

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
Tutkimusraportti 16

Lappeenranta University of Technology
Faculty of Technology. LUT Energy
Research report 16

Otso-Pekka Kauppinen

SUOMEN YDINPOLTTOAINEKIERTO

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
PI 20
53851 LAPPEENRANTA

ISBN 978-952-265-123-5
ISBN 978-952-265-124-2 (PDF)
ISSN 1798-1328

Lappeenranta 2011

TIIVISTELMÄ

Otso-Pekka Kauppinen

Suomen ydinpolttoainekierto

Lappeenranta 2011

47 s.

Teknillinen tiedekunta. LUT Energia – Tutkimusraportti 16

ISBN 978-952-265-123-5

ISBN 978-952-265-124-2 (PDF)

ISSN 1798-1328

Suomessa on nykyisin käytössä avoimen ydinpolttoainekierron politiikka missä käytetty polttoaine loppusijoitetaan suoraan ilman jälleenkäsittelyä. Nykyisin kehitteillä olevat uuden sukupolven ydinreaktorit ovat kuitenkin pääosin suunniteltu osittain tai kokonaan suljetuille polttoainekiertoille, joissa käytetty polttoaine jälleenkäsitellään ja osa materiaaleista kierrätetään. Tässä tutkimusraportissa on tarkoitus arvioida Suomen ydinvoimakapasiteetin ja ydinpolttoainekierron kehitystä tulevana vuosikymmeninä sekä arvioida käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelyn, kierrätyksen ja nopeiden reaktoreiden käyttöönoton vaikutusta muun muassa uraanin kulutukseen, syntyvän käytetyn polttoaineen määrään sekä polttoainekierron taloudellisuuteen. Lisäksi työssä arvioidaan Talvivaaran ja Soklin sivutuotteena saatavan uraanin riittävyttä Suomen uraanintarpeen kattamiseksi. Työssä arvioitiin ensin oletuksien ja nykyisen tilanteen avulla Suomen ydinvoimakapasiteetin kehitys tuleville vuosille. Perustuen tähän kehitykseen nykyistä polttoainekiertoa verrattiin tämän jälkeen kahteen kehittyneempään polttoainekierto-varianttiin, joissa käytetty polttoaine jälleenkäsitellään, plutonium kierrätetään uudelleen polttoaineksi ja osa termisistä reaktoreista korvataan nopeilla. Polttoainekierto-varianttien massavirtojen määrittämisessä käytettiin apuna kansainvälisen atomienergiajärjestön kehittämää Nuclear Fuel Cycle Simulation System -ohjelmaa. Nykyisellä polttoainekierrolla uraanintarve oli laskelmien perusteella noin 100 tuhatta tonnia vuoteen 2100 mennessä. Jälleenkäsittelyn ja plutoniumin kierrätyksen avulla uraanin tarve saatiin pudotettua noin 75 tuhanteen tonniin. Korvaamalla puolet ydinvoimakapasiteetista nopeilla reaktoreilla vuosina 2074 ja 2080 vähentäisi uraanintarvetta edelleen noin 66 tuhanteen tonniin. Kerääntyneen käytetyn polttoaineen määräksi arvioitiin nykyisen kaltaisella polttoainekierrolla noin 11900 tonnia vuoteen 2100 mennessä. Nopeiden reaktoreiden käyttöönoton myötä kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrä vähenisi edelleen noin 11200 tonniin vuoteen 2100 mennessä. Talvivaaran ja Soklin uraanintuotanto riittäisi laskelmien mukaan kattamaan Suomen uraanintarpeen nykyisellä polttoainekierrolla vuoteen 2070 asti ja kehittyneemmällä polttoainekiertoilla vuosiin 2089 ja 2106 asti riippuen polttoainekierrosta. Polttoainekierron kustannukset nousivat polttoaineen jälleenkäsittelyn ja kierrätyksen myötä noin 50-67 % suuremmiksi nykyiseen polttoainekierto-varianttiin verrattuna. Investointi- sekä käyttö- ja kunnossapitokustannuksien erot olivat eri varianttien välillä pienet, mistä johtuen myös kokonaiskustannuksien erot jäivät pieniksi.

Avainsanat: ydinpolttoainekierto, Suomi, kustannukset, uraani

ABSTRACT

Otso-Pekka Kauppinen

Finnish Nuclear Fuel Cycle

Lappeenranta 2011

47 p.

Faculty of Technology. LUT Energy – Research Report 16

ISBN 978-952-265-123-5

ISBN 978-952-265-124-2 (PDF)

ISSN 1798-1328

Current nuclear fuel cycle used in Finland is open once-through fuel cycle in which spent fuel is disposed directly without any reprocessing. However, future nuclear energy systems, which are now under development, are planned to utilize mainly partly or fully closed fuel cycles where spent nuclear fuel is reprocessed and reusable compounds are recycled back to fuel fabrication process. The objective of this report is to evaluate development of Finland's nuclear capacity and nuclear fuel cycle in coming years, and also evaluate impact of spent fuel reprocessing, recycling and introducing of fast reactors on uranium consumption, amount of spent nuclear fuel and economy of nuclear energy. In addition uranium production in Talvivaara and Sokli mines was evaluated. Finland's nuclear capacity for coming years was first evaluated based on current situation and some assumptions. Then, based on preceding capacity, two advanced nuclear fuel cycle scenarios were compared to today's once-through fuel cycle. Mass flows between different fuel cycle processes were calculated with IAEA's Nuclear Fuel Cycle Simulation System. According to the results, uranium need for recent open nuclear fuel cycle was about 100 thousand tons by 2100. With reprocessing and plutonium recycling uranium need was dropped in 75 thousand tons by 2100. Replacing half of the nuclear capacity with fast reactors in 2074 and 2080, uranium need reduced further in 66 thousand tons by 2100. Accumulated amount of spent nuclear fuel was with open nuclear fuel cycle about 11900 tons by 2100 and with fast reactors about 11200 tons by 2100. Uranium production from Talvivaara and Sokli were evaluated to be sufficient to cover Finland's uranium need up to year 2070 with open nuclear cycle and with advanced fuel cycles up to 2089 and 2106. Fuel cycle costs increased with reprocessing and fuel recycling about 50-67 % compared to open fuel cycle. However, investment and operation&maintenance costs were very similar between different scenarios, so difference between total costs stayed relatively low.

Keywords: Nuclear Fuel Cycle, Finland, Cost, Uranium

SISÄLTÖ

1 JOHDANTO	5
2 SUOMEN SÄHKÖNTUOTANTO JA -KULUTUS.....	6
3 YDINVOIMATEOLLISUUS SUOMESSA.....	8
3.1 Ydinvoimalaitokset	8
3.2 Ydinjätehuolto.....	10
3.3 Uraanin tuotanto.....	11
4 SUOMEN YDINVOIMASEKTORI TULEVAISUUDESSA.....	13
4.1 Suomen ydinvoimakapasiteetin arvioitu kehitys ja muita oletuksia	13
4.2 Erilaiset tulevaisuuden versiot	15
5 MASSAVIRTOJEN MÄÄRITYS.....	16
5.1 NFCSS-ohjelma	16
5.2 Tulokset	17
6 TALOUDELLINEN TARKASTELU	24
6.1 Laskentamenetelmät.....	24
6.2 Tulokset	31
6.3 Herkkyystarkastelu.....	36
7 YHTEENVETO.....	39
LÄHTEET	41

