indonesiassa tuotetun ja viedyn hiilen lämpösisältö (calorific value) on pienenemässä. Alueella on käynnistynyt projekteja, joissa selvitetään hiilen lämpöarvon parantamista kuivaamalla ja tekemällä hiilestä brikettejä.

VDKI:n arvion mukaan Indonesian kivihiilen tuotanto oli vuonna 2009 280 Mt, eli jonkin verran suurempi kuin maan ilmoittamat viralliset luvut (VDKI 2010). Hiiltä tuotetaan lähinnä kahdella alueella: Kalimantanissa (230 Mt) ja Sumatralla (30 Mt).

Sumatran esiintymät sijaitsevat lähellä tiheään asuttua Jaavaa, ja Sumatralla tuotettu hiili käytetään Jaavan sähköntuotannossa. Lisäksi Indonesia tuottaa ligniittiä (38–40 Mt vuodessa).

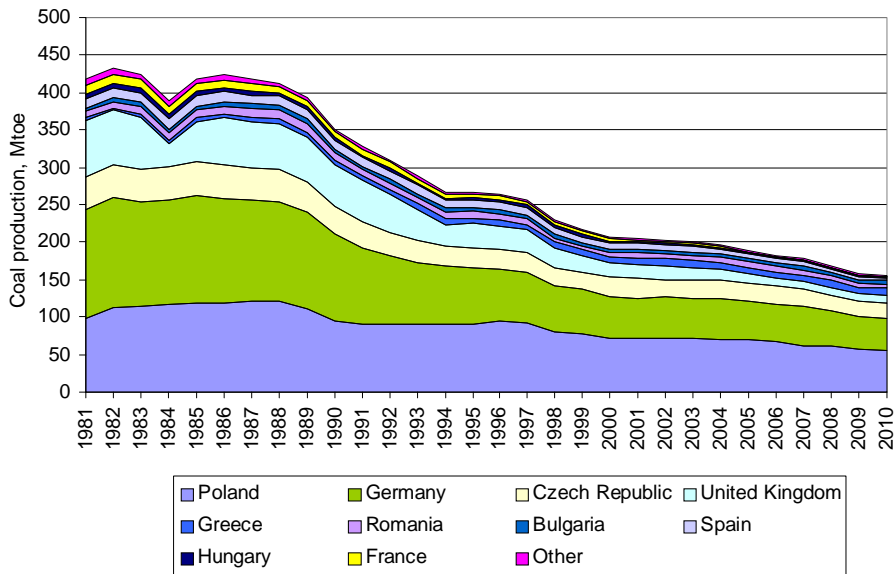
Kalimantanissa on kuusi suurta syvävetistä satamaa, joiden yhteenlaskettu vuosikapasiteetti on 268 Mt. Satamat voivat ottaa vastaan 60 000–180 000 DWT:n (Deadweight Tonnage) aluksia. Lisäksi Indonesiassa on useita muita pienempiä satamia. Hyvän satamakapasiteetin takia Indonesia on kyennyt lisäämään viedyn hiilen määrää vuosittain. Tulevaisuudessa tarvitaan investointeja myös rautateihin, sillä rannikon ja jokien läheisyydessä olevat esiintymät on jo pitkälle kehitetty.

Indonesian kivihiilen vienti tulee kasvamaan lähivuosina. Pidemmällä aikavälillä hiiltä käytetään enemmän kotimaiseen sähköntuotantoon. Maassa on käynnissä laaja sähköistysohjelma, valtion tavoitteena on saada sähköt 97 prosentille väestöstä. Tämä edellyttää hiilellä tuotetun sähkön määrän merkittävää lisäämistä, vuonna 2018 Indonesia tarvitsee noin 110 Mt hiiltä kotimaiseen sähköntuotantoon (VDKI 2010).

Vuonna 2009 **Etelä-Afrikka** tuotti 250 Mt hiiltä. Noin 70 % tuotetusta hiilestä käytetään kotimaassa, jossa suurin hiiltä käyttävä sektori on sähköntuotanto. Hiiltä käytetään myös synteettisten polttoaineiden valmistukseen (CTL), teollisuuden ja kotitalouksien polttoaineena sekä metallurgisessa teollisuudessa.

Etelä-Afrikan valtio säätelee sähkömarkkinoita, ja sähköntuotannon hinta on reguloitu todellisia tuotantokustannuksia alhaisemmaksi. Tämä on tehnyt voimalaitosinvestoinnit kannattamattomiksi. Sähköntuotantokapasiteetti on kulutukseen nähden riittämätön, ja sähkökatkokset haittaavat myös hiilikaivosten toimintaa.

Kuvassa (Kuva 55) on esitetty **Euroopan unionin** hiilen tuotanto vuosina 1981–2010. Euroopassa hiilen tuotanto aloitettiin jo 1800-luvulla, ja tuotanto on ohittanut huippunsa kaikilla alueilla. EU:n merkittävimmät hiilen tuottajamaat ovat tuotetun hiilen energiasisällön mukaisessa järjestyksessä Puola (133 Mt), Saksa (182 Mt), Tšekki (51 Mt) ja Yhdistyneet kuningaskunnat (18 Mt).



Kuva 55. EU:n hiilentuotanto vuosina 1981–2010 (data: BP 2011). Yhdistyneiden kuningaskuntien hiilen tuotanto aleni tilapäisesti vuonna 1984 kaivostyöläisten lakon takia.

Puola on EU:n suurin kivihiilentuottaja. Vuonna 2010 hiiltä tuotettiin yhteensä noin 133 Mt, ja tuotannosta noin 60 % on kivihiiltä. Puolan hiilen tuotanto oli suurimmillaan 90-luvulla, ja tuotanto on koko 2000-luvun vähentynyt. Maa on nykyään hiilen nettotuojaa. Tulevaisuudessa Puolan ligniitin tuotanto voi lisääntyä, sillä maassa on huomattavia hyödyntämättömiä ligniittiesiintymiä.

Kivihiilen tuotantokustannukset ovat **Saksassa** noin 170 €/tce, eli huomattavasti korkeammat kuin hiilen maailmanmarkkinahinta. Tuotanto ei ole kannattavaa ilman tukia. Saksan kivihiilen tuotanto tulee näillä näkökulmilla vähenevään vuoteen 2015 mennessä nykyisestä noin 14 Mtce:stä 4 Mtce:hen vuoteen 2018 mennessä (VDKI 2010). Saksan ligniittivarat ovat huomattavat, ja maa on maailman suurin ligniitin tuottaja. Tuotettu ligniitti käytetään pääosin sähkön tuotannossa.

Kolumbian hiilen tuotanto on kasvanut pitkään tasaisesti. Vuonna 2010 hiiltä tuotettiin 74,4 Mt (BP 2011), ja vuoteen 2015 mennessä määrän odotetaan kasvavan 100–110 Mt:hen (VDKI 2009). Maassa tehdään huomattavia investointeja uuteen tuotantokapasiteettiin, ja valtio rakentaa vastaavasti infrastruktuuria kuljetuksia varten.

Vuonna 2008 Kolumbian höyryhiilen vientimäärät ohittivat Etelä-Afrikan, ja maasta tuli neljänneksi suurin höyryhiilen viejä. Suurin osa viennistä suuntautuu Atlantin markkinoille, joilla suurin kolumbialaisen hiilen ostaja on USA. Kolumbia vei vuonna 2008 24,4 Mt höyryhiiltä Eurooppaan. Vienti jatkaa kasvuaan, sillä Kolumbian valtio tukee hiilen tuotannon kasvua. (VDKI 2009)

Yhdysvaltojen hiilen tuotanto oli 985 Mt vuonna 2010 (BP 2011). Noin 95 % tuotetusta hiilestä käytetään maan rajojen sisällä, USA:n hiilen vienti oli 74 Mt vuonna 2008 (VDKI 2009). Vienti jakautuu lähes puoliksi koksishiilen ja höyryhiilen välillä. Noin 30 % myydystä hiilestä viedään maitse Kanadaan, ja loput meriteitse sekä Atlantin että Tyynenmeren markkinoille.

EIA:n uusimpien arvioiden mukaan USA:n hiilen tuotanto kasvaa välillä 2008–2035 0,2 % vuodessa (EIA 2010a). Appalakkien hiilen tuotanto vähenee hitaasti, ja maan länsiosien tuotanto kasvaa. Suurin osa tuotetusta hiilestä käytetään sähkön tuotantoon. USA:n kaasun tuotannon näkymät ovat viime vuosina merkittävästi parantuneet liuskekaasun tuotannon myötä, joten 2000-luvun alkupuolen arvioita suurempi osa uudesta sähkön tuotantokapasiteetista tullee käyttämään polttoaineenaan kaasua.

Vuonna 2009 **Venäjä** tuotti kaikkia hiililaatuja yhteensä noin 300 Mt. Taantuma vähensi hiilen tuotantoa noin 8 % edelliseen vuoteen nähden. Tuotannosta 61 Mt oli koksishiiltä ja 239 Mt höyryhiiltä (VDKI 2010). Vuonna 2010 tuotanto oli taas kasvussa, yhteensä 317 Mt (BP 2011). Noin kaksi kolmasosaa tuotannosta saadaan avokaivoksista ja kolmasosa maanalaisista kaivoksista. Suurin osa hiilestä tuotetaan Kemerovon alueella.

Vuonna 2009 Venäjä vei meriteitse kivishiiltä noin 90 Mt. Lisäksi maateitse kuljetettiin noin 10 Mt hiiltä entisiin Neuvostoliiton maihin. Hiilen vienti Kiinaan kasvoi vuoden 2008 0,5 Mt:stä noin 9 Mt:hen vuonna 2009 (VDKI 2010).

Yhä suurempi osa venäläisestä hiilestä kuljetetaan Murmanskin kautta Itämeren satamien suurten käsittelykustannusten takia. Venäjä käyttää edelleen Tallinnan satamaa kotimaisten satamien lisäksi. Vientiä rajoittaa erityisesti kuljetukseen käytettävien junavaunujen puute.

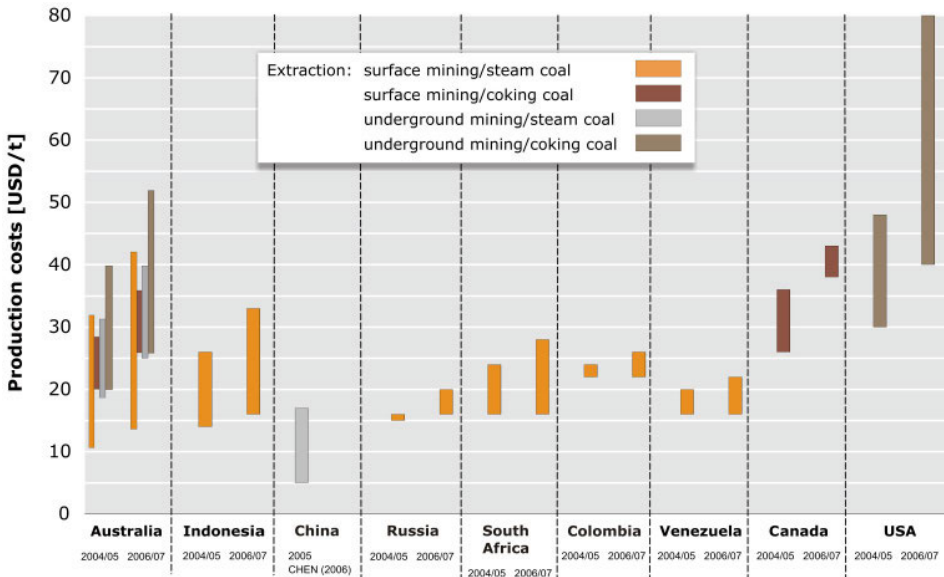
Venäjänsä tavoitteena on lisätä hiilen käyttöä kotimaisessa sähköntuotannossa, jotta maakaasua jäisi enemmän vientiin. Vuoteen 2030 ulottuvassa energiastrategiassa ennakoidaan hiilen viennin kasvavan noin 4 Mtce:tä vuoteen 2030 mennessä (Minenergo 2010). Tuotannosta yhä suurempi osa keskittyy maan itäosiin.

5.4.2 Tuotantokustannukset

Saksalainen BGR on vertaillut vientimarkkinoille suunnatun kivishiilen tuotantokustannuksia eri alueilla (Kuva 56). Tuotantokustannukset ovat keskimäärin alhaisempia niillä alueilla, joilla hiiltä voidaan louhia avokaivoksilla. Venäjän, Venezuelan, Etelä-Afrikan, Indonesian ja Kolumbian hiilen tuotantokustannukset ovat välillä 15–20 USD/t (1,4–1,8 €/MWh).

Kuvassa (Kuva 56) esitetyt Kiinan hiilen tuotantokustannukset ovat muita alueita alhaisemmat, sillä Kiinan osalta on huomioitu kaikkien kaivosten kustannukset.

Koksishiiltä louhitaan teknisesti samalla tavalla kuin höyryhiiltä, mutta koksishiilelle asetetut laatuvaatimukset ovat erittäin korkeita. Koksishiiltä tuotetaan verrattain harvoista esiintymistä, ja näillä esiintymillä tuotanto saattaa olla kannattavaa korkeilakin kustannuksilla. Esimerkiksi USA:n Appalakeilla koksishiiltä louhitaan erittäin ohuista esiintymistä, ja tuotantokustannukset voivat olla jopa 80 USD/t (7,3 €/MWh).