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Lyhenteet ja selitykset

BWR	Kiehutusvesireaktori (Boiling Water Reactor)
CAIN	NFCSS:n sisäinen laskentaohjelma, joka laskee yksittäisten nuklidien osuudet polttoaineessa (Calculation of Actinide Inventory)
CEA	Ranskan atomienergiakomissio
DepU	Köyhdytetty uraani (Depleted Uranium)
EFR	Eurooppalainen nopea reaktori (European Fast Reactor)
EnrU	Rikastettu uraani (Enriched Uranium)
EPR	Eurooppalainen painevesireaktori (European Pressurized Water Reactor)
Euratom	Euroopan atomienergiayhteisö (European Atomic Energy Community)
FE	Fennovoiman reaktoriyksikkö
FP	Fission tuotteet (Fission Products)
FR	Nopea reaktori (Fast Reactor)
GIF	Neljännän fissiosukupolven kansainvälinen foorumi (Generation IV International Forum)
HLW	Korkea-aktiivinen jäte (High Level Waste). Tarkoittaa tässä työssä lopuksi sijoitettavia fissiotuotteita ja aktinideja.
IAEA	Kansainvälinen atomienergiajärjestö (International Atomic Energy Agency)
INL	Idahon kansallinen laboratorio (Idaho National Laboratory)
LO	Loviisan reaktoriyksikkö
LWR	Kevytvesireaktori (Light Water Reactor)
MA	Sivuaktinidit (Minor Actinides)
MOX	Uraani- ja plutoniumdioksidi polttoaine (Mixed Oxide fuel)
NatU	Luonnonuraani (Natural Uranium)
NEA	OECD:n ydinenergiajärjestö (Nuclear Energy Agency)
NFCSS	IAEA:n kehittämä polttoainekierron simulointiohjelma (Nuclear Fuel Cycle Simulation System)
OECD	Taloudellisen yhteistyön ja kehityksen järjestö (Organisation for Economic Co-operation and Development)

OL	Olkiluodon reaktoriyksikkö
ORNL	Oak Ridgen kansallinen laboratorio (Oak Ridge National Laboratory)
PAP-hakemus	Periaatepäätöshakemus
PWR	Kiehutusvesireaktori (Pressured Water Reactor)
SNF	Käytetty ydinpolttoaine (Spent Nuclear Fuel)
SWU	Rikastustyön mitta (Separative Work Unit)
TVO	Teollisuuden Voima Oyj
U ₃ O ₈	Uraanirikaste (‘‘yellow cake’’)
UF ₆	Uraaniheksafluoridi
UO ₂	Uraanidioksidi
USD	Yhdysvaltain dollari

Symbolit

B	Palama	[GWd/kg]
E	Sähköenergia	[MWh]
H	Polttoainekierto-prosessin yksikköhinta	[€/kg], [€/SWU]
I	Investointikustannus	[€]
IR	Rakennusaikainen investointi	[€]
K	Kustannukset tuotettua sähköenergiaa kohti	[€/MWh]
KK	Käyttö- ja kunnossapitokustannus	[€]
L	Reaktorin kaupallinen pitoaika	[a]
M	Polttoainekierto-prosessin käsittelemä massavirta	[kg/a], [SWU/a]
P	Sähköteho	[MW]
PA	Polttoainekustannus	[€]
R _{MOX}	Plutoniumin osuus MOX-polttoaineessa	[-]
R _{UO2}	Fissiilin uraanin osuus UO ₂ -polttoaineessa	[-]
RT	Polttoaineen aika reaktorissa	[d]
r	Korkokanta	[-]
SP	Polttoaineen tehotiheys	[kW/kg]
t	Aika, rakennusvuosi	[a]

Alaindeksit

i	polttoainekierto-prosessi
k	kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset
ko	reaktorin käyttöönotto
korot	korkokustannukset
m	muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset
suorat	suorat kustannukset
t	vuosi
tot	kokonais-

1 JOHDANTO

Suomessa on nykyisin käytössä avoimen ydinpolttoainekierron politiikka missä käytetty polttoaine loppusijoitetaan suoraan ilman jälleenkäsittelyä. Nykyisin kehitteillä olevat uuden sukupolven ydinreaktorit ovat kuitenkin pääosin suunniteltu osittain tai kokonaan suljetuille polttoainekierroille, joissa käytetty polttoaine jälleenkäsitellään ja osa materiaaleista kierrätetään.

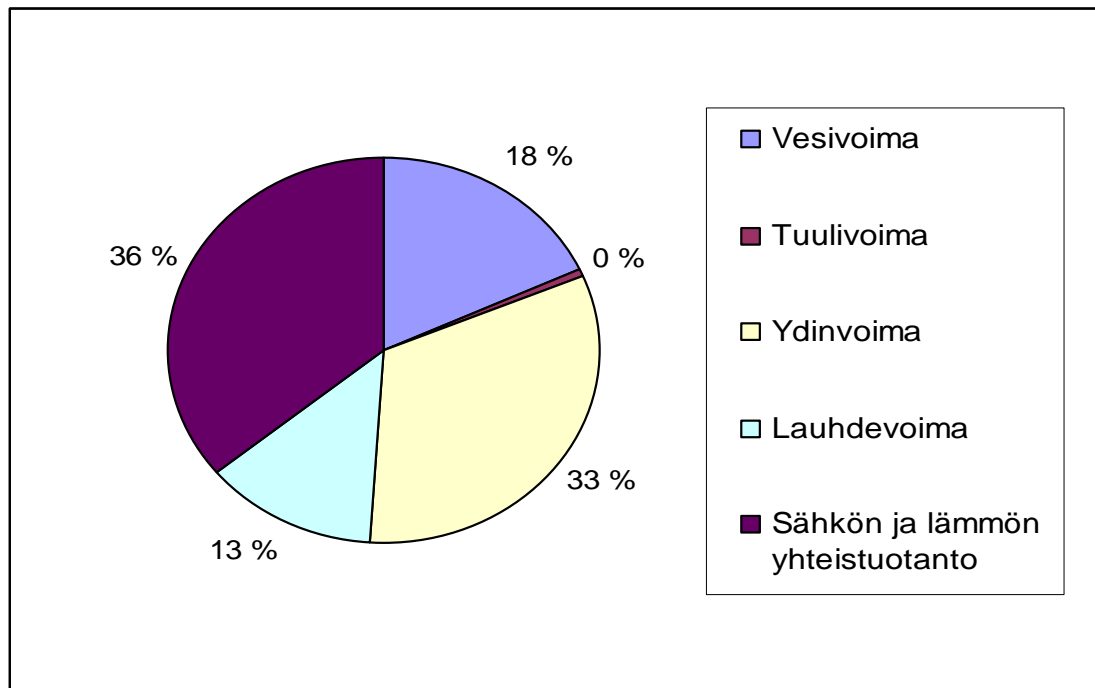
Tämän raportin tarkoituksena on tarkastella kehittyneitä ydinpolttoainekiertoja Suomen näkökulmasta. Työssä on ensin arvioitu seuraavien vuosien aikana tapahtuvia mahdollisia muutoksia Suomen ydinvoimateollisuudessa ja ydinsähkön tuotannossa. Näiden oletusten perusteella on edelleen vertailtu kolmen erilaisen polttoainekiertoaversion avulla polttoaineen jälleenkäsittelyn, plutoniumin kierrätyksen sekä nopeiden reaktoreiden käyttöönoton vaikutusta polttoainekierron ympäristövaikutuksiin ja taloudellisuuteen. Työn tavoitteena on muun muassa arvioida eri polttoainekiertoaversion uraanin kuluusta, syntyvän käytetyn polttoaineen ja korkea-aktiivisen jätteen määrää sekä eri polttoainekiertojen taloudellisuutta. Lisäksi työssä on tavoitteena arvioida Talvivaaran ja Soklin uraanintuotantoa sekä verrata sitä Suomen ydinvoimaloiden uraanin kulutukseen tulevana vuosikymmeninä.

Luvuissa 2 ja 3 tarkastellaan lähemmin Suomen nykyistä ja tulevaa sähköntuotantoa ja -kysyntää, käydään läpi Suomessa tällä hetkellä sähkön tuotannossa ja rakennus- tai suunnitteluvaiheessa olevat reaktorit sekä tarkastellaan Suomen muuta ydinpolttoainekiertoon liittyvää teollisuutta. Tämän jälkeen luvussa 4 on esitelty tässä työssä käytettyjä oletuksia sekä mahdollisia tulevaisuuden versioita Suomen ydinvoimasektorista. Luvuissa 5 ja 6 lasketaan ja vertaillaan eri versioita muun muassa uraanin kulutuksen, syntyvän käytetyn polttoaineen määrän ja taloudellisuuden suhteen. Lopuksi luvussa 7 on esitetty yhteenveto tutkimuksen tärkeimmistä tuloksista.

Tämä raportti perustuu (ja esiintyy myös kokonaisuudessaan) Otso-Pekka Kauppisen [2011] diplomityöhön Kehittyneiden ydinpolttoainekiertojen ympäristövaikutusten ja taloudellisuuden arviointia.

2 SUOMEN SÄHKÖNTUOTANTO JA -KULUTUS

Suomen virallisen tilaston [2010a], [2010b] mukaan Suomen sähkönkulutus on vaihdellut 2000-luvulla noin 80-90 TWh välillä, kun se vuonna 2007 oli suurimmillaan, noin 90,4 TWh. Vuonna 2009 sähkönkulutus oli kokonaisuudessaan 81,3 TWh, josta noin 69,2 TWh tuotettiin kotimaassa (noin 85 %) ja noin 12,1 TWh siirrettiin ulkomailta. Kuvassa 1 on esitetty Suomessa vuonna 2009 tuotettu sähkö eri tuotantomuotoihin jaoteltuina. Ydinvoimalla tuotetun sähkön osuus oli vuonna 2009 Suomessa noin kolmannes eli 22,6 TWh. Tuotanto on pysynyt suurin piirtein samalla tasolla viime vuodet, mutta osuudet ovat vaihdelleet sähkön kulutuksen muuttuessa. Esimerkiksi vuonna 2007 ydinvoimalla tuotetun sähkön osuus Suomen kokonaistuotannosta oli vain noin 25 %. Loput sähköstä tuotetaan pääosin sähkön ja lämmön yhteistuotannolla, lauhdevoimalla sekä vesivoimalla. [SVT 2010a], [SVT 2010b]



Kuva 1. Suomessa tuotettu sähkö tuotantomuodoittain vuonna 2009. [SVT 2010b]

Valtioneuvoston vuonna 2008 eduskunnalle toimittamassa pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastategiassa [TEM 2008] on arvioitu sähköenergian kysyntää aina vuoteen 2050 asti. Strategiassa arvioitiin sähkön kysyntää niin sanotussa perusrussa, joka vastaisi nykytoimien ja -kehityksen kulutusta, sekä tavoiteurassa, joka ottaisi huomioon kaikki

tulevat toimenpiteet kansallisiin ja EU:n ilmastotavoitteisiin pääsemistä varten. Perusurassa strategia olettaa sähkön kulutuksen kasvavan 103 TWh vuoteen 2020 mennessä ja edelleen 116 TWh vuoteen 2050 mennessä. Tavoiteurassa sähkön kulutuksen on oletettu kasvavan vuoteen 2020 mennessä 98 TWh, jonka jälkeen kulutus kääntyisi laskuun ja olisi vuonna 2050 noin 80 TWh. [TEM 2008, 2, 45] Elinkeinoelämän keskusliiton (EK) ja Energiateollisuus ry:n tekemässä selvityksessä [EK & Energiateollisuus 2009, 19] sähkönkulutukseen taas arvioidaan nousevan vuoteen 2030 mennessä jo 110-115 TWh.

3 YDINVOIMATEOLLISUUS SUOMESSA

Suomessa on nykyisin käytössä avoimen polttoainekierron politiikka missä käytetty ydinpolttoaine loppusijoitetaan suoraan ilman jälleenkäsittelyä. Uraanin louhintaan, konversioon, rikastukseen tai polttoaine-elementtien valmistukseen liittyvää toimintaa ei ole, vaan voimalaitosten käyttämä polttoaine valmistetaan kokonaan ulkomailla. Käytetyn polttoaineen huoltoa varten Suomessa on käytetyn polttoaineen väliaikaisvarastot voimalaitosalueilla ja rakenteilla käytetyn polttoaineen loppusijoitustilat, joiden on tarkoitus aloittaa toiminta vuonna 2020. [IAEA 2005, 39-40] Reaktoreita on Suomessa tällä hetkellä toiminnassa yhteensä neljä. Lisäksi yksi reaktori on rakenteilla ja kahdelle on valtioneuvosto antanut myönteisen periaatepäätöksen. [IAEA 2009b, luvut 2.2.1, 2.2.4], [Valtioneuvosto 2010a, 13], [Valtioneuvosto 2010b, 15]

Vaikka ydinenergialain mukaista uraanin kaivostoimintaa ei Suomessa parhaillaan ole, on kaivosyhtiö Talvivaara Sotkamo Oy jättänyt kuitenkin vuonna 2010 valtioneuvostolle lupahakemuksen koskien sivutuotteena saatavan uraanin talteenottoa. [Talvivaara 2010a, 1] Seuraavissa kappaleissa on esitelty tarkemmin Suomen voimalaitoksia, käytetyn polttoaineen huoltoa sekä mahdollisia uraanintuotantohankkeita.

3.1 Ydinvoimalaitokset

Suomella on parhaillaan neljä kaupallisessa toiminnassa olevaa ydinreaktoria (taulukko 1), joista kaksi sijaitsee etelärannikolla Loviisassa (LO1-2) ja kaksi länsirannikolla Olkiluodossa (OL1-2). Loviisan reaktorit ovat Fortum Power and Heat Oy (Fortum) omistuksessa ja Olkiluodon reaktorit Teollisuuden Voima Oy (TVO) omistuksessa. Kokonaisteho näillä neljällä reaktorilla on yhteensä 2696 MW ja ne ovat kaikki termisiä kevytvesireaktoreita. Olkiluodon reaktorit on toimittanut ruotsalainen yhtiö Asea-Atom (nykyisin Westinghouse Electric Sweden Ab.) ja Loviisan reaktorit on tuotu silloisesta Neuvostoliitosta. Reaktoreiden keskimääräinen käyttökerroin on ollut yli 90 % jo usean vuoden ajan. [IAEA 2009b, luvut 2.1, 2.2.1, 2.2.2] Vuonna 2010 niiden tuottaman sähköenergian määrä oli yhteensä 21,9 TWh, joka oli 28,4 % kaikesta Suomessa tuotetusta sähköstä [IAEA 2010a]. Loviisan molempien reaktoreiden käyttö lupa ulottuu vuosiin

2027 ja 2030 ja Olkiluodon reaktoreiden käyttöluupa vuoteen 2018. [IAEA 2009b, luku 2.2.3] Käyttöluvan loppuminen ei kuitenkaan tarkoita suoraan voimalaitoksen käytön lopettamista, vaan toimija voi tämän jälkeen tarvittaessa hakea uutta lupaa.

Taulukko 1. Suomen kaupallisessa toiminnassa ja rakenteilla olevat ydinreaktorit. [IAEA 2009b, luku 2.2.1]

		Reaktori- Tyyppi**	Sähköteho [MW_e]	Omistaja	Aloitti toiminnan	Käyttöluva päättyy
Loviisa-1	LO1	PWR	488	Fortum	1977	2027
Loviisa-2	LO2	PWR	488	Fortum	1981	2030
Olkiluoto-1	OL1	BWR	860	TVO	1979	2018
Olkiluoto-2	OL2	BWR	860	TVO	1982	2018
Olkiluoto-3	OL3	PWR	1600	TVO	2014*	2074*

* kirjoittajan arvio

** PWR (Pressure Water Reactor) = painevesireaktori, BWR (Boiling Water Reactor) = kiehutusvesireaktori.

Vuonna 2002 Suomen eduskunta teki periaatepäätöksen Suomen viidennestä ydinvoimalaitoksesta. Olkiluotoon rakenteilla olevan reaktorin (OL3) rakennuttajana toimii TVO ja toimittajina ovat ranskalainen AREVA NP sekä saksalainen Siemens AG. Reaktori on EPR-tyyppinen (European Pressure Reactor) painevesireaktori, jonka sähköteho on 1600 MW_e. [IAEA 2009b, luku 2.2.4] Voimalan rakentaminen alkoi vuonna 2005 ja sen oli alun perin tarkoitus valmistua toukokuussa 2009, mutta ongelmat voimalaitoksen rakennus- ja suunnittelutöissä ovat pitkittäneet aikataulua [IAEA 2009b, luku 2.2.4], [STT 2010]. Rakennuslehden uutisen 7.6.2010 [STT 2010] mukaan Olkiluodon kolmannen reaktorin rakennustöiden pitäisi valmistua vuoden 2012 lopulla, ja sähkön tuotantoon pitäisi päästä vuonna 2013.