Kuva 56. Kivihiilen tuotantokustannukset. Vertailu vuosien 2004/2005 ja 2006/2007 välillä (lähde: BGR 2010).

Australiassa hiilen tuotantokustannukset vaihtelevat huomattavasti esiintymän mukaan. Joillain australialaisilla avohiilikaivoksilla kustannukset ovat pienemmät kuin Venäjällä, kun taas koksishiilen tuotantokustannukset voivat olla verrattain hyvinkin korkeat.

Esimerkiksi Saksassa kivihiilen tuotantokustannuksiksi arvioitiin vuonna 2007 170 €/tce (hiilikvivalenttitonni), mikä vastaa 265 USD/t (BGR 2010).

5.4.3 Tuotantonäkymät pitkällä aikavälillä

Useat tahot ovat esittäneet, että hiilen resursseja ei ehkä saadakaan muutettua reserveiksi, ja hiilen saatavuus rajoittaisi siten hiilen tuotannon kasvua. Esimerkiksi Höök et al. (2010) on tarkastellut hiilen tuotantoa kahdella eri tuotantoskenaariolla, joissa toisessa hiilen EUR (estimated ultimate recovery) oletetaan kumulatiivisen tuotannon ja nykyisten reservien suuruiseksi, ja toisessa on kaksinkertaistettu nyt tiedossa olevat reservit. Tutkijat pitävät jälkimmäistä EUR-arviota hyvin optimistisena, sillä hiilireservit eivät ole viime vuosikymmeninä kasvaneet merkittävästi.

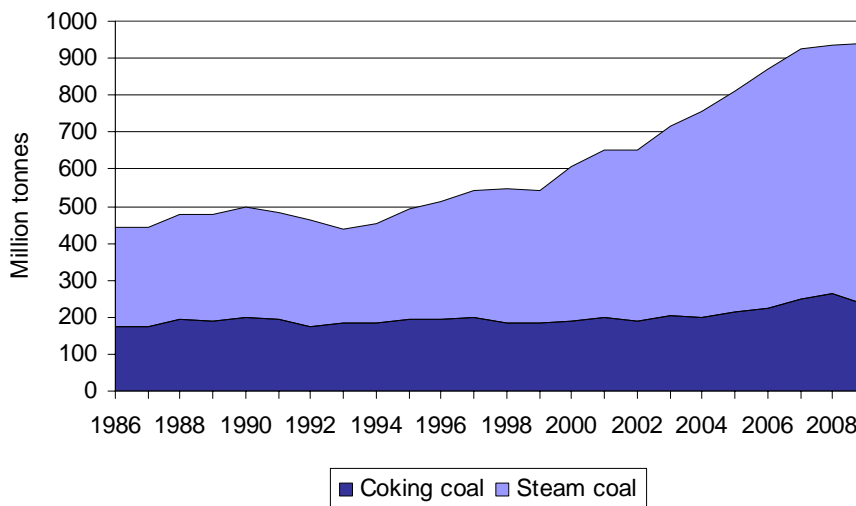
Hiilen tuotannon huippu saavutettaisiin perustapauksessa vuoden 2025 tienoilla, ja tuotanto kääntyisi laskuun vuonna 2030. Toisessa, kaksinkertaisten reservien tapauksessa hiilen tuotanto kääntyisi laskuun ennen vuotta 2050. Tuotantoarvioita on verrattu IEA:n ja EIA:n referenssiskenaarioihin. Referenssiskenaarioissa esitetty hiilen kysyntä voitaisiin Höökin tuotantoskenaarioiden mukaan tyydyttää vuoteen 2015 asti, jonka jälkeen pienempien reservien tapauksessa hiilen kysyntä ei voisi

enää kasvaa IEA:n ja EIA:n skenaarioiden mukaisesti. Tuotantoskenaarioita on myös verrattu IPCC:n (International Panel on Climate Change) skenaarioihin. Monissa IPCC:n skenaarioissa on oletettu, että hiilen käyttö voi kasvaa lähes rajattomasti. Höökin esittämä perusskenaario riittäisi tyydyttämään IPCC:n skenaarioiden hiilen kysynnän vain kaikkein ympäristöystävällisimmissä tapauksissa, ja toisessakin, kaksinkertaisten reservien tapauksessa suuri osa IPCC:n skenaarioista olisi hiilen käytön osalta epärealistisia.

5.5 Hiilen kuljetukset

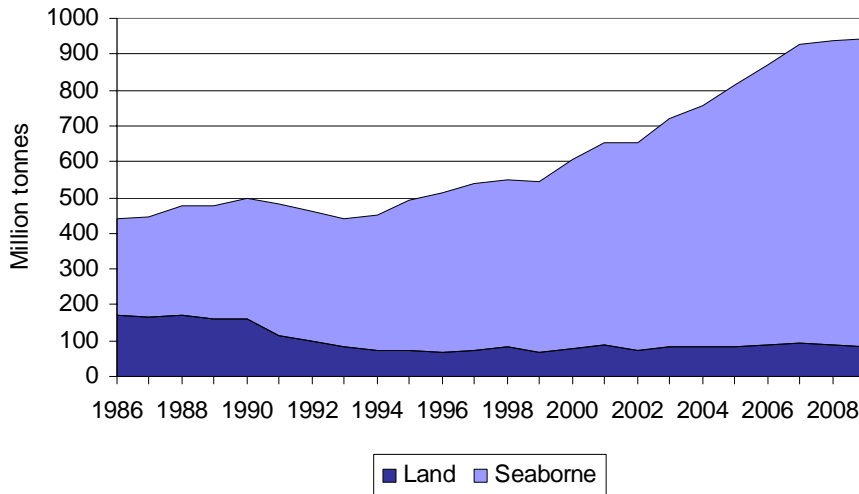
Valtaosa tuotetusta hiilestä käytetään tuotantomaassa. Maiden rajat ylittävää kauppaa käydään käytännössä vain kivihiilellä, sillä ligniitin ja muiden alhaisen lämpöarvon hiilten kuljettaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Vuonna 2009 kivihiilen kokonaistuotannosta noin 16 prosenttia eli 940 Mt kuljetettiin valtioiden rajojen yli (IEA 2010a).

Hiilellä on käytännössä kaksi eri markkinaa, toinen terästeollisuudessa käytetylle koksishiilelle ja toinen sähköntuotannossa käytetylle höyryhiilelle. Kuvassa (Kuva 57) on esitetty kansainvälisen hiilikaupan jakautuminen höyryhiileen ja koksiin. Höyryhiilen kauppa on kasvanut voimakkaasti tarkastellulla ajanjaksolla, kun taas kaupatun koksien määrä on pysynyt samalla tasolla. Vuonna 2009 höyryhiilen osuus kivihiilen kokonaiskaupasta oli noin 75 %.



Kuva 57. Kansainvälisen hiilikaupan jakautuminen höyryhiileen ja koksiin (data: IEA 2010a).

Vuonna 2009 valtioiden rajojen yli kaupatus hiilestä 859 Mt kuljetettiin meriteitse ja 82 Mt maitse (IEA 2010a). Maakuljetusten osuus on hitaasti pienentynyt, ja samalla merikuljetusten osuus on voimakkaasti kasvanut (Kuva 58).

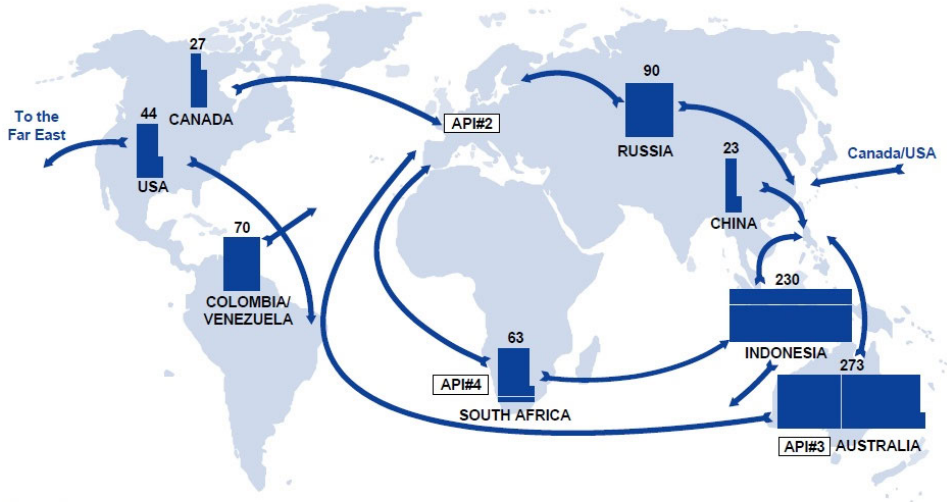


Kuva 58. Kansainvälisen hiilikaupan jakautuminen maa- ja merikuljetuksiin (data: IEA 2010a).

Höyryhiilen markkinat ovat käytännössä jakautuneet Atlantin ja Tyynenmeren markkinoihin. Näiden kahden markkinan välillä käydyn kaupan osuus koko globaalista markkinasta oli vuonna 2009 vain 59 Mt eli noin 8 % (VDKI 2010). Koksihiilen markkinat ovat globaalit, sillä tuottajia on niukasti ja käyttäjiä on ympäri maailmaa. Kivihiilen laivakuljetukset esitetään kuvassa (Kuva 59).

5. Hiili

Seaborne hard coal trade in 2009: 859 million mt

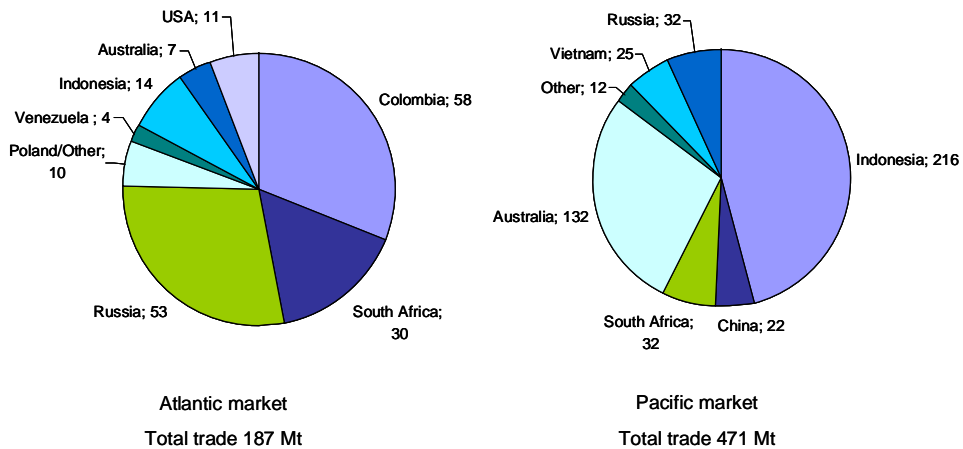


API = All Publications Index

Source: Verein der Kohlenimporteure e.V. (German Coal Importers' Association), Annual Report 2008/2009, published in July 2010.

Kuva 59. Kivihiilen (koksien ja höyryhiilen) laivakuljetukset vuonna 2009. Yhteensä merikuljetusten määrä oli 859 Mt. (kuva: RWE 2010).

Höyryhiilen kysyntä Atlantin markkinoilla vuonna 2009 oli 187 Mt. Euroopan suurimmat hiilentuojat ovat Iso-Britannia ja Saksa. Suurin osa Atlantin markkinoilla myytävästä hiilestä tuotetaan Venäjällä, Kolumbiassa ja Etelä-Afrikassa. Tyynenmeren markkinoiden höyryhiilen kysyntä oli vuonna 2008 noin 471 Mt, ja suurimmat hiilen ostajat olivat Japani, Etelä-Korea ja Taiwan. Tyynenmeren markkinoiden suurimmat höyryhiilen viejät olivat Indonesia, Australia ja Etelä-Afrikka. (VDKI 2010)



Kuva 60. Meriteitse kuljetetun höyryhiilen tuottajat Atlantin ja Tyynenmeren markkinoilla vuonna 2009 (data: VDKI 2010).

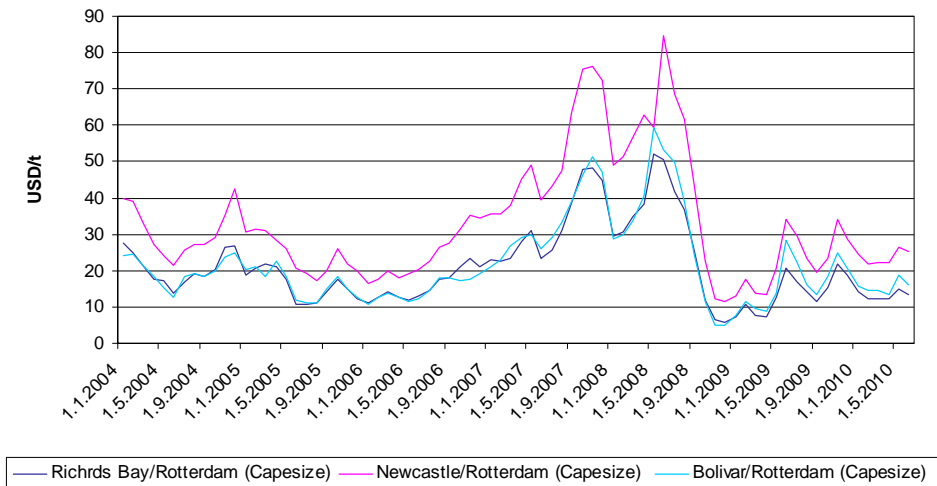
Hiiltä kuljetetaan kuivarahtialuksissa, joilla voidaan kuljettaa myös muita tuotteita, esimerkiksi rautamalmia tai vehnää. Myös näiden tuotteiden markkinoiden kehitys vaikuttaa hiilen kuljetusten hintaan ja siten hiilen kustannuksiin käyttäjälle. Kuivarahtialukset voidaan jakaa luokkiin niiden koon mukaan. Hiilen kuljetuksessa käytettäviä kokoluokkia ovat

- Panamax-luokka (60 000–80 000 DWT), joka on suurin Panaman kanavaan mahtuva alus ja
- Capesize-luokka (yli 80 000 DWT), jonka alusten täytyy kiertää Panaman kanava.