Nykyisten toiminnassa ja rakenteilla olevien reaktoreiden lisäksi Suomen valtioneuvosto hyväksyi 6.5.2010 kahden uuden voimalaitosyksikön periaatepäätöshakemukset (PAP-hakemus). Uusien voimalaitosten rakennuttajina ovat TVO ja Fennovoima Oy (Fennovoima). TVO:n suunnitelmana on rakentaa neljäs yksikkö Olkiluotoon (OL4), kun taas Fennovoima aikoo sijoittaa voimalaitoksen joko Pyhäjoelle tai Simoon. TVO haki lupaa yhden yksikön rakentamiseen, joka olisi sähköteholtaan 1000-1800 MW ke-

vytvesireaktori. Fennovoima haki lupaa yhden tai kahden kevytvesireaktoriyksikön rakentamiseen, joiden sähköteho olisi yhteensä 1500–2500 MW, mutta myönteinen periaatepäätös annettiin vain vain yhdelle yksikölle. Myös Fortum haki lupaa kolmannelle Loviisan yksikölle (LO3), mutta valtioneuvosto hylkäsi esityksen. Hakemus koski yhtä voimalaitosyksikköä, joka olisi ollut sähköteholtaan 1000–1800 MW ja tyypiltään kevytvesireaktori. [Valtioneuvosto 2010a, 7, 13], [Valtioneuvosto 2010b, 7, 15], [Valtioneuvosto 2010c, 1, 9]

3.2 Ydinjätehuolto

Suomessa on tällä hetkellä kaksi väliaikaisvarastoa käytetylle polttoaineelle. Toinen sijaitsee Olkiluodon voimalaitosalueella ja toinen Loviisan voimalaitosalueella. Molemmissa tapauksissa varastot ovat niin sanottuja vesiallasvarastoja. [IAEA 2010b], [IAEA 2005, 40] Tällä hetkellä Olkiluodon polttoainevarasto on mitoitettu noin 30 reaktori-vuoden käytöstä aiheutuvan käytetyn polttoaineen määrälle. Vuonna 2009 Olkiluodossa aloitettiin varaston laajennusprojekti, joka on tarkoitus saada valmiiksi vuonna 2014. Laajennuksella on tarkoitus lisätä varaston kapasiteettiä niin, että loput OL1-2:n käytetystä polttoaineesta sekä kaikki uuden OL3:n käytetystä polttoaineesta mahtuvat varastoihin. Loviisassa varastoaltaiden määrää on lisätty viimeksi vuonna 2000. Alaita on tarkoitus varustaa tiheämmillä telineillä niin, että kapasiteetti riittää vuoteen 2020 asti, jolloin käytetyn polttoaineen loppusijoitus on tarkoitus aloittaa. [Posiva 2009a, 8] Olkiluodon neljättä reaktoriyksikköä varten TVO on ajatellut rakentaa Olkiluodon laitosalueelle joko uuden erillisen varaston tai laajentaa edelleen vanhaa. [Valtioneuvosto 2010a, 103] Fennovoima aikoo rakentaa omalle laitosalueelleen erillisen varaston, joka kattaa koko voimalaitoksen elinkaaren ajalta syntyvän käytetyn polttoaineen määrän. Varasto olisi joko vesiallas- tai kuivavarasto. [Valtioneuvosto 2010b, 160]

Käytetyn ydinpolttoaineen loppusijoitusta on kehitelty Suomessa jo 1980-luvun alkupuolelta asti [IAEA 2005, 40]. Vuonna 2000 valtioneuvosto teki loppusijoitusta koskevan periaatepäätöksen, jolla annettiin lupa rakentaa loppusijoitustilat LO1-2:n ja OL1-2:n toiminnasta syntyvälle käytetylle polttoaineelle. Myöhemmin lupaa laajennettiin koskemaan myös OL3:n ja OL4:n käytettyä polttoainetta. [Valtioneuvosto 2010d, 7-8]

Käytetyn ydinpolttoaineen loppusijoitustilan tutkimus- ja kehitystyöstä, suunnittelusta ja käyttöönnotosta vastaa Posiva Oy (Posiva), joka on Fortumin ja TVO:n omistuksessa oleva yritys [IAEA 2009b, luku 2.5.2]. Loppusijoituslaitos rakennetaan TVO:n Olkiluodon voimalaitosalueelle. Laitos koostuu noin 400–700 metrin syvyyteen rakennettavista loppusijoitustiloista ja maanpäälle rakennettavasta kapselointilaitoksesta sekä sen erilaisista apu- ja oheistiloista. Kuparikapseleihin pakattu käytetty polttoaine sijoitetaan loppusijoitustilan lattiaan tai seiniin porattaviin 6-8 metriä pitkiin reikiin, jotka tiivistetään esipuristetulla bentoniittisavella. Loppusijoitustilan tarvitsema kalliotilavuus riippuu loppusijoitettavan polttoaineen määrästä ja ominaisuuksista. [Posiva 2009b, 10, 19-20] Loppusijoitustilat on tarkoitus rakentaa välillä 2013-2019 ja käytetyn polttoaineen loppusijoittaminen on tarkoitus aloittaa vuonna 2020. [Kukkola et al. 2005, 5]

Loppusijoitustilaan on tarkoitus sijoittaa kaikki nykyisistä Loviisan ja Olkiluodon reaktoreista tuleva käytetty polttoaine sekä lisäksi vielä nykyään rakenteilla olevan OL3-yksikön sekä suunnitteluvaiheessa olevan OL4-yksikön käytetty polttoaine. Näiden yksiköiden toiminnasta syntyvän käytetyn polttoaineen määrän on arvioitu olevan enintään 9000 tU. [Valtioneuvosto 2010d, 7-8, 14] Myös Fennovoiman ensisijaisena tavoitteena on loppusijoittaa käytetty polttoaine Olkiluodon loppusijoitustiloihin. Vaikka Fennovoima ei olekaan osallisena Posivan toiminnassa, voi työ- ja elinkeinoministeriö tarvittaessa määrätä yhteisen edun nimissä, että Suomen ydinvoimatoimijat tekevät yhteistyötä käytetyn polttoaineen huollossa. Muussa tapauksessa Fennovoima on PAP-hakemuksen mukaan valmis rakentamaan uuden loppusijoitustilan, joka perustuisi samaan menetelmään kuin Posivan loppusijoitusmenetelmäkin. [Valtioneuvosto 2010b, 161] Jos Fennovoiman reaktorin elinaikana syntyvän käytetyn polttoaineen määrä on suurin piirtein sama kuin OL4:n (enintään 2500 tU [Valtioneuvosto 2010d, 8]), nousisi Olkiluotoon loppusijoitettavan käytetyn polttoaineen määräksi enintään 11500 tU.

3.3 Uraanin tuotanto

Talvivaaran kaivos on Talvivaaran kaivososakeyhtiö Oyj:n omistuksessa ja sen tärkeimmät tuotteet ovat nikkeli, sinkki ja kupari. Kaivos on yksi Euroopan suurimmista sulfidisen nikkelin esiintymistä ja malmivarojen on arvioitu riittävän vähintään 46 vuo-

deksi. Talvivaaran kaivostoimintaa harjoittaa Talvivaaran kaivososakeyhtiö Oyj:n tytäryhtiö Talvivaara Sotkamo Oy (Talvivaara Sotkamo), joka aloitti louhinnan Talvivaarassa vuonna 2008. Tuotantotekniikkana kaivoksella käytetään bioliuotustekniikkaa, jonka avulla metalleja voidaan erottaa matalapitoisestakin malmista taloudellisesti kannattavasti. Talvivaara Sotkamon tekemien tutkimusten perusteella muiden metallien talteenoton yhteydessä malmista olisi mahdollista ottaa talteen myös uraania. Talteen otettava määrä olisi pieni muihin metalleihin verrattuna, eikä pelkän uraanin louhinta olisi taloudellisesti kannattavaa. Talvivaara Sotkamo toimitti uraanin talteenoton lupahakemuksen valtioneuvostolle 20.4.2010 ja asetti ympäristövaikutusten arviointiselostuksen nähtäville 1.12.2010. Talteenottolaitoksen noin vuoden mittaiset rakennustoimet on tarkoitus aloittaa vuonna 2011. Tuotanto on tarkoitus aloittaa tämän jälkeen, kun tarvittavat luvat on saatu. [Talvivaara 2010b, 20-21, 28]

Uraani on tarkoitus ottaa talteen uuttomenetelmällä, koska sen katsotaan olevan ainut teknis-taloudellisesti kannattava menetelmä. Uraani liukenee bioliuotuksessa muiden metallien tavoin malmista päälliuokseen, jonka uraanipitoisuus on noin 20 mg/l. Tästä arvioidaan saatavan uuttamalla talteen ainakin 90 %. Uuttamisprosessin jälkeen erotettu uraani käy läpi erilaisia saostus-, suodatus- ja kuivausprosesseja, joiden avulla se muokataan hieman kosteaksi uraanioksidisakaksi (uraanirikaste eli yellow cake), joka sisältää noin 70-80 % luonnonuraania. Rikaste sisältää erilaisia uraanin oksideja, kuten UO_2 , UO_3 , UO_4 , U_3O_8 . Tuote pakataan ilmatiiviisiin terästynnyreihin ja siirretään varastoon odottamaan kuljetusta. Tuotettu uraanirikaste on tarkoitus viedä ulkomaille, jossa siitä edelleen jatkojalostetaan ydinpolttoainetta. Vuosittaiseksi Talvivaaran uraanioksidin tuotantomääräksi on arvioitu 350-500 tU. [Talvivaara 2010b, 27-30]

Talvivaaran lisäksi Yara Suomi Oy suunnittelee kaivoshanketta Itä-Lapissa sijaitsevaan Sokliin, jossa päätarkoituksena olisi hyödyntää maaperän fosfori- ja rautamalmeja, mutta lisäksi selvittää myös muiden arvoaineiden (kuten uraanin) hyödyntämistä sivutuotteena. Kaivoksen rakentamisvaiheen oletetaan kestävän 2-4 vuotta ja tuotannon on suunniteltu aloitettavan vuonna 2015. Kaivoksen mahdolliseksi toiminta-ajaksi on arvioitu useita vuosikymmeniä. [Pöyry 2009, 1] Geologisen tutkimuskeskuksen [GTK 2010] mukaan Soklin kaivos olisi paljon potentiaalisempi sivutuoteuraanin lähde kuin

Talvivaara. Esimerkiksi Soklissa malmin uraanipitoisuudeksi on arvioitu 0,01 %, kun taas Talvivaarassa sen on arvioitu olevan 0,001-0,004 %. [GTK 2010]

4 SUOMEN YDINVOIMASEKTORI TULEVAISUUDESSA

Tässä luvussa on esitelty oletuksia Suomen reaktorikokoonpanon kehityksestä tulevina vuosina sekä mahdollisia tulevaisuuden ydinpolttoainekiertoaversioita. Luvussa esitetyt oletukset perustuvat kirjoittajan omiin arvioihin sekä luvussa kolme esitettyihin tietoihin.

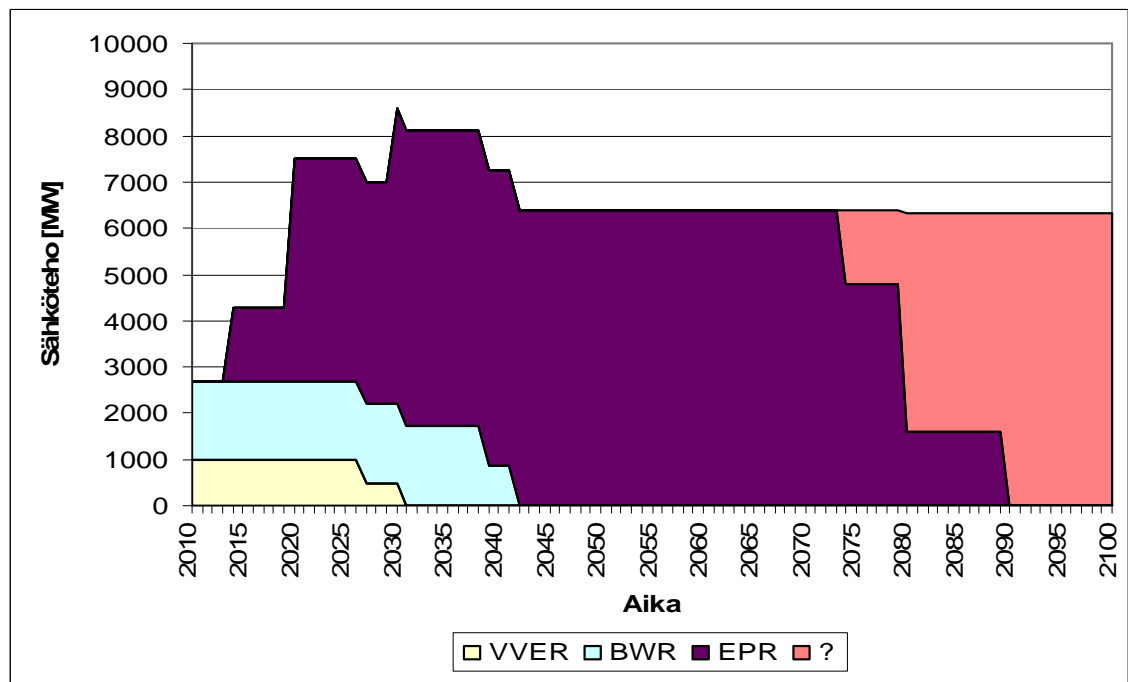
4.1 Suomen ydinvoimakapasiteetin arvioitu kehitys ja muita oletuksia

Kuvassa 2 on esitetty arvio Suomen ydinvoimakapasiteetin muuttumisesta tulevien vuosikymmenien aikana. Ydinvoimakapasiteetin oletetaan nousevan väliaikaisesti nykyiseltä noin 2700 MW tasolta noin 8000 MW tasolle vuoteen 2030 mennessä. Tämän jälkeen se nykyisten laitosten sulkemisen myötä tasapainottuu lopulta noin 6400 MW tasolle. Kapasiteetin arvioinnissa on käytetty alla lueteltuja oletuksia. Liitteessä I on lisäksi esitetty Suomen reaktoriyksiköiden kehitys aikajanalla.

- OL3 valmistuu vuonna 2013 ja on sähköntuotannossa vuodesta 2014 eteenpäin.
- Hyväksytyn PAP-lausunnon saaneet reaktoriyksiköt OL4 ja FE1 oletetaan saavan rakennusluvan 2010-luvun alkupuolella ja ne ovat sähköntuotannossa vuodesta 2020 eteenpäin.
- Loviisan yksiköiden LO1-2 nykyiset toimiluvat loppuvat vuosina 2027 ja 2030 ja niiden oletetaan lopettavan toiminnan siinä vaiheessa kokonaan. Loviisan laitospaikka ei kuitenkaan jää tyhjäksi, vaan Fortum saa hyväksytyn PAP-päätöksen LO3-yksikön rakentamiselle ja aloittaa sähköntuotannon vuodesta 2030 eteenpäin.
- Olkiluodon nykyiset yksiköt OL1-2 suljetaan 60 käyttövuoden jälkeen vuosina 2039 ja 2042.

- Kaikkien uusien reaktoriyksiköiden oletetaan olevan EPR-tyyppisiä painevesireaktoreita (tai ainakin ominaisuuksiltaan samankaltaisia), joiden sähköteho on 1600 MW.
- Ydinvoimakapasiteetti jää 6400 MW tasolle vuodesta 2040 eteenpäin.
- Uusien reaktoriyksiköiden eliniäksi oletetaan 60 vuotta, joten yksiköt täytyy vaihtaa uusiin vuosien 2074-2090 välillä.

Vuodesta 2040 eteenpäin Suomen ydinvoimakapasiteetin määrä arvioidaan olevan siis 6400 MW, joka vastaa vuosittaisena sähköenergiana noin 52 TWh. Tämä olisi noin 2,5-kertainen verrattuna nykyiseen ydinvoimalla vuosittain tuotetun sähköenergian määrään. Jos verrataan tätä arvoa edellä luvussa 2 esitettyihin arvioihin Suomen sähkön kysynnästä tulevina vuosina, ydinsähkön osuus sähkön kokonaistuotannosta olisi vuodesta 2040 eteenpäin noin 45 %. Valtioneuvoston pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategian tavoiteuran tapauksessa sähkön kysyntä Suomessa arvioitiin olevan vain noin 80 TWh vuonna 2050, joka tarkoittaisi tässä tapauksessa, että ydinsähkön osuus olisi noin 65 %.



Kuva 2. Suomen ydinvoimakapasiteetin arvioitu kehitys tulevina vuosina.