Noin 40 % molempien alusluokkien kapasiteetista kuljettaa hiiltä. Suuremmassa luokassa loput aluksista kuljettaa rautamalmia, ja pienemmässä panamax-luokassa loput alukset kuljettavat sekä jyviä että rautamalmia.

Kuvassa (Kuva 61) on esitetty kivihiilen merikuljetusten hintakehitys vuosina 2004–2010. Merikuljetusten hinnat nousivat yhdessä muiden tuotteiden hintojen nousun kanssa vuosina 2004–2008. Hinnat myös alenivat voimakkaasti muiden tuotteiden hintojen romahtaessa, ja ovat jälleen nousseet kansainvälisen kaupan elpyessä.

5. Hiili



Kuva 61. Kivihiilen merikuljetusten hinnat Rotterdamiin vuosina 2004–2010 (data: Euracoal 2010).

5.6 Hiilimarkkinat

5.6.1 Hinnoittelumekanismit

Hiilen hinta ilmoitetaan yleensä USA:n dollareissa (USD/t tai USD/tce). Hinnat esitetään pääsääntöisesti kahdella tavalla: FOB-hinta (*free on board*) on hiilen hinta laivaan lastattuna tuottajamaan satamassa ja CIF-hinta (*costs, insurance and freight*) sisältää kokonaiskuljetukset ostajan satamaan asti. Tuontihinnat esitetään yleensä CIF-lukuna ja vientihinnat FOB-lukuna.

Tuotetun hiilen lämpöarvo vaihtelee voimakkaasti. Höyryhiilen hinta riippuu sen lämpöarvosta, joka ilmoitetaan yksikössä kcal/kg. Hiilen hinta ilmoitetaan yleensä skaalattuna lämpöarvolle 6 000 kcal/kg, mutta esimerkiksi Australia ja Kiina käyttävät joskus muitakin lämpöarvoja (Energy Charter 2007). Hiili voidaan hinnoitella myös painon mukaan.

Hiili myydään usein **bilateraalilla** eli kahdenvälisillä sopimuksilla. Hiilen tuotanto vaatii huomattavia pääomia, ja samoin hiilen käyttö esimerkiksi sähköntuotannossa edellyttää suuria investointeja. Suurten investointien takia suositaan pitkäaikaisia kahdenvälisiä sopimuksia. Toisaalta hiililaaduissa on suuria eroja, ja voimalaitokset tai muut tuotantolaitokset eivät voi vaihtaa käyttämäänsä hiililaatua helposti täysin uuteen hiileen. Erityisesti koksishiilen käytössä laatueroilla on suuri merkitys, mikä lisää pitkien kahdenvälisten sopimusten suosiota.

Spot-toimitusten määrä on hiilen kansainvälisen kaupan kasvun myötä kasvanut. Hintareferensseinä käytetään usein (Energy Charter 2007):

- Etelä-Afrikan Richards Bayn FOB spot -hintaa, joka on perusteena API4-hintaindeksille
- Australian Newcastle'n FOB-hinta (Newcastle-indeksit) höyryhiilen viennille
- Koillis-Euroopan tuonnille CIF-spot hinta ARA-satamissa (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen), joka on perustana API2-hintaindeksille
- USA:n hintaindeksit eri paikoissa louhitulle hiilelle (Kuva 63)

Hiilen spot -hintaindeksijä ylläpitävät ja julkaisevat monet yritykset, muun muassa Argus, McCloskey Coal Information Service, Platts ja Coalportal

5.6.2 Hintakehitys

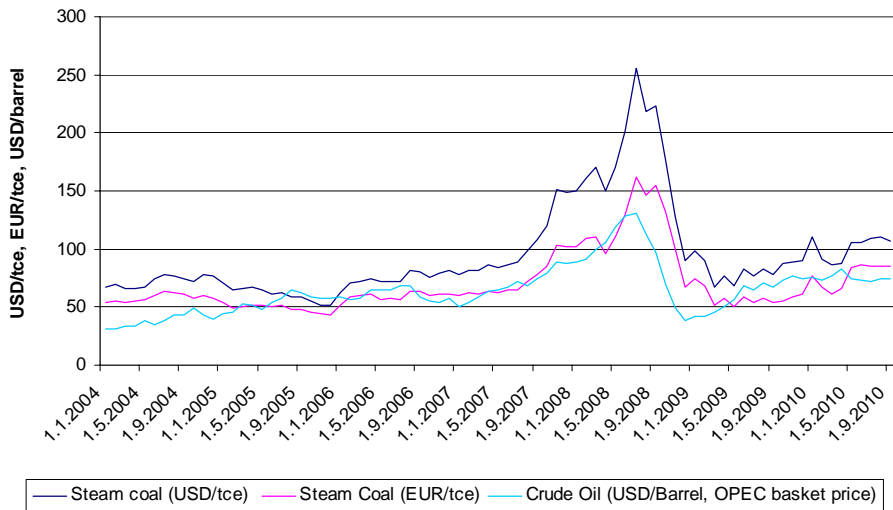
Fossiilisten polttoaineiden hinnat nousivat voimakkaasti 2000-luvun alkupuolella. Vuonna 2000 hiilen keskimääräinen tuontihinta EU:hun oli 35 USD/t. Vuonna 2008 hinta oli lähes nelinkertaistunut 138 USD:hen tonnilta (IEA 2010a). Kuvassa (Kuva 62) on esitetty hiilen hinta ARA -satamissa. Vuonna 2007 hiilen ja öljyn hinnat nousivat erittäin voimakkaasti, ja romahtivat vuoden 2008 loppukesällä alkaneen globaalin rahoitus- ja talouskriisin vuoksi. Hinnat olivat alimmillaan vuoden 2009 alkupuolella, ja ovat tämän jälkeen taas nousseet hitaasti.

Hiilen hinta seuraa öljyn hintaa. Hiilen käyttöä ei voi kuitenkaan yleensä suoraan korvata öljyllä. Öljyn hinta vaikuttaa voimakkaasti maakaasun hintaan, ja hiilen hintalinkki öljyyn selittyikin tämän kytköksen kautta. Hiili ja maakaasu kilpailevat keskenään etenkin Euroopan sähköntuotannossa.

Yhtenä osatekijänä vuosien 2004–2008 korkeille hiilen hinnoille oli se, että hiilen kysynnän nopeasti kasvaessa tuotanto- ja kuljetusinfrastruktuuria ei pystytty yhtä nopeasti lisäämään. Eri tuottajamaissa pullonkauloja oli eri kohdissa tuotantoketjua, Australiassa ongelmana oli liian pieni satamakapasiteetti, Etelä-Afrikassa ei pystytty lisäämään hiilen tuotantoa. Korkeat hinnat kuitenkin käynnistivät useita infrastruktuuriprojekteja, jotka tulevat vähentämään pullonkauloja pitkällä aikavälillä.

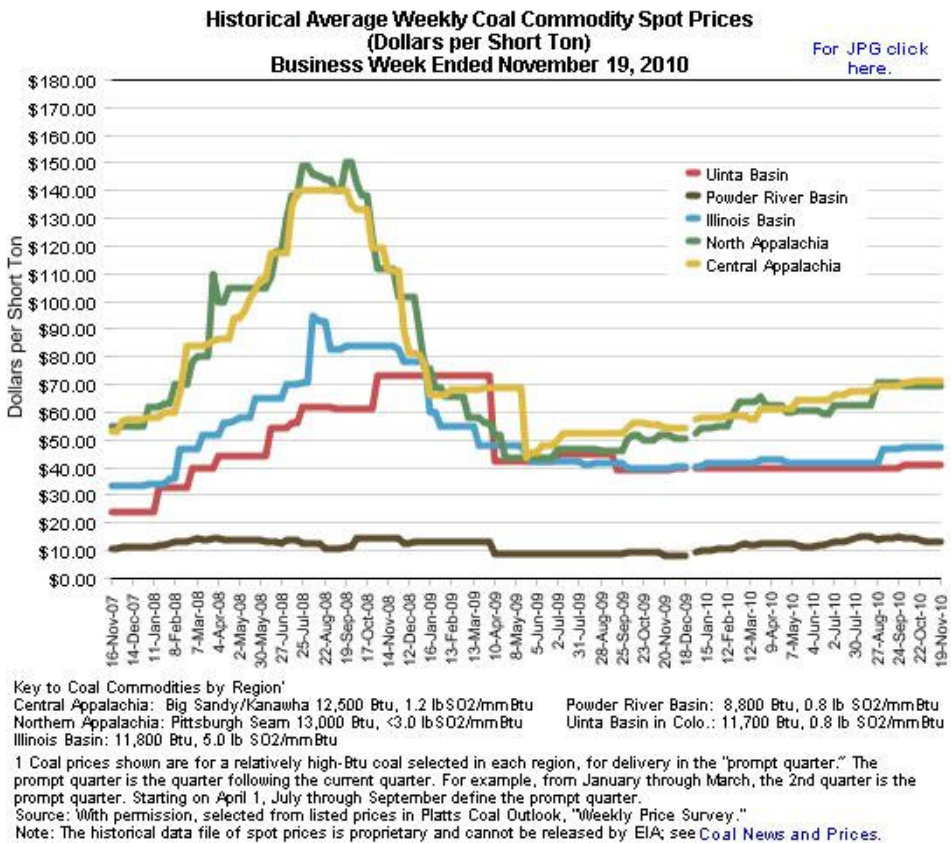
Taantuma vähensi erityisesti koksishiilen kulutusta, jolloin tuotanto- ja kuljetuskapasiteettia vapautui höyryhiilelle. Rahtien hinnat alenivat voimakkaasti, mikä alensi myös hiilen kokonaishintaa EU:ssa.

5. Hiili



Kuva 62. ARA-satamiin tuodun hiilen hinnan (MCIS Steam Coal Marker Price, 7 000 kcal/kg) ja öljyn maailmanmarkkinahinnan kehitys vuosina 2004–2010 (data: Euracoal 2010).

Kuvassa (Kuva 63) on esitetty hiilen hinta USA:ssa. Eri esiintymistä saadaan erilaatuista hiiltä, ja laatuero vaikuttavat luonnollisesti hintoihin. Kuvasta nähdään vuoden 2008 korkeat hinnat ja hintojen laskeminen talouskriisin takia. Appalakeilta louhitun hyvälaatuisen hiilen hinnat ovat tämän jälkeen nousseet tasaisesti.



Kuva 63. Hiilen hintoja USA:n markkinoilla (USD/short ton, short ton on noin 907 kg) (kuva: EIA 2010b).

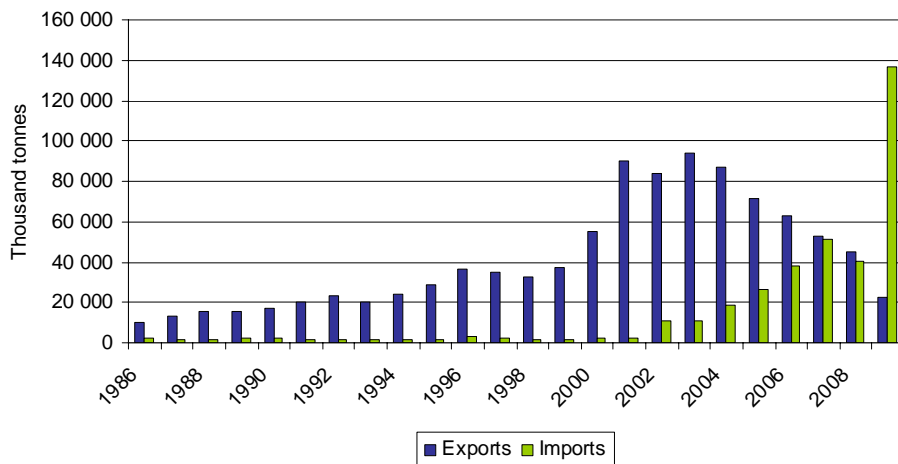
5.6.3 Hiilimarkkinoiden kehitysnäkymiä

Kehittyvien Aasian maiden, erityisesti Kiinan hiilen kysyntä on 2000-luvulla kasvanut erittäin voimakkaasti. Talouskasvun jatkuessa hiilen kysynnän kasvun ennakoidaan edelleen jatkuvan vahvana. IEA:n uusimpien skenaarioiden mukaan (IEA 2011) hiilen käyttö Kiinassa kasvaa vuoteen 2035 mennessä noin 2 820 Mtce:hen, kun kulutus vuonna 2009 oli 2 179 Mtce. IEA olettaa, että Kiinan hiilen kotimainen tuotanto kasvaa vastaavasti, ja on 2 739 Mtce vuonna 2035.