4.2 Erilaiset tulevaisuuden versiot

Tässä työssä tarkastellaan kolmea erilaista versiota Suomen tulevasta ydinvoimakehityksestä. Jokaisessa versiossa edellä luvussa 4.1 esitelty ydinvoimakapasiteetin ennuste on samanlainen, mutta versiot eroavat toisistaan tuoreen polttoaineen ja reaktoreiden sekä käytetyn polttoaineen käsittelyn suhteen. Versioiden aikajakso ulottuu vuoteen 2150. Kaikki tulevat reaktorit on oletettu perussähkön tuotantoon ja niiden sähköteho on oletettu olevan 1600 MW.

Ensimmäisen versio kuvaa tilannetta, jossa Suomen ydinsähkön tuotantoa jatketaan nykyiseen tapaan. Käytetty polttoaine loppusijoitetaan ja reaktoreissa käytetään pelkästään tavallista kevytvesireaktorien UO_2 -polttoainetta. Kaikki uudet reaktorit ovat EPR-tyyppisiä kevytvesireaktoreita, eikä nopeita reaktoreita oleteta tulevan käyttöön. Polttoaineen palamaa nostetaan kuitenkin 45 MWd/kg:sta 60 MWd/kg:aan ja rikastusastetta neljästä prosentista viiteen prosenttiin EPR-tyyppisissä reaktoreissa vuodesta 2020 eteenpäin. Nykyiset OL1-2 ja LO1-2 yksiköissä palaman oletetaan kuitenkin pysyvän nykyisellä tasolla niiden sulkemiseen asti.

Toinen versio on reaktoreiden kannalta samanlainen ensimmäiseen verrattuna, mutta käytettyä polttoainetta aletaan jälleenkäsitellä vuodesta 2030 eteenpäin. Kaikki tämän jälkeen syntynyt käytetty polttoaine oletetaan kuljetettavan ulkomaille jälleenkäsitellyyn. Käytetystä polttoaineesta otetaan talteen uraani ja plutonium, mutta korkeaaktiivinen jäte (aktinidit ja fissiotuotteet) tuodaan loppusijoitettavaksi Suomeen. Jälleenkäsittelyn lisäksi EPR-tyyppisten reaktoreiden polttoaineesta oletetaan kolmasosa korvattavan MOX-polttoaineella vuodesta 2030 eteenpäin. Palaman nosto tapahtuu samalla tavalla kuin ensimmäisessä versiossa.

Kolmas versio vastaa palaman noston, polttoaineen jälleenkäsittelyn ja MOX-polttoaineen käytön suhteen toista versiota. Kolmannessa versiossa oletetaan lisäksi, että vuonna 2074 käytöstä poistuva OL3-yksikkö ja vuonna 2080 käytöstä poistuva FE1-yksikkö korvataan EFR:n (European Fast Reactor) kaltaisella nopealla reaktorilla. EFR-tyyppisten reaktoreiden sähköteho on 1580 MWe, joten sillä ei ole paljon vaikutusta tuotetun sähkön määrään, mutta noin puolet on peräisin nopeista reaktoreista.

5 MASSAVIRTOJEN MÄÄRITYS

Tässä luvussa on esitetty edellä luvussa neljä määrittettyjen eri polttoainekiertoversioiden massavirtojen laskentaa sekä tärkeimpiä tuloksia. Apuna eri versioiden arvioimisessa on käytetty kansainvälisen atomienergiajärjestön (IAEA) kehittälemää Nuclear Fuel Cycle Simulation System (NFCSS) -ohjelmaa, jota on tarkemmin esitelty luvussa 5.1. NFCSS-ohjelmaan syötettävien reaktorien ominaisuuksia on esitetty liitteessä II. Luvussa 5.2 on esitetty tärkeimpiä laskentatuloksia.

5.1 NFCSS-ohjelma

NFCSS-ohjelmalla voidaan mallintaa ydinpolttoainekiertojen pitkän aikavälin materiaa-
livojen ja prosessien tarvetta. NFCSS-ohjelmaa on kehitetty vuodesta 1996 lähtien ja se on aiemmin tunnettu nimellä VISTA. Ohjelma toimii internetin välityksellä, eikä se vaadi ohjelman asennusta omalle tietokoneelle. Käyttäjän kehittämät skenaariot tallentuvat IAEA:n palvelimelle, josta ne ovat aina saatavilla riippumatta siitä missä ohjelmaa käytetään. Ohjelma on avoin kaikille IAEA:n jäsenvaltioiden käyttäjille rekisteröitymisen ja anomuksen hyväksymisen jälkeen. [IAEA 2009a, 1-3]

NFCSS sisältää yksinkertaisen laskentamenetelmän, jossa syötettävät alkuarvot käsittävät vain muutamia perustietoja käytettävistä polttoaineista, reaktoreista ja suunnitellusta polttoainekiertostrategiasta. Tarvittavia alkuarvoja ovat muun muassa polttoaineen palama ja rikastusaste, jälleenkäsittely- ja kierrätysstrategiat, prosessointi- ja varastointiajat, MOX-polttoaineen käytön osuudet sekä erilaisten reaktorien osuudet, tehot ja käyttökertoimet. Laskennasta ulos saatavia parametreja ovat muun muassa eri polttoainekierto-
prosessien tarvittavat kapasiteetit ja niiden väliset massavirrat sekä tuotettu korkea-aktiivinen jäte ja sen koostumus (käytetty polttoaine tai fissiotuotteet ja aktinidit riippuen siitä jälleenkäsitelläänkö polttoaine). [IAEA 2009a, 8-9]

Laskenta jakautuu ohjelman sisällä kahteen osaan, joista toinen laskee prosessien väliset massavirrat sekä kapasiteetit ja toinen yksittäisten nuklidien osuudet käytetyssä polttoaineessa. Nuklidien osuuksien laskeminen tapahtuu NFCSS:n sisäisellä CAIN (Calcula-

tion of Actinide INventory) -ohjelmalla, joka on yksinkertaistettu polttoaineen kulutusta kuvaava ohjelma. Ohjelmaan voi syöttää myös omia reaktoreita ja polttoaineita määrittelemällä niiden yksityiskohdat manuaalisesti ohjelman kirjastoon. [IAEA 2009a, 6-13]

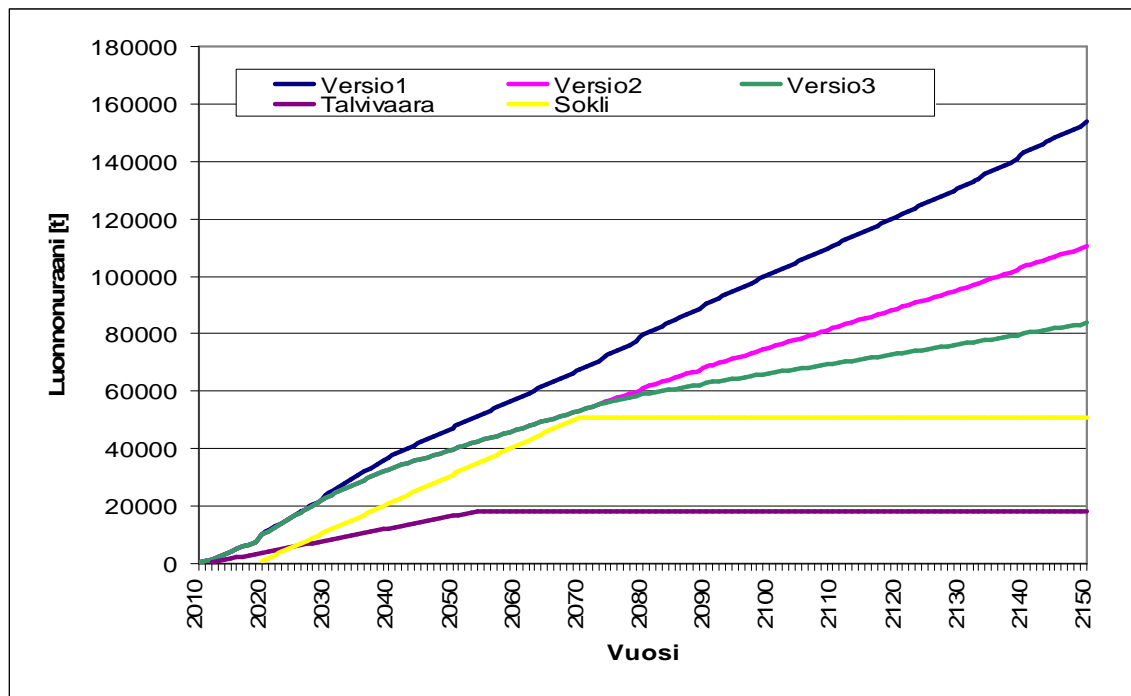
Myös muita NFCSS:n kaltaisia ohjelmia on runsaasti kehitelty. Näitä ovat muun muassa IAEA:n tutkimusohjelmassa kehitelty Dynamic Energy System – Atomic Energy (DESAE), Yhdysvalloissa kehitetyt NUCSim, VISION, DANESS, ja GENIUS sekä Ranskassa ydintutkimuskeskus CEA:n kehittänyt COSI [Anttila 2010, 3-8]. Tarkempia yksityiskohtia kyseisistä ohjelmista löytyy muun muassa Anttilan raportista [Anttila 2009].