Kiina on viime vuosiin asti ollut netto-omavarainen kivihiilen suhteen (Kuva 64). Tuotantomäärät ovat kuitenkin nousseet jatkuvasti. Useissa lähteissä on esitetty, että Kiinan hiilen tuotantoa ei voida enää huomattavasti kasvattaa, sillä tuotantoa rajoittavat sekä hiilireservit että infrastruktuuri. Arvioiden mukaan Kiinan hiilen tuotanto kasvu ei pysy kotimaisen hiilen kysynnän kasvun mukana, vaan Kiinasta tulee merkittävä hiilen ostaja. Arvioita Kiinan hiilen tuotannon huipusta ja tuonti-

5. Hiili

kysynnästä ovat esittäneet muun muassa Lin et al. (2010). Linin arvion mukaan Kiinan hiilen tuotannon huippu saavutetaan vuosina 2025–2027. Laskelma perustuu WEC:n reserviarviota (114,5 Gt) huomattavasti suurempaan, 188,6 Gt hiiliriserviarviioon. Julkaisussa on myös tehty herkkyyksanalyysi reserviarvion suhteen, ja päädytty siihen, että suurelta lisäreservit eivät siirrä tuotantohuippua merkittävästi. Mikäli hiilivarat olisivat vain 114,5 Gt, huippu saavutettaisiin jo 2016–2017. Tekijöiden arvion mukaan Kiinan hiilen tuontikysyntä vuonna 2010 on noin 99 Mt, mikä vastaa 10 prosenttia globaalista hiilen viennistä vuonna 2007. Vuoteen 2015 mennessä Kiinan nettotuonti kasvaisi 103–573 miljoonaan tonniin (11–34 %:in maailmankaupasta) ja vuoteen 2030 mennessä Kiinan hiilen nettotuonti olisi 1 100–3 060 Mt (41–54 % maailmankaupasta).



Kuva 64. Kiinan höyryhiilen tuonti ja vienti (data: IEA 2010a).

6. VTT:n omat analyysit ja skenaariot

6.1 Energian kysynnän kehitys globaalisti ja kehittyvässä Aasiassa – Asian Modelling Exercise-hankkeen tuloksia

SALKKU-hankkeen yhtenä osatehtävänä VTT osallistui Marylandin yliopistossa toimivan Joint Global Change Research Institute -tutkimusyksikön koordinoimaan kansainväliseen Asian Modelling Exercise -yhteistyöhankkeeseen. AME-yhteistyön tarkoituksena oli saada entistä parempi näkemys siitä, kuinka suuri merkitys kehittyvällä Aasialla tulee olemaan tulevinä vuosikymmeninä kansainvälisen ilmastopolitiikan ja globaalien energiamarkkinoiden kannalta. Hankkeeseen osallistui maailmanlaajuisesti yli kaksikymmentä organisaatiota ja nelisenkymmentä energiajärjestelmien ja -mallinnuksen asiantuntijaa.

Vaikka nopeasti kasvavien Aasian talouksien pitkän aikavälin kehityksessä sekä kasvun nopeudessa ja painottumisessa onkin huomattavia epävarmuuksia, jo nyt on selvää että Aasialla tulee olemaan keskeinen rooli maailman energiajärjestelmässä ja sen globaaleissa ympäristövaikutuksissa tällä vuosisadalla.

AME-työn tulokset ja eri mallitarkastelujen tulokset tullaan julkaisemaan tieteellisinä artikkeleina vuonna 2012 (Special Issue in Energy Economics). Koska tätä julkaisua kirjoittaessa tuloksia ei ollut vielä julkaistu, esitetään tässä ainoastaan VTT:n laskemat skenaariotulokset.

6.1.1 AME-skenaariotyön lähtökohdat

Skenaariotyössä kaikki eri tutkimusryhmät tarkastelivat eri malleja (yhteensä 20 eri mallia) käyttäen Aasian ja globaalin energiajärjestelmän kehitystä kuudessa yhteisesti määritellyssä skenaariossa:

- 1: Perusuraskenaario (Baseline t. Base). Perusurassa ei ole huomioitu ilmastopolitiikkaa (vrt. esim. EU:n 2020 tavoitteet).

6. VTT:n omat analyysit ja skenaariot

- 2: Globaalit päästökauppa- tai päästöveroskenaariot, jossa päästöjen hinta kasvaa tasaisesti vuodesta 2020 lähtien seuraavasti:

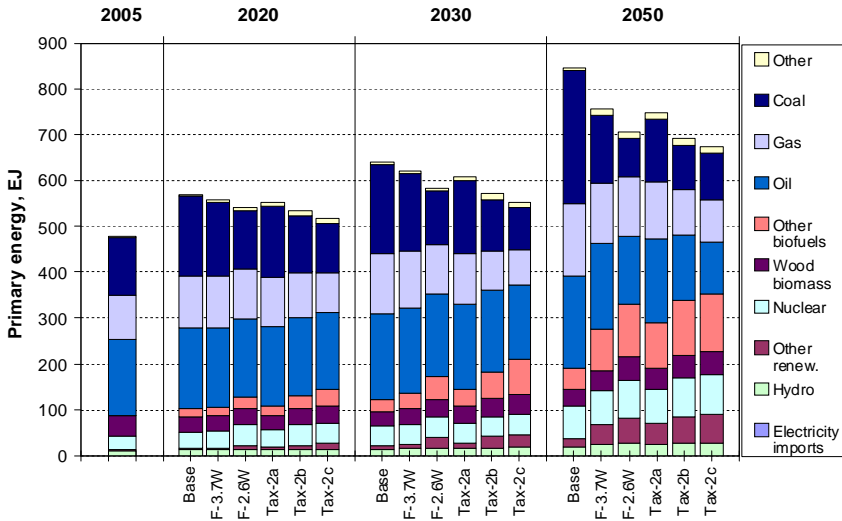
USD/t(CO ₂ -ekv.)	2020	2030	2050	2070	2090
Skenaario 2a	10	16	43	115	304
Skenaario 2b	30	49	130	344	913
Skenaario 2c	50	81	216	573	1 520

- 3a: Globaali ilmastopolitiikkaskenaario, jossa säteilypakote saa kasvaa korkeintaan tasolle 3,7 W/m² vuoteen 2100 mennessä (vastaa noin 3 °C:n ilmaston lämpenemistä).
- 3b: Globaali ilmastopolitiikkaskenaario, jossa säteilypakote saa olla korkeintaan 2,6 W/m² vuonna 2100, mutta saa ylittää tuon tason sitä ennen (vastaa noin 2 °C:n ilmaston lämpenemistä).

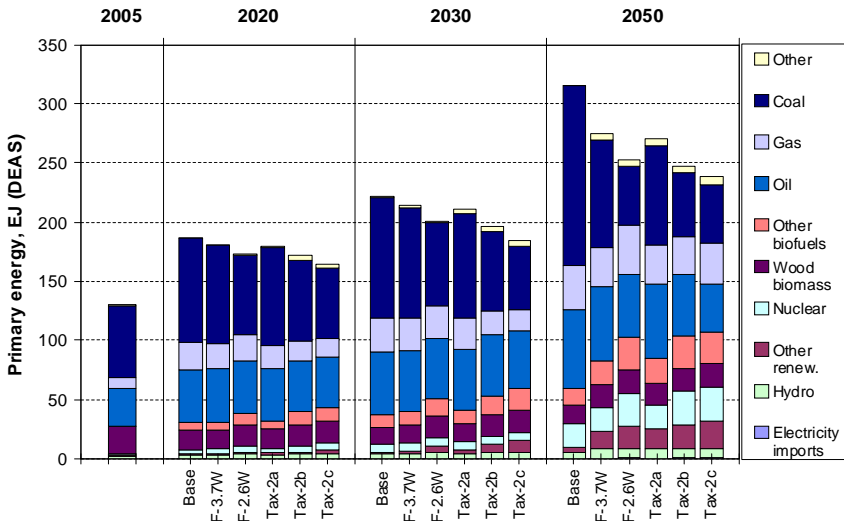
VTT:n skenaariolaskelmat tehtiin VTT:n globaalilla TIMES-energiajärjestelmämallilla, joka on alun perin kehitetty IEA:n ETSAP-yhteistyössä. VTT:ssä tehtiin yhteisten skenaariolaskelmien lisäksi myös herkkyystarkasteluja, joissa oletettiin asumisen, palvelujen ja liikenteen energian kysynnän kasvavan Aasian kasvavissa talouksissa VTT:n tuolloisessa mallissa käytettyjä perusoletuksia nopeammin. Seuraavassa esitellään joitakin skenaariolaskelmien keskeisiä tuloksia. Laajimmin tuloksia käsitellään skenaariosta 3a, sillä se on globaalia ilmastopolitiikkaa koskevilta oletuksiltaan skenaariovaihtoehdoista ehkä lähimpänä realismia.

6.1.2 Yleisiä tuloksia

Mallin tulosten mukaan koko maailman primaarienergian kulutus kasvaa vuoteen 2050 mennessä Baseline-skenaariossa lähes kaksinkertaiseksi vuoden 2005 tasosta, mutta politiikkaskenaarioissa kasvu jää kyseisenä aikavälinä alimmillaan vain 41 %:iin (skenaario 2c). Primaarienergian maailmanlaajuisen kokonaiskulutuksen kehitys eri skenaarioissa on esitetty kuvassa 65 ja Aasian kehittyvien maiden osalta kuvassa 66.



Kuva 65. Koko maailman primaarienergian kokonaiskulutus eri AME-skenaarioissa.



Kuva 66. Kehittyvän Aasian primaarienergian kokonaiskulutus eri AME-skenaarioissa.

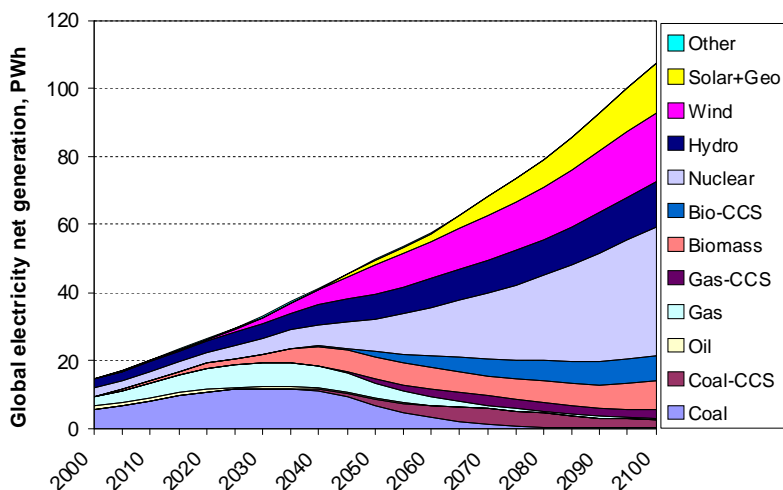
Tulosten mukaan fossiilisten polttoaineiden globaali kysyntä kasvaa Baseline-skenaariossa tasaisesti vuoteen 2050 ja sen jälkeenkin, mutta kysyntä kääntyy politiikkaskenaarioissa laskuun jo ennen vuotta 2050. Lievemmissä ilmastopolitiikan vaihtoehdoissa (skenaariot 2a ja 3a) käänne tapahtuu noin vuonna 2040, mutta tiukimmissa jo vuonna 2020. Voimakkaimmin politiikkaskenaarioissa vä-

henevät perusuraan verrattuna kivihiilen ja öljyn käyttö, joista öljyn kulutus supistuu vuoteen 2050 mennessä useissa skenaarioissa jo selvästi alle nykytason. Kivihiilen ja maakaasun käyttö pysyy kuitenkin alimmillaankin suunnilleen vuoden 2005 tasolla vuoteen 2050 saakka.

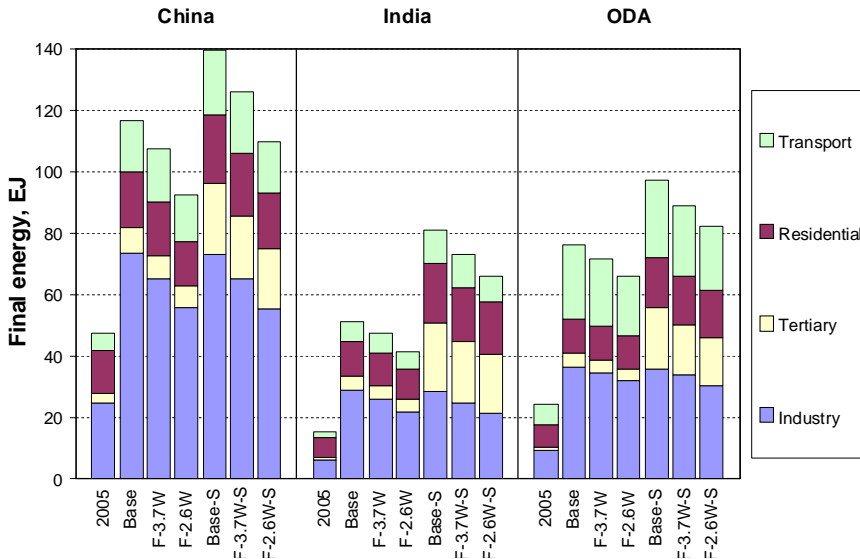
Puubiomassan energiakäyttö vähenee maailmanlaajuisesti jonkin verran vuoteen 2020 mennessä, sillä joillakin alueilla kestävä kehityksen mukaiset käyttötasot ylittyvät jo nykyisin, ja tätä ei skenaario-oletusten mukaan pidemmällä aikavälillä sallittu. Sen sijaan muun biomassan (erityisesti energiakasvit ja maatalouden sivutuotteet) käyttö kasvaa voimakkaasti politiikkaskenaarioissa. Oletetut peltobiomassojen tuotantopotentiaalit perustuvat pääosin MTT:ssä laadittuihin arvioihin.

Energian loppukulutuksessa sähkö on kulutukseltaan nopeimmin kasvava energiamuoto. Skenaarioiden tulokset osoittavat myös että energian kulutuksen sähköistyminen eri käyttökohteissa on yksi merkittävä kasvihuonekaasupäästöjen vähennyskeino, sillä merkittävä osa uusiutuvasta energiasta, kuten tuuli- ja aurinkoenergia, voidaan helpoimmin hyödyntää juuri sähköinä. Kuvassa 67 on esitetty koko maailman sähköntuotannon kehitys skenaariossa 3a pääenergiälähteittäin. Tulosten mukaiset globaalin sähköntuotannon tasot vuonna 2050 olivat eri skenaarioissa jotakuinkin samalla tasolla kuin vuonna IEA:n *Energy Technology Perspectives 2010* -julkaisun vastaavissa skenaarioissa (IEA ETP 2010).

Energian loppukulutus ei enää merkittävästi kasva kehittyneissä teollisuusmaissa, mutta se kasvaa erittäin nopeasti juuri Aasian nopeasti kasvavissa talouksissa. Skenaariotulosten mukaista loppukulutuksen kehitystä on näiden maiden osalta havainnollistettu kuvassa 68 vuoteen 2050 saakka. Kuvassa on esitetty myös herkkyytarkasteluna tehtyjen skenaarioiden (S-pääte skenaarion nimessä) vielä huomattavasti korkeampaan kulutukseen johtavat kehitysurat.



Kuva 67. Koko maailman sähköntuotannon rakenteen kehitys AME-skenaariossa 3a (säteilypakote max. $3,7 \text{ W/m}^2$).



Kuva 68. Kehittyvän Aasian loppuenergian kulutus sektoreittain AME-skenaarioiden perustapauksissa ja herkkyystartkasteluvarianteissa. ODA: Other Developing Asia.

6.1.3 Fossiilisten polttoaineiden kysynnän kehitys

Öljyn maailmanlaajuisen kulutuksen taso ehkä realistisimman politiikkaskenaarion 3a tulosten mukaan pysyy hyvin vakaana suunnilleen vuoteen 2050 saakka, siitäkin huolimatta, että kehittyvissä maissa erityisesti liikenteen energiankulutus kasvaa nopeasti. OECD-maiden öljynkulutuksen kääntyminen laskuun kompensoi siten kulutuksen kasvua muualla. Öljyn tuotannossa Länsi-Euroopan ja Pohjois-Amerikan osuus kutistuu ja Lähi-idän hallitseva osuus korostuu entisestään. Afrikan tuotanto laajenee jonkin verran vuoteen 2030 mennessä mutta kääntyy sen jälkeen laskuun. Öljyn tuotannon jakaantuminen alueittain on esitetty kuvassa 69.

Maakaasun globaali kulutus säilyy selvällä kasvu-uralla myös ilmastonmuutosta hillitsevissä politiikkaskenaarioissa. Euroopassa, Yhdysvalloissa ja Kanadassa kaasun tuotanto säilyisi tulosten mukaan suunnilleen nykytasolla vuoteen 2020 saakka, jonka jälkeen USA:n tuotanto kuitenkin kääntyisi selvään laskuun. Valitettavasti AME-skenaarioissa ei kuitenkaan pystytty ottamaan huomioon SALKKU-hankkeen tuottamia arvioita liuskekaasun tuotantopotentiaaleista AME-työn tiukan aikataulun vuoksi, joten näiltä osin tuloksiin on suhtauduttava varauksin. Venäjän kaasun tuotanto kasvaisi tulosten mukaan verraten maltillisesti lähivuosikymmeninä, ja merkittävin tuotannon lisäys kohdistuisi myös kaasun tapauksessa Lähi-itään. Venäjän kaasuntuotanto alkaisi tulosten mukaan kasvaa voimakkaammin vasta vuoden 2050 jälkeen. Tuotannon lisäys saattaa kuitenkin todellisuudessa kohdistua nopeammin Venäjälle. Maakaasun tuotannon jakaantuminen alueittain on esitetty kuvassa 70.

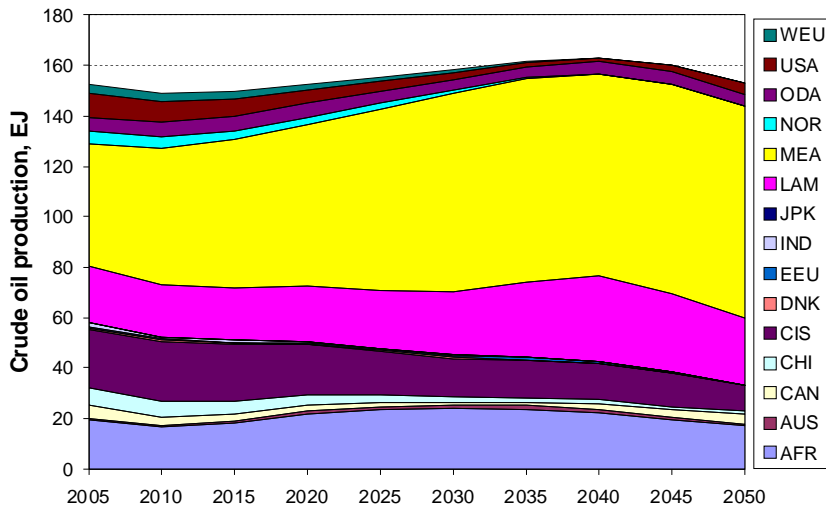
Kivihiilen tuotannossa Kiina on ollut jo pitkään selvästi maailman tärkein tuottajamaa. Skenaariotulosten mukaan Kiinan hiilen tuotanto kääntyisi kuitenkin laskuun reservien nopean hyödyntämisen myötä. Tulosten mukainen käänne alaspäin on toteutuneiden tuotantolukujen valossa kuitenkin liian jyrkkä. Kiinan sijasta hiilen tuotanto kasvaisi etenkin Australiassa ja Afrikassa, joissa on edelleen suuret hyödyntämättömät kivihiilivarat. Myös Latinalainen Amerikka nousisi tulosten mukaan merkittäväksi tuotantoalueeksi vuoteen 2020 mennessä. Yhdysvalloissa tuotanto supistuisi aluksi vähitellen vuoteen 2030 saakka, mutta alkaisi CCS:n (eli hiilidioksidin erotuksen ja varastoinnin) kaupallistumisen myötä sen jälkeen kasvaa. Hiilen vienti Yhdysvalloista muualle pysyy kuitenkin tulosten mukaan verrattain pienenä. Hiilen tuotannon jakaantuminen alueittain on esitetty kuvassa 71.

Fossiilisten polttoaineiden nykyisten reservien¹⁹ ehtyminen alkaa tulosten mukaan tuntua jo vuodesta 2020 lähtien, jolloin tarvitaan yhä laajempia investointeja uusien resurssien²⁰ hyödyntämiseksi. Reservien osuutta polttoaineiden koko tuotannosta on havainnollistettu kuvassa 72. Nopeimmin tämä koskee nykyisiä öljyreservejä, joiden osuus öljyn kokonaistuotannosta olisi vuonna 2050 enää noin puolet koko tuotantarpeesta. Maakaasun osalta reservien osuus laskee hitaammin, mutta ne alkavat ehtyä nopeasti vuoden 2040 jälkeen. Myös nykyiset kivihiilireservit saattavat tulosten mukaan tulla hyödynnetyiksi loppuun jo ennen vuotta 2050.

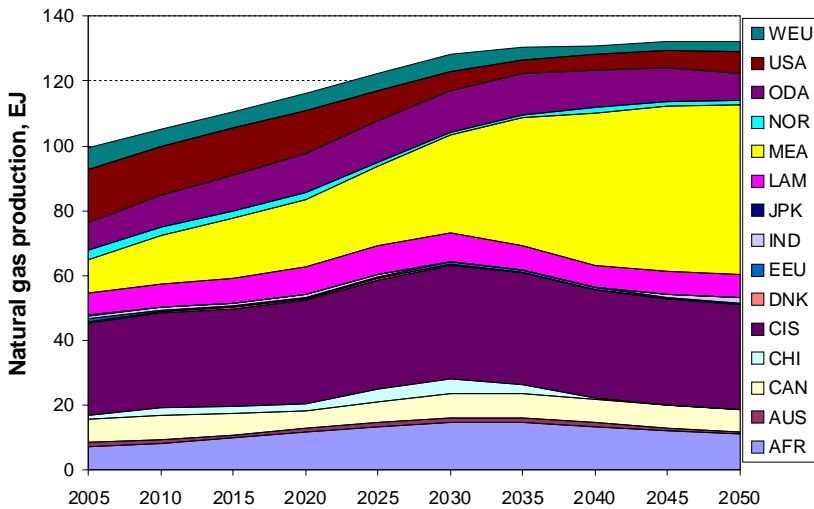
Kaikkiaan fossiilisten polttoaineiden globaalin kysynnän kasvu jää AME-mallinnustyön politiikkaskenaarioissa kuitenkin sen verran maltilliseksi, ettei tuotannon lisäämisen kysyntää vastaavasti pitäisi tuottaa markkinoille suurempia vaikeuksia. Skenaarioiden merkittäviä riskejä edustavat kuitenkin etenkin öljyn ja kaasun tuotannon keskittymisestä entisestään Lähi-itään sekä kivihiilen tuotannon nopea laajennustarve Australiassa ja Afrikassa.

¹⁹ Todennetut, eli 90 % todennäköisyydellä taloudellisesti hyödynnettävissä olevat polttoainetarvit. Määritystä on pyritty täsmentämään esimerkiksi standardein, mutta määrityksen osalta esiintyy edelleen eri käytäntöjä.

²⁰ Resurssit (resources) sisältävät geologisesti paikannetut varat, joita ei voida nykyisillä teknisillä ja taloudellisilla reunaehdoilla hyödyntää sekä varat, joita ei ole vielä löydetty, mutta jotka todennäköisesti tullaan löytämään.

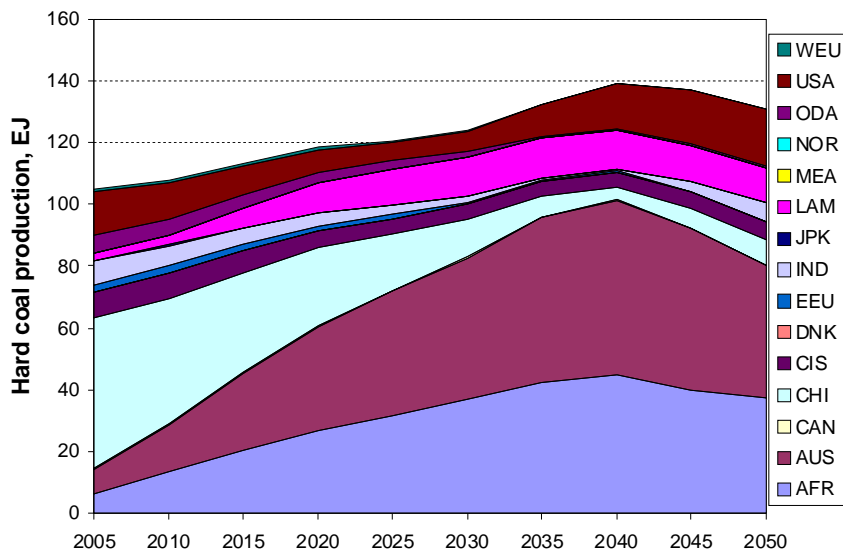


Kuva 69. Öljyn tuotannon kehitys alueittain AME-skenaariossa 3a (säteilypakote max. $3,7 \text{ W/m}^2$). Alueiden lyhenteet on esitetty raportin alussa lyhennetaulukossa.

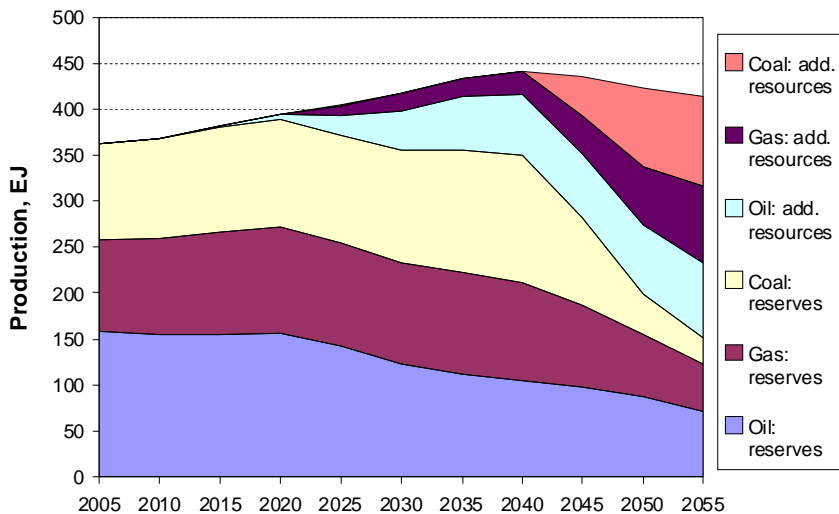


Kuva 70. Maakaasun tuotannon kehitys alueittain AME-skenaariossa 3a (säteilypakote max. $3,7 \text{ W/m}^2$). Alueiden lyhenteet on esitetty raportin alussa lyhennetaulukossa.