5.2 Tulokset

Kuvassa 3 on arvioitu eri versioiden luonnonuraanin kulutus Suomen ydinsähkön tuotannossa vuoteen 2150 asti. Kuvasta nähdään, että jatkamalla nykyisenkaltaisella polttoainekierrolla, tarvittavan uraanin kokonaismäärä nousisi vuoteen 2100 mennessä noin 100000 tonniin uraania ja edelleen vuoteen 2150 mennessä 150000 tonniin. Korvaamalla UO_2 -polttoaineesta kolmasosa MOX-polttoaineella vuodesta 2030 eteenpäin voitaisiin kulutetun uraanin määrää pudottaa vuoteen 2100 mennessä noin 75000 tonniin ja vuoteen 2150 mennessä noin 110000 tonniin. Korvaamalla puolet termisistä reaktoreista nopeilla vuosina 2074 ja 2080 luonnonuraanin tarvetta voitaisiin edelleen vähentää vuoteen 2100 mennessä noin 66000 tonniin ja vuoteen 2150 mennessä 84000 tonniin. Jos kaikki EPR-tyyppiset termiset reaktorit korvattaisiin nopeilla vuosien 2074-2090 välillä, jäisi luonnonuraanin tarve teoriassa noin 63000 tonniin, kun nopeiden reaktoreiden MOX-polttoaineen uraanina hyödynnettäisiin uraanin rikastuksesta saatavaa köyhdytettyä uraania.

Kuvassa 3 on myös arvioitu Talvivaaran ja Soklin kaivoksilta saatavaa luonnonuraanin määrää. Talvivaaran kaivoksen on oletettu aloittavan uraanintuotannon vuonna 2012 ja tuottavan vuosittain noin 425 tonnia (keskiarvo 350-500 tonnin vuosituotannosta) sulkemisvuoteen 2054 asti. Näin kokonaistuotanto olisi 18,275 tuhatta tonnia, joka riittäisi kattamaan noin 36 % kaivoksen sulkemisajankohtaan mennessä tarvitusta luonnonuraa-

nin määrästä. Soklin kaivoksen on oletettu aloittavan uraanin tuotannon vuonna 2020 ja tuottavan sitä aina vuoteen 2070 asti. Vuosituotanto on arvioitu varovaisesti uraanipitoisuuksien perusteella noin kaksi kertaa suuremmaksi Talvivaaraan verrattuna eli noin 1000 t/a. Näin ollen vuoteen 2070 mennessä kokonaistuotannon määrä olisi noin 50 tuhatta tonnia, joka riittäisi kattamaan noin 75 % kaivoksen sulkemisajankohtaan mennessä tarvittua uraanista. Yhteenlaskettuna Talvivaaran ja Soklin uraanintuotanto riittäisi kattamaan version yksi tapauksessa uraanin tarpeen vuoteen 2070 asti, version kaksi tapauksessa vuoteen 2089 asti ja version kolme tapauksessa vuoteen 2106 asti.

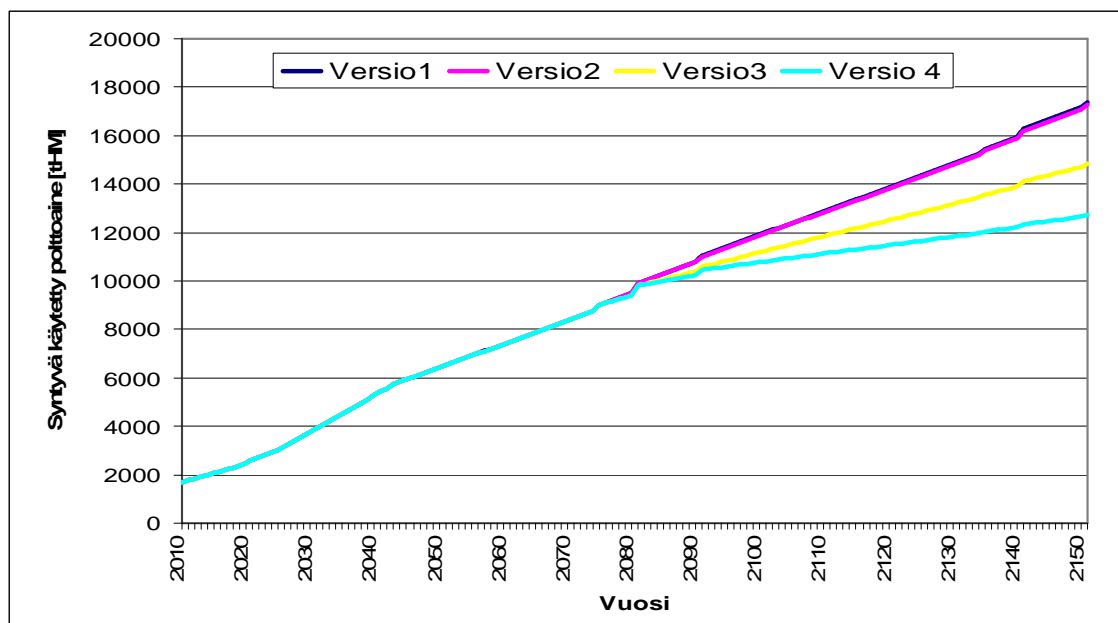


Kuva 3. Arvioitu luonnonuraanin kulutus Suomen ydinsähkön tuotannossa. Tarve on arvioitu eri tulevaisuuden versioille ja lisäksi kuvaan on arvioitu Talvivaaran ja Soklin kaivoksilta saatavan luonnonuraanin määrä.

Kuvassa 4 on esitetty syntyvän käytetyn polttoaineen määrä eri versioilla Suomen ydinsähkön tuotannossa. MOX-polttoaineen käytöllä ei ole vaikutusta käytetyn polttoaineen määrään, koska sillä korvataan reaktorista sama määrä UO_2 -polttoainetta, jota muuten käytettäisiin. Vuoteen 2010 mennessä kerääntyneen käytetyn polttoaineen määränä on noin 1700 tonnia [Posiva 2009a, 3]. Jatkamalla nykyisellä polttoainekierrolla kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrä vuonna 2100 olisi 11900 tonnia ja vuonna 2150 noin 17300 tonnia. Korvaamalla puolet ydinvoimakapasiteetista nopeilla reaktoreilla voitaisiin kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrää vähentää vuoteen 2100 mennessä noin

11200 tonniin ja vuoteen 2150 mennessä 14900 tonniin. Korvaamalla kaikki termiset reaktorit nopeilla vuosien 2074-2090 välillä (kuvassa 4 versio neljä) vähentäisi kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrää vuoteen 2100 mennessä 10800 tonniin ja vuoteen 2150 mennessä 12700 tonniin.