6. VTT:n omat analyysit ja skenaariot



Kuva 71. Kivihiilen tuotannon kehitys alueittain AME-skenaariossa 3a (säteilypakote max. $3,7 \text{ W/m}^2$). Alueiden lyhenteet on esitetty raportin alussa lyhennetaulukossa.



Kuva 72. Öljyn, maakaasun ja kivihiilen tuotannon kehitys reserveistä ja uusista resursseista AME-skenaariossa 3a (säteilypakote max. $3,7 \text{ W/m}^2$).

6.2 Energia- ja ilmastopoliitiikan vaikutukset EU:n energijärjestelmän kehitykseen

Seuraavassa esitetään SALKKU-hankkeen puitteissa toteutettua toista kansainvälistä skenaario- ja mallinnustyötä, EMF EU28 studya, jossa on arvioitu vähähiilisiä energijärjestelmäskenaarioita EU:lle vuoteen 2050 asti. Tässä työssä mallinnuskonsortio muodostui Stanford Universityn koordinoiman Energy Modelling Forumin (EMF) jäsenistä, jossa myös VTT on jäsenenä. EMF-konsortio on toteuttanut ja julkaissut vuosien aikana eri teemoihin liittyviä mallinnustutkimuksia. Parhailaan on meneillään kolme EMF-studya, eli EU-studyn lisäksi on käynnissä globaali sekä Yhdysvaltojen kehitystä tarkasteleva skenaariotyö. EU-study käynnistyi vasta syksyllä 2011 ja se valmistuu vuoden 2012 lopussa, joten tässä esitetään alustavia VTT:n laskemia skenaariotuloksia EU:n kehitykselle. EMF EU28 -työn tulokset tullaan julkaisemaan tieteellisinä artikkeleina todennäköisesti Energy Economics -lehden erikoisnumerona.

EMF EU28 -työn tavoitteena on arvioida EU:n vähähiilisiä polkuja vuoteen 2050 mennessä eri energijärjestelmä-, markkina-, ja talousmalleilla ja eri skenaariooletuksilla toisaalta EU:n oman kehityksen näkökulmasta ja toisaalta erilaisissa globaaleissa ilmastopoliittikkakehityslinjoissa. Työn lähtökohtana on EU:n vuoden 2011 lopussa julkaisema EU Energy Roadmap, jossa arvioidaan EU:n vähähiilistä kehitystä eri tulevaisuuspoluilla. EU Energy Roadmapin, samoin kuin EU EMF28-studyn lähtökohtana on, että EU vähentää kasvihuonekaasupäästöjään vähintään 80 prosenttia vuoteen 2050 mennessä vuoden 1990päästötasoon nähden. Kuvassa (Kuva 73) on esitetty EMF EU28 -studyn skenaariomatriisi sekä ympyröitynä VTT:n laskemissa huomioituiden skenaariot. 80 %:n päästövähennysskenaarioita (EU5, EU7, EU9 & EU10) verrataan ns. Reference-skenaarioon (EU1 & EU4), jossa khk-päästövähennystavoite on asetettu 40 %:iin vuoteen 2050 mennessä sekä Baseline-skenaarioon (EU11), jossa ei ole oletettu mitään ilmastopoliittikkaa, ei edes EU:n asettamia sitovia tavoitteita vuodelle 2020. Sekä Reference- että tässä esitetyssä Mitigation 1 (EU6, EU7, EU9, EU10) -skenaarioissa on oletettu, että EU:n ulkopuoliset maat toteuttavat kansallisesti esitettyä ilmastopoliittikkaa ("Moderate Policy"), eli että kansainvälistä ilmastopoliittikkaa ei ole olemassa eikä myöskään globaalia päästökauppaa.

Skenaariolaskelmat toteutettiin edellä esitetyllä VTT:n globaalilla TIMES-energiajärjestelmämallilla, jossa Eurooppa on kuvattu viitenä alueena: Suomi, Ruotsi, Tanska ja Norja on kuvattu maittain ja muu Eurooppa on jaettu Itä- ja Länsi-Eurooppaan. TIMES-aluejako ei siten vastaa nykyisiä EU-jäsenvaltioita, vaan niiden lisäksi mukana "EU-30"-alueessa ovat Islanti, Norja, Sveitsi, Malta, Albania ja entisen Jugoslavian maat. Sen sijaan Turkki kuuluu Lähi-idän alueeseen.

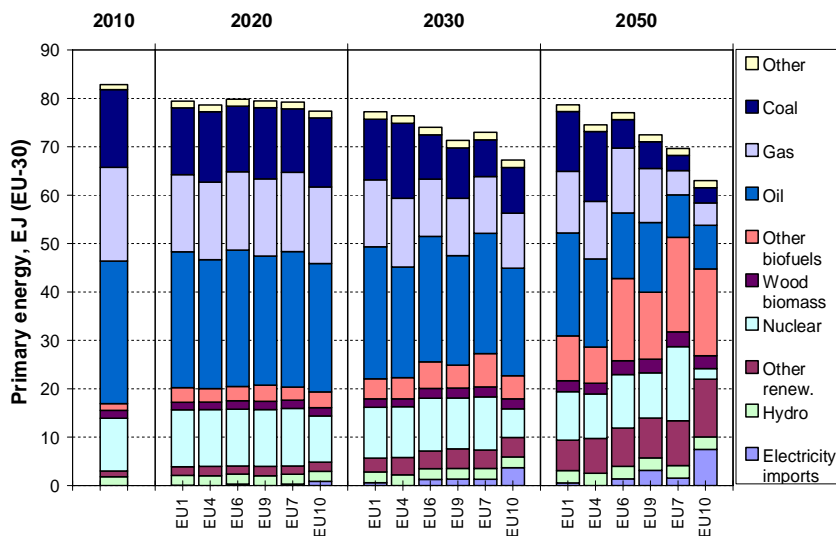
Kuvassa (Kuva 74) on esitetty primäärienergian kulutus Referenssi- ja 80 %:n päästövähennysskenaarioissa. Kaikissa esitetyissä skenaarioissa fossiilisen polttoaineen osuus primäärienergiankulutuksesta kääntyy laskuun kasvavan energian hinnan myötä. Skenaariossa "Green" (EU10) on oletettu kiihdytetty teknologian kehitys ja käyttöönotto ja lisäksi sähkön tuontia EU:n ulkopuolelta ei ole rajoitettu

6. VTT:n omat analyysit ja skenaariot

niin kuin muissa skenaarioissa. Green-skenaariossa CCS ei myöskään ollut sallittu, jonka vuoksi fossiilisten polttoaineiden käyttö supistuu merkittävästi.

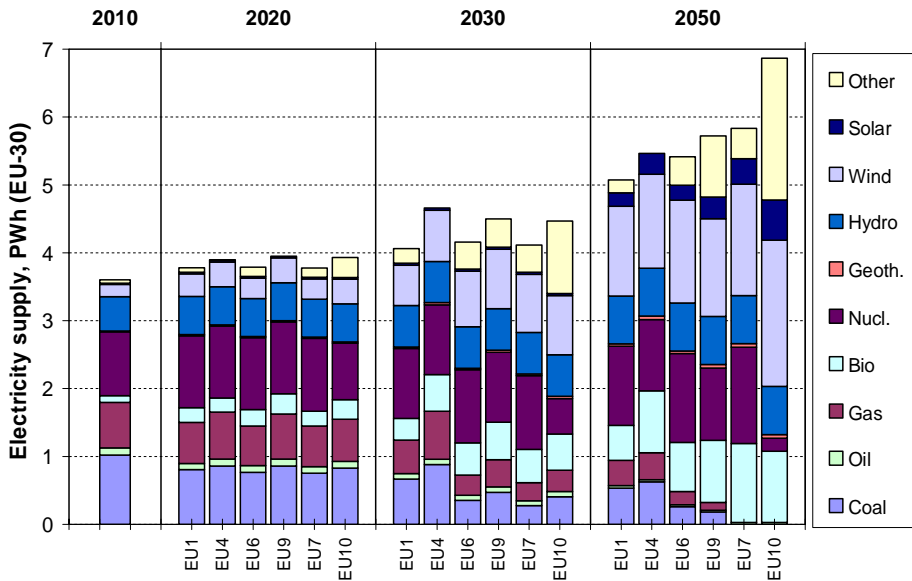
Technology dimension		Default w CCS	Default w/o CCS	Pessimistic	Optimistic	Green
CCS		on	off	off	on	off
Nuclear energy		ref	ref	low	high	low
Energy efficiency		ref	ref	ref	high	high
Renewable energies		ref	ref	ref	opt	opt
Policy dimension for the EU		Policy dimension for the Rest of the World (ROW)				
No policy baseline (no policy, also without the 2020 target)	no policy	EU11				
Reference: including the 2020 targets and 40% GHG reduction by 2050	"moderate policy" scenario ModPol; no emission trading across macroregions (but trade within macroregions e.g. within EU)	EU1	EU2	EU3	EU4	EU5
Mitigation1: 80% GHG reduction by 2050 (with Cap&Trade within the EU)	"moderate policy" scenario ModPol; no emission trading across macroregions (but trade within macroregions e.g. within EU)	EU6	EU7	EU8	EU9	EU10
Mitigation2: 80% GHG reduction by 2050 (with Cap&Trade within the EU)	IMAGE2.9 scenario; no emission trading across macroregions (but trade within macroregions e.g. within EU)	EU12			EU14	
Mitigation3: global 480ppme target with full Cap&Trade	IMAGE2.9 scenario; emission trading is allowed between all regions	EU13			EU15	

Kuva 73. EMF EU28 -studyn skenaariomatriisi. Ympyröidyt skenaariovariantit ovat mukana VTT:n laskelmissa.



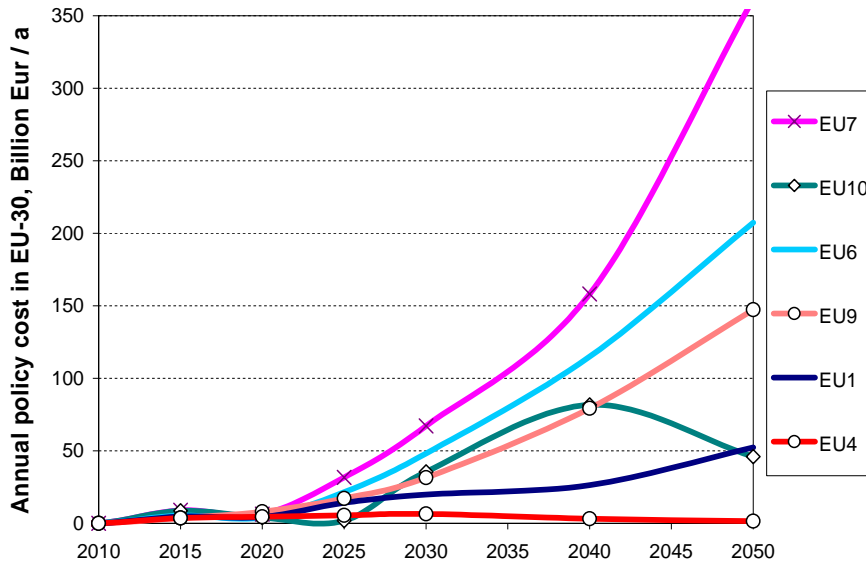
Kuva 74. Primäärienergian kulutus 40 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU1 & EU4) sekä 80 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU6, EU7, EU9 & EU10).

Kuvassa (Kuva 75) on esitetty sähköntuotanto EU-30-alueella. Kuvasta nähdään, että toisin kuin primäärienergian kulutus, sähkön kulutus kasvaa kaikissa skenaarioissa. Ääritapauksena on jälleen "Green" (EU10) -skenaario, jossa sähkönkulutus lähes kaksinkertaistuu referenssivuoteen 2010 verrattuna ja jossa sähköntuotanto perustuu lähes 100 prosenttisesti uusiutuvaan energiaan. Tässä skenaariossa (aurinko)sähkön tuonti Afrikasta ja Lähi-idästä kasvaa myös merkittävästi.



Kuva 75. Sähköntuotanto 40 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU1 & EU4) sekä 80 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU6, EU7, EU9 & EU10).

Kuvassa 76 on lopuksi esitetty ilmastopolitiikan aiheuttamat vuosittaiset suorat kustannukset verrattuna Baseline-skenaarioon. Vuosikustannukset sisältävät kaikki teknologioiden investointeihin ja käyttöön sisältyvät kustannukset. Selkeästi korkeimmat kustannukset on tapauksessa, jossa oletetaan referenssitason teknologian kehitys ja lisäksi CCS-tekniikkaa ei oteta lainkaan käyttöön (EU7). Sen sijaan Green-skenaariossa (EU10), jossa oletetaan voimakas teknologian kehitys, vuosikustannukset kääntyvät laskuun vuoden 2040 jälkeen, vaikka investoinnit CCS:ään sekä uuteen ydinvoimaan oli mallitarkasteluissa kielletty.



Kuva 76. Päästöjen vähentämisen vuosittaiset suorat kustannukset Baseline-skenaarioon verrattuna 40 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU1 & EU4) sekä 80 %:n khk-päästövähennysskenaarioissa (EU6, EU7, EU9 & EU10).

käänny laskuun kasvavan energian hinnan myötä. Toisin kuin primäärienergian kulutus, sähkön kulutus kasvaa kaikissa skenaarioissa. Ääritapauksena on "Green" (EU10) -skenaario, jossa sähkönkulutus lähes kaksinkertaistuu referenssi vuoteen 2010 verrattuna ja jossa sähköntuotanto perustuu lähes sataprosenttisesti uusiutuvaan energiaan. Tässä skenaariossa investointeja ydinvoimaan ja CCS:ään ei sallittu, minkä vuoksi (aurinko)sähkön tuonti Afrikasta ja Lähi-idästä kasvoi merkittävästi.

7. Yhteenveto ja päätelmät

Fossiilisten polttoaineiden reservi- ja resurssiarviot sekä kysynät nyt ja vuonna 2035 on esitetty TWh:na taulukossa (Taulukko 3). Reservien suhdetta vuosituotantoon (R/P) on laskettu sekä nykykysynnällä että vuoden 2035 kysynnällä. Resurssiarvioissa maakaasulle ja öljylle on huomioitu vain hyödynnettävissä olevat resurssit, eikä esimerkiksi metaanihydraatteja ei ole lainkaan noteerattu.

Resurssien ja reservien keskinäinen suhde vaihtelee hintatason mukaan. Mitä kalliimpi polttoaine, sitä enemmän resursseja voidaan kannattavasti hyödyntää eli niistä tulee reservejä. Mitä kalliimpaa tuotantoa otetaan käyttöön, sitä korkeammaksi hinta muodostuu. Esimerkiksi öljyn tuotantokustannukset (katso Kuva 7) ovat Lähi-idässä alle 5 \$/bl ja Kanadan öljyhiekallekin alle 30 \$/bl markkinahinnan ollessa 100–120 \$/bl, eli kyseessä on myyjän markkinat. Finanssikriisin pahimpaan aikaan hinnat käväisivät merkittävän alhaalla jopa 40 \$/bl tasolla, mutta vain suhteellisen lyhyen aikaa. Euroopassa maakaasun hinta on pitkälti kytketty öljyn hintaan, minkä johdosta sekään ei siis suoraan riipu tuotantokustannuksista. USA:ssa maakaasun kilpailutilanne on kovempi ja hintakin siten lähempänä tuotantokustannuksia. Uudet epäkonventionaalisen kaasun tuotantomenetelmät ovat yllättäen kilpailukykyisiä, ei vain LNG:n hintatasoon verrattuna, vaan myös konventionaaliseen tuotantoon verrattuna. Tämä tarkoittaa sitä, ettei hinta nousekaan uusien resurssien käyttöönoton myötä.

7. Yhteenveto ja päätelmät

Taulukko 3. Öljyn, maakaasun ja hiilen kysynät, reservit ja resurssit TWh:na. Reservitietojen lähteenä on BP (2011), resurssien lähteenä on IEA (2009, 2011) ja BGR (2010)²¹, nykyisen kysynnän lähteenä on BP (2011) ja vuoden 2035 kysynnän lähteenä IEA (2011).

	Öljy	Maakaasu	Hiili	Yhteensä
Kysyntä 2010, TWh/vuosi	50 600	33 200	41 400	125 200
Kysyntä 2035, TWh/vuosi	54 000	45 700	47 700	147 400
Reservit, milj.TWh	2,2	1,9	6,0	10,1
Konv. resurssit, milj.TWh	2,1	2,2	109,4 ²²	113,7
Epäkonv.resurssit, milj.TWh	4,3	3,7	17,0 ²³	25,0
R/P₂₀₁₀, vuosia	43	57	145	81
R/P₂₀₃₅, vuosia	41	42	126	69
Varat / kysyntä₂₀₃₅, vuosia	159	171	2 776	1 188

Reservien riittävyys maltillisesti kasvavalla kysynnällä on yli 40 vuotta sekä öljyllä että maakaasulla, ja hiilellä reilusti yli sata vuotta. Olettaessa myös resurssit mukaan polttoainevaroihin, saadaan satojen vuosien riittävyudet ja kokonaisuudessaan jopa yli tuhannen vuoden riittävyys fossiilille polttoaineille. Toisaalta esitetyt AME-skenaariot globaalista ja Aasian kehityksestä osoittivat, että öljyn- ja kaasuntuotanto nykyisellä infrastruktuurilla kääntyy laskuun jo vuoden 2020 tienoilla ja vastaavasti hiilellä vuoden 2040 tietämillä huolimatta fossiilisten käytön osuuden laskusta suhteessa primäärienergian kokonaiskäyttöön. AME-skenaarioissa tuli esille kehittyvän Aasian erittäin nopea energian kysynnän kasvu aina vuoteen 2050 asti. Voidaankin olettaa, että fossiilisten polttoaineiden hyödyntäminen jatkuu entistä suurempana, mutta painopiste on kehittyvissä maissa ja erityisesti Aasiassa. Euroopassa eri direktiivit ajavat kulutusta pois varsinkin hiilestä ja öljystä ja motivoivat EU:ta panostamaan entistä voimallisemmin uusiutuviin energialähteisiin. Ydinvoima voisi olla toinen merkittävä panostuskohde, kuten Suomessa on suunnitteilla, mutta eurooppalaisella tasolla ydinvoiman tulevaisuus on epävarma Fukushima onnettomuuden jälkeen. Saksassa päätettiin ydinvoiman alasajosta, mikä tarkoittaa sitä, että siellä ajatellaan ydinvoiman olevan todellinen riski. Myös ydinvoiman luvatussa maassa, Ranskassa, varteenotettava presidenttiehdokas on luvannut ajaa ydinvoiman alas.

Välikauden polttoaineen, eli hiilen ja öljyn verrattuna vähempipäästöisen maakaasun tuotannon hiipuminen EU-alueella ja tuontiriippuvuuden lisääntyminen

²¹ Energiamuunnoskertoimina on käytetty kivihiilelle resursseja laskettaessa 6 000 kcal/kg ja ligniitille 3 750 kcal/kg ja reservejä laskettaessa 6 000 kcal/kg. Maakaasun miljardi kuutiometriä (1 bcm) on konvertoinnissa muutettu 10 TWh:iin, ja öljyn barreli 1,586 MWh:iin.

²² kivihiili (BGR 2010)

²³ ligniitti (BGR 2010)

etenkin demokralialtaan heikommista maista asettaa omat haasteensa. Mikäli kaasun käyttöä aiotaan lisätä, tulee se tapahtumaan hajautetun riskin voimin, eli mahdollisimman monesta riippumattomasta lähteestä. Mahdollisten uusien maakaasuputkien lisäksi lisääntyvä LNG:n käyttö vähentäisi tuottajariippuvuutta, etenkin kun LNG:n kauppa on muuttumassa dynaamisemmaksi eikä niin sidotuksi pitkiin sopimuksiin. LNG:n hinnan ollessa nyt alhainen, jopa alhaisempi kuin putkikaasun, onkin yhteiskunnallisesti otollinen hetki investoida uuteen LNG-infrastruktuuriin, sillä hintaerolla saadaan katettua osa investointikustannuksista, mikäli hintasuhteet pysyvät otollisina pidempään.

Viime vuosina on runsaasti keskusteltu liuskekaasun hyödyntämisestä ja sitä myöten kaasureserviarvioiden mahdollisesta ”ylöskorjauksesta” tulevaisuudessa. Liuskekaasusta ei kuitenkaan välttämättä tule Euroopalle merkittävää tekijää epäedullisten sekä geologisten, ympäristöllisten, lainsäädännöllisten ja kustannuksellisten olosuhteiden vuoksi, ja ennen kaikkea not-in-my-back-yard-tyyppisten (eli ns. NIMBY) poliittisten kompastuskivien vuoksi. Liuskekaasua kuitenkin tutkitaan usealla rintamalla ympäri Eurooppaa, ja liuskekaasusta voikin tulla maakaasun kasvun katalyytti. Oman tuotannon kasvu, vaikkei se kataakaan kaikkea kaasun tarvetta, voi samalla pienentää ostokaasuun liittyvää riskiä ja siten mahdollistaa entistä suuremman panostuksen maakaasun käyttöön.

Liuskekaasun hyödyntäminen muualla kuin Yhdysvalloissa vaatisi paljon uutta poraus- ja kaivoskalustoa, mikä tosin myös tarjoaa mahdollisuuden tällaisen tekniikan tarjoajille. Euroopasta löytyvä nykyinen kalusto on täysin riittämätön, jos liuskekaasua aiotaan hyödyntää, mikä voi tarjota hyvin paikan eurooppalaisille nopeille toimijoille. Toisaalta tietotaito on paljolti USA:n energiayhtiöiden käsissä, samoin kuin esimerkiksi Puolan etsintäoikeudet, jolloin riskinä on, että tarvittava uusi kalusto hankitaan ko. yritysten vanhoilta toimittajilta. Kaiken kaikkiaan voi todeta, että fossiilisten polttoaineiden riittävyys on hyvällä tasolla, vaikka kalliimpien reservien ja resurssien käyttöönoton myötä hinnankorotuspaine kasvaa. Uuden tuotantokapasiteetin ja infrastruktuurin rakentaminen vaatii kuitenkin valtavia investointeja, jotka eivät toteudu, ennen kuin fossiilisten polttoaineiden markkinahinnat kasvavat riittävän korkeiksi. Onkin oletettavaa, että fossiilisten polttoaineiden markkinahinnat jatkavat nousuaan myös tulevaisuudessa. Lisäksi markkinahinnat ovat enenevässä määrin herkkiä toimitushäiriöille ja spekulatioille, kun tuotantomarginaalit kulutukseen nähden pienevät ja tuotanto enenevässä määrin keskittyy poliittisesti epävakaille alueille. Merkittävänä tekijänä nähdään myös ilmastomuutoksen hillintä. Sekä energian käytön tehostaminen ja vähentäminen että siirtyminen entistä enemmän uusiutuviin energialähteisiin vähentää fossiilisten polttoaineiden käyttöä Euroopassa vuoteen 2050 mennessä. Ilmastomuutoksen hillintä turvalliselle tasolle edellyttää kuitenkin, että hiilidioksidin talteenotto ja varastointi geologisiin muodostelmiin kaupallistuu, joka toisaalta pienentää energiantuotannon hyötysuhdetta ja kasvattaa siten entisestään fossiilisten polttoaineiden käyttöä. Fossiilisten polttoaineiden tuotantoon ja käyttöön liittyy siten useita epävarmuustekijöitä, mutta fossiiliset energialähteet säilyttänevät kuitenkin merkittävän aseman maailman energianhuollossa myös pitkällä aikavälillä.

Lähdeluettelo

- BGR 2010. Energy Resources 2009. Reserves, Resources, Availability. Crude Oil, Natural Gas, Coal, Nuclear Fuels, Geothermal Energy. Status 10.11.2009. Translation of the German Study. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Saatavilla: http://www.bgr.bund.de/cln_144/nn_335074/EN/Themen/Energie/Produkte/energyresources_2009.html?_nn=true.
- BP 2009. BP Statistical Review of World Energy 2009. Saatavilla: <http://www.bp.com/>.
- BP 2010. BP Statistical Review of World Energy 2010. Saatavilla: <http://www.bp.com/>.
- BP 2011. BP Statistical Review of World Energy 2011. Saatavilla: <http://www.bp.com/>.
- BP 2012. BP Energy Outlook 2030. London, January 2012. Saatavilla: <http://www.bp.com/>.
- BTC 2010. The Bundeswehr Transformation Centre. Armed Forces, Capabilities and Technologies in the 21st Century. Environmental Dimensions of Security.
- DOE 2005. Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts. US Department of Energy 2005. Saatavilla: http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/Ing/LNG_primerupd.pdf.
- EC 2007. DG Competition report on energy sector inquiry. European Commission. Competition DG. Brussels, 10 January 2007. SEC(2006)1724. Saatavilla: <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.
- EC 2010. Report on progress in creating the internal gas and electricity market. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Brussels, 11.3.2010 COM(2010)84 final. Saatavilla: **Error! Hyperlink reference not valid.**
- EER May 9, 2011. No shale gas revolution in Europe? European Energy Review, May 9, 2011. Internet newsletter. Castel publishers.
- EER June 14, 2011. From Poland with love. European Energy Review, June 14, 2011. Internet newsletter. Castel publishers.
- EIA 2010a. Annual Energy Outlook 2010. Early release summary presentation. Saatavilla: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>.

- EIA 2010b. Coal News and Markets. Report released November 29, 2010. U.S. Energy Information Administration. Saatavilla: <http://www.eia.doe.gov/creaf/coal/page/coalnews/coalmar.html>.
- EIA 2011a. Annual Energy Outlook 2011. Early release summary presentation. Saatavilla: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>.
- EIA 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration. April 2011. Saatavilla: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>.
- EIA 2012. Annual Energy Outlook 2012. Early release overview. Saatavilla: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2012).pdf).
- Energy Charter 2007. Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Energy Charter Secretariat 2007. Saatavilla: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ENG.pdf.
- ENTSOG 2009. European Ten Year Network Development Plan 2010–2019. European Network of Transmission System Operators for Gas. 23 December 2009. Saatavilla: http://www.entsog.eu/download/regional/ENTSOG_TYNDR_MAIN_23dec2009.pdf.
- Euracoal 2010. European association for coal and lignite. <http://www.euracoal.org/>.
- Eurogas 2010. Annual report 2008–2009. Saatavilla: http://www.eurogas.org/uploaded/Annual%20Report%202008%20-%202009_final110110.pdf.
- EP 2011. Liuskekaasun ja -öljyn tuotannon vaikutukset ympäristöön ja ihmisten terveyteen. Lechtenbömer, S., Altmann, M., Capito, S., Matra, Z., Weindorf, W., Zittel, W. Euroopan parlamentin ympäristön, kansanterveyden ja elintarvikkeiden turvallisuuden valiokunta (ENVI), Euroopan parlamentti, kesäkuu 2011. IP/A/ENVI/ST/2011-07.
- FERC 2010. Natural Gas Markets: National Overview. May 2010. Saatavilla: <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview.asp>.
- Finley, M. 2012. The Oil Market to 2030 – Implications for Investment and Policy. Economics of Energy and Environmental Policy. 1(1), s. 25–36.
- Forsström, J. 2012. Kenen kaasua poltat, Eurooppa? VTT Technology 29.

- Gromov 2009. Strategic development of the Russian gas industry for the year 2030. International seminar “Natural gas markets” 2009 Grenoble, France. Saatavilla: <http://www.energystrategy.ru>.
- GWPC 2009. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. Prepared for U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. Prepared by Ground Water Protection Council and ALL Consulting. April 2009. Saatavilla: http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/naturalgas_general/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf.
- Höök, M., Zittel, W., Schindler, J. & Aleklett, K. 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. Fuel. 89(11)2010, s. 3546–3558.
- IANGV 2010. Natural gas vehicle statistics. International Association for Natural Gas Vehicles. Saatavilla: <http://www.iangv.org/tools-resources/statistics.html>.
- IEA 2008. Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe. How to achieve workable competition in European gas markets? IEA Information paper. Cronshaw, I., Marstrand, J., Pirovska, M., Simmons, D. ja wempe, J. International Energy Agency. OECD/IEA May 2008.
- IEA 2009. World Energy Outlook 2009. International Energy Agency. OECD/IEA 2009.
- IEA 2010a. Coal Information (2010 Edition). International Energy Agency. OECD/IEA 2010.
- IEA 2010b. World Energy Outlook 2010. International Energy Agency. OECD/IEA 2010.
- IEA 2010c. Medium term oil&gas markets 2010. International Energy Agency. OECD/IEA 2010.
- IEA 2011. World Energy Outlook 2011. International Energy Agency. OECD/IEA 2011.
- IEA ETP 2010. Energy technology perspectives 2010. Scenarios & strategies to 2050. International Energy Agency. OECD/IEA 2010.
- IEA GAS 2011. Are we entering a golden age of gas? World energy outlook 2011/ Special report. International Energy Agency. OECD/IEA 2011.
- JOE 2010. United States Joint Forces Command. Joint Operating Environment. 72 s.
- JRC 2009. Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration. Kavalov, B., Petric, H., Georgakaki, A. JRC Reference Reports

2009, EUR 23818 EN. European Commission, European Joint Research Centre, Institute for Energy.

Kefferpütz, R. 2010. Shale Fever: Replicating the US gas revolution in the EU? Kefferpütz, R. CEPS Policy brief no. 210, June 2010. Centre for European Policy Studies, Brussels, 2010. Saatavilla: <http://www.ceps.eu/book/shale-fever-replicating-us-gas-revolution-eu>.

Koljonen, T., Ruska, M., Pahkala, K., Flyktman, M., Forsström, J., Kiviluoma, J., Kirkinen, J. & Lehtilä, A. 2009. Energiaresurssit ja -markkinat. VTT Tiedotteita 2489. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2489.pdf>.

Korn, A. 2010. Prospects for unconventional gas in Europe. E.ON 2010. Powerpoint-esitys pidetty 5.2.2010. Saatavilla: http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf.

Lin, B.G. & Liu, J.H. 2010. Estimating coal production peak and trends of coal imports in China. Energy Policy 38(2010), s. 512–519.

Minenergo 2010. Energy strategy of Russia for the period up to 2030. Ministry of Energy of the Russian Federation. Saatavilla: http://energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_%28Eng%29.pdf.

Natural Resources Canada 2008. Canadian Natural Gas. Review of 2007/08 & Outlook to 2020. Natural Gas Division. Petroleum Resources Branch. Energy Sector. December 2008. Saatavilla: <http://www.nrcan.gc.ca/eneene/pdf/revrev-eng.pdf>.

New Scientist 2009. Scraping the bottom of the barrel. Cover story. 5 December 2009, s. 35–39.

Oil & Gas Journal, Apr 20, 2009. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Oil & Gas Journal, Dec 14, 2009. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Oil & Gas Journal, Dec 21, 2009. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Oil & Gas Journal, Mar 1, 2010. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Oil & Gas Journal, Dec 6, 2010. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Oil & Gas Journal, Dec 5, 2011. Oil & Gas Journal. PennWell Corporation.

Owen, N.A., Inderwildi, O.R. & King, D.A. 2010. The status of conventional world oil reserves – Hype or cause for concern? Energy Policy 38(2010), s. 4743–4749.

- PGC 2011. Potential gas committee reports substantial increase in magnitude of U.S. natural gas resource base. Potential Gas Committee. Press release April 27, 2011. <http://potentialgas.org/download/pgc-press-release-april-2011.pdf>.
- RWE 2010. Facts & Figures. Updated August 2010.
- Science 2010. Natural gas from shale burst onto the scene; Not under my back yard, thank you. Science, 328(2010), s. 1624–1626. AAAS. Saatavilla: <http://www.sciencemag.org/>.
- Similä, L. 2012. Energiahyödykkeiden merikuljetukset. VTT Technology 22.
- Stevens, P. A. 2010. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality. Chatham House Report, September 2010. The Royal Institute of International Affairs, Chatham house, London, 2010. ISBN 978 1 86203 239 2. Saatavilla: http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/r_0910stevens.pdf.
- Suomen Kaasuyhdistys 2010. Kaasutilastot. Suomen Kaasuyhdistys ry. Saatavilla: <http://www.maakaasu.fi/sisalto/statistics>.
- Söderbergh, B., Jakobsson, K. & Aleklett, K. 2009. European energy security: The future of Norwegian natural gas production. Energy Policy 37(2009), s. 5037–5055. Saatavilla: <http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4X1GG38-2/2/83d0b37027fcf2b0d585030dbdd587dd>.
- Tao, Zaipu & Li, M. 2007. What is the limit of Chinese coal supplies – A STELLA model of Hubbert Peak. Energy Policy 35(2007), s. 3145–3154.
- TEM 2011. Energiakatsaus 2/2011. Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiaosasto. Valtioneuvosto, 2011.
- USGS 2000. U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and results. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60. U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Available: <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>
- VDKI 2009. Annual report 2009. Facts and Trends 2008/2009. Verein der Kohlenimporteure.
- VDKI 2009a. The role of coal in global energy supply. W. Ritschel & H-W Schiffer. World Coal. Saatavilla: <http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/GlobalEnergySupply.pdf>.

VDKI 2010. Annual report 2010. Facts and Trends 2009/2010. Verein der Kohlenimporteure. Saatavilla: http://www.verein-kohlenimporteure.de/wEnglish/download/vdki_2010_engl_internet.pdf?navid=15.

WEC 2009. Survey of Energy Resources. Interim Update 2009. World Energy Council. Saatavilla: http://www.worldenergy.org/publications/survey_of_energy_resources_interim_update_2009/default.asp.

WEC 2010. Survey of Energy Resources 2010. World Energy Council. Saatavilla: <http://www.worldenergy.org/publications/3040.aspx>.

WTRG Economics 2012. Oil Price History and Prices. Saatavilla: <http://www.wtrg.com/prices.htm>.

Nimeke	Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat
Tekijä(t)	Maija Ruska, Tiina Koljonen, Göran Koreneff & Antti Lehtilä
Tiivistelmä	<p>Julkaisussa esitellään arvioita fossiilisten polttoaineiden, eli öljyn, hiilen ja maakaasun reserveistä ja resurssista, tuotannosta ja kulutuksesta sekä polttoainemarkkinoiden kehityksistä. Reservien riittävyys kasvavallakin kysynnällä on yli 40 vuotta sekä öljyllä että maakaasulla, ja hiilellä reilusti yli sata vuotta. Olettaessa myös resurssit mukaan polttoainevaroihin, saadaan satojen vuosien riittävydet. Toisaalta VTT:n skenaariolaskelmien perusteella öljyn tuotanto nykyisellä infrastruktuurilla kääntyisi laskuun jo vuoden 2020 tienoilla ja kaasulla vuoden 2040 tienoilla. Kehittyvän Aasian energian kysynnän voimakkaan kasvun myötä fossiilisten polttoaineiden hyödyntäminen jatkuu entistä suurempana. Euroopassa eri direktiivit ajavat kulutusta pois varsinkin hiilestä ja öljystä.</p> <p>Maakaasun tuotantoteknologiassa viime vuosikymmenellä tapahtuneet merkittävät läpimurrot ovat muuttaneet arvioita maakaasuresurssista ja eritoten maakaasun epäkonventionaalisista varoista. Esimerkiksi liuskekaasun hyödyntäminen on kasvanut voimakkaasti Yhdysvalloissa, kun sekä tekniikka on kehittynyt että liuskekaasu on osoittautunut tuotantokustannuksiltaan yllättävän edulliseksi. Liuskekaasun käyttöönoton myötä kaasun markkinahintataso onkin laskenut Yhdysvalloissa. Liuskekaasusta ei kuitenkaan välttämättä tule Euroopalle merkittävää tekijää epäedullisten sekä geologisten, ympäristöllisten, lainsäädännöllisten ja kustannuksellisten olosuhteiden vuoksi. Liuskekaasusta voi kuitenkin tulla entistä tuontiriippuvamman EU:n maakaasukäytön kasvun katalyytti.</p> <p>Yleisesti fossiilisilla polttoaineilla kalliimpien reservien ja resurssien käyttöönoton myötä hinnankorotuspaine kasvaa. Euroopassa sekä energian käytön tehostaminen ja vähentäminen että siirtyminen entistä enemmän uusiutuviin energialähteisiin vähentänee fossiilisten polttoaineiden käyttöä nykyisestä vuoteen 2050 mennessä. Toisaalta vaikka fossiilisten polttoaineiden tuotantoon ja käyttöön liittyy useita epävarmuustekijöitä, säilyttänevät fossiiliset energialähteet merkittävän aseman maailman energianhuollossa myös pitkällä aikavälillä.</p>
ISBN, ISSN	ISBN 978-951-38-7843-6 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp) ISSN 2242-122X (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)
Julkaisu aika	Toukokuu 2012
Kieli	Suomi
Sivumäärä	113 s.
Projektin nimi	Suomalainen tulevaisuuden energialiiketoiminta – skenaariot ja strategiat (SALKKU)
Toimeksiantajat	VTT, MTT
Avainsanat	fuel reserves, fossil fuel resources, fossil fuels, oil reserves, coal reserves, natural gas reserves, Asian energy, oil markets, gas markets
Julkaisija	VTT PL 1000, 02044 VTT, Puh. 020 722 111

Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat

SALKKU-hankkeessa (Suomalainen tulevaisuuden energialiiketoiminta – skenaariot ja strategiat) on tutkittu suomalaiseseen energialiiketoimintaan vaikuttavien tekijöiden tulevaisuusnäkyviä. Hankkeessa tutkittiin ilmastomuutoksen hillinnän vaikutuksia tulevaisuuden energijärjestelmiin skenaariotarkasteluin, fossiilisia polttoainevaroja, niiden markkinoiden kehittymistä ja esimerkkivaikutuksia sähkömarkkinoihin. Lisäksi tutkittiin peltobioenergian hyödyntämispotentiaalia ja eri polttoaineiden merikuljetusten näkyviä. Hanke toteutettiin VTT:n ja Maa- ja elintarviketalouden tutkimuskeskuksen (MTT) yhteishankkeena. Peltobioenergiaa koskevat tutkimustulokset on julkaistu MTT:n raporttisarjassa.

SALKKU-hankkeen tulokset esitellään erillisissä raporteissa. Yhtenä tutkimuskohteena oli fossiiliset energiaresurssit ja – markkinat, missä tutkittiin öljyn, maakaasun ja hiilen reservejä, resursseja, kysyntää, tuotantoa ja markkinoita. Tutkimustulokset esitellään Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat -julkaisussa (tämä). Hanke on osittain jatkoa SEKKI-hankkeelle, ks. VTT Tiedotteita 2487 (2009).

SALKKU-hankkeen julkaisuja VTT Technology -sarjassa:

- 22 Similä, Lassi. Energiahyödykkeiden merikuljetukset. 2012.
- 25 Koljonen, Tiina, Koreneff, Göran, Similä, Lassi, Forsström, Juha, Ekholm, Tommi, Lehtilä, Antti, Ruska, Maija, Pahkala, Katri, Hakala, Kaija, Lötjönen, Timo, Niemeläinen, Oiva, Rintamäki, Heidi, & Aro-Heinilä, Esa. Suomalainen tulevaisuuden energialiiketoiminta – skenaariot ja strategiat. SALKKU-hankkeen yhteenvetoraportti. 2012.
- 28 Ruska, Maija, Koljonen, Tiina, Koreneff, Göran & Lehtilä, Antti. Fossiiliset polttoainevarat ja -markkinat. 2012.
- 29 Forsström, Juha. Kenen kaasua poltat, Eurooppa? 2012.