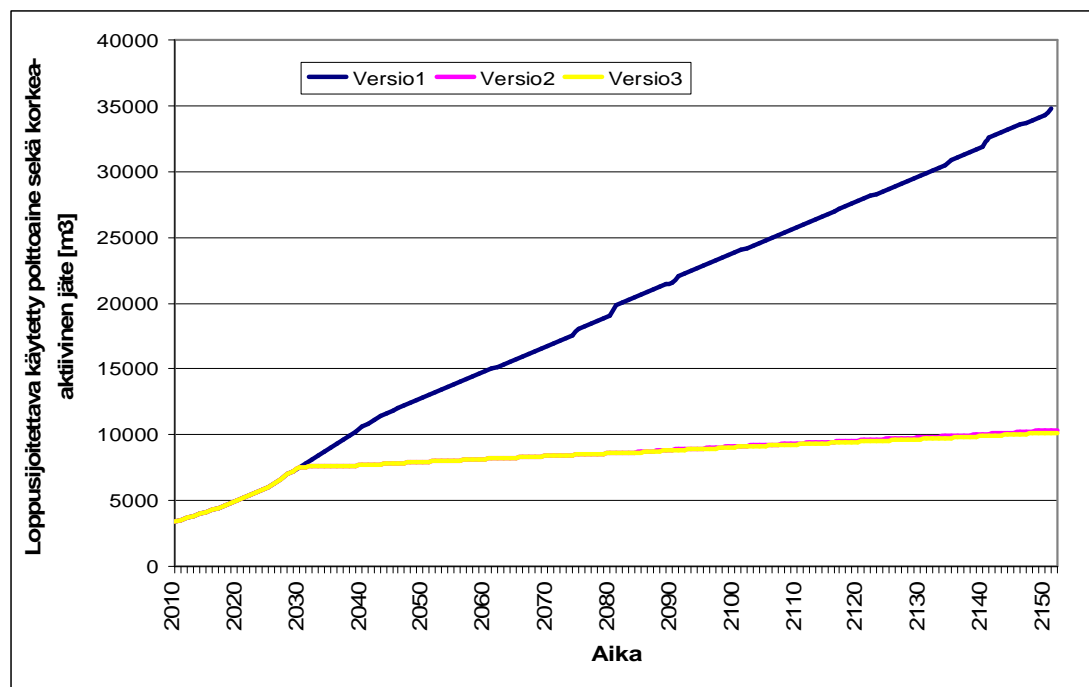
Voimassa olevien periaatepäätösten mukaisesti Olkiluodon loppusijoitustiloihin on tällä hetkellä lupa loppusijoittaa 9000 tonnia käytettyä polttoainetta [Valtioneuvosto 2010d, 8]. Kuvan mukaan se riittäisi kattamaan noin vuoteen 2075 mennessä syntyneen käytetyn polttoaineen määrän. Lisäksi Posiva haki hyväksyttävää periaatepäätöstä myös LO3-yksikön polttoaineelle, joka olisi nostanut Olkiluotoon loppusijoitettavan käytetyn polttoaineen sallitaksi määräksi 12000 tonnia. Tämä kapasiteetti riittäisi kattamaan vuoteen 2101 mennessä syntyneen käytetyn polttoaineen määrän, jos käytetty polttoaine loppusijoitettaisiin suoraan ilman jälleenkäsittelyä.



Kuva 4. Syntyvän käytetyn polttoaineen määrä Suomen ydinsähkön tuotannossa. Versio neljä kuvaa tässä tapauksessa tilannetta, jossa kaikki vuosina 2074-2090 rakennettavat voimalaitosyksiköt ovat nopeita reaktoreita.

Kuvassa 5 on esitetty loppusijoitettavan käytetyn polttoaineen sekä korkea-aktiivisen jätteen määrät tilavuuksina ajan suhteen. Kokonaisina polttoaine-elementteinä loppusijoitettavan käytetyn polttoaineen tilavuutena on käytetty $2 \text{ m}^3/\text{t}$, kun taas korkea-aktiivisen jätteen tapauksessa yhden $51,15 \text{ kg}$ fissiotuotteita ja sivuaktinideja sisältävän

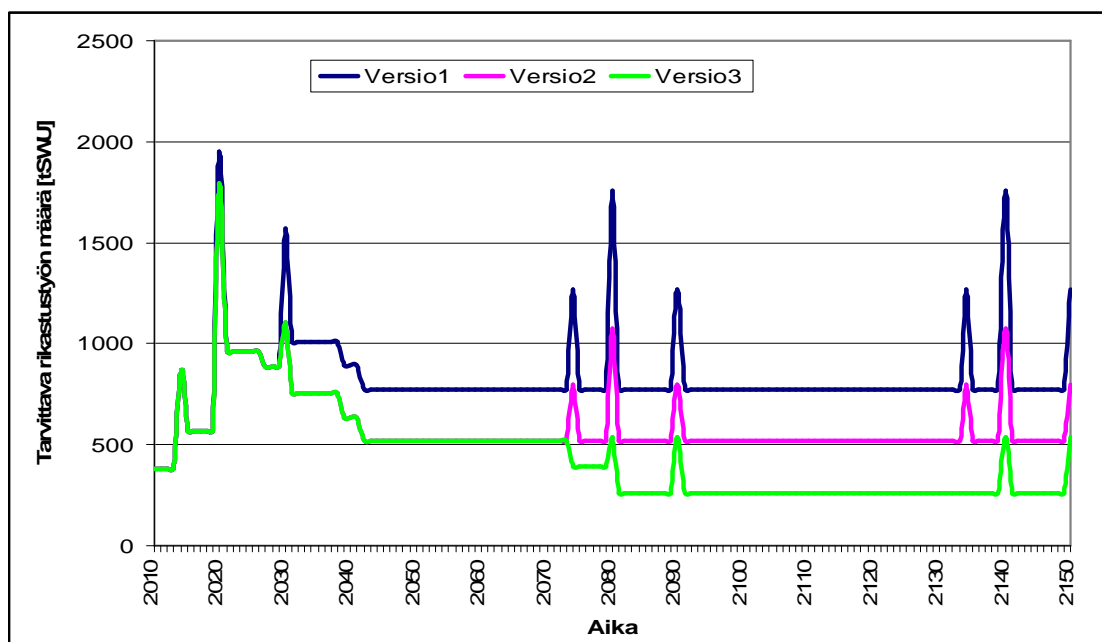
jätekanisterin tilavuutena on käytetty $0,18 \text{ m}^3$ [NEA 2002, 214]. Kuvasta nähdään, että jatkamalla nykyisellä polttoainekierrolla vuoteen 2100 mennessä kerääntyneen käytetyn polttoaineen tarvitsema tilavuus on noin 23800 m^3 ja vuoteen mennessä 34700 m^3 . Jos syntyvä käytetty polttoaine jälleenkäsitellään vuodesta 2030 eteenpäin, voidaan loppusijoitettavan jätteen tilavuutta merkittävästi pienentää. Vuoteen 2100 kertyneen loppusijoitettavan jätteen tilavuus olisi jälleenkäsittelyn tapauksessa 9100 m^3 , joka olisi vain noin 38 % siitä tilavuudesta mikä tarvitaan kokonaisten polttoaine-elementtien loppusijoittamiseen. Vuoteen 2150 mennessä loppusijoitettava tilavuus olisi 10200 m^3 , mikä on 29 % kokonaisina loppusijoitettavien polttoaine-elementtien tilavuudesta.



Kuva 5. Loppusijoitettavan käytetyn polttoaineen ja korkea-aktiivisen jätteen määrät tilavuutena.

Loppusijoitustilan tilavuuteen vaikuttaa kuitenkin muutkin syyt kuin vain jätteen tilavuus. Yksi merkittävä seikka on loppusijoitettavan jätteen jälkilämmön määrä. Jälkilämpö määrää kuinka tiheään loppusijoituskapseleita voidaan kallioon sijoittaa, jotta kallion lämpötila ei nousisi liian suureksi. Käytetyn polttoaineen jälkilämmöntuotto riippuu osaksi loppusijoitettavan polttoaineen palamasta. [Marshall 1983, 319-320], [Ikonen 2005, 34] Ikonen on tarkastellut raporteissaan [Ikonen 2003a], [Ikonen 2003b], [Ikonen 2005] ja [Ikonen 2009] tarkemmin jälkilämmön vaikutusta loppusijoituskapselien tiheyden erityisesti Olkiluodon loppusijoitustilan tapauksessa.

Kuvassa 6 on edelleen esitetty tarvittava rikastustyön määrä eri vuosina. Tarvittava rikastustyö pysyy eri versioissa suurin piirtein samana vuoteen 2030 asti, kunnes UO_2 -polttoainetta aletaan korvata versioissa kaksi ja kolme MOX-polttoaineella. Versiossa kolme tarvittava rikastustyön määrä putoaa edelleen nopeiden reaktoreiden käyttöönoton myötä vuosina 2074 ja 2080. Piikit kuvassa 6 johtuu uuden reaktorin alkulatauksesta, jolloin sydämen kaikki polttoaineet ladataan tuoreina.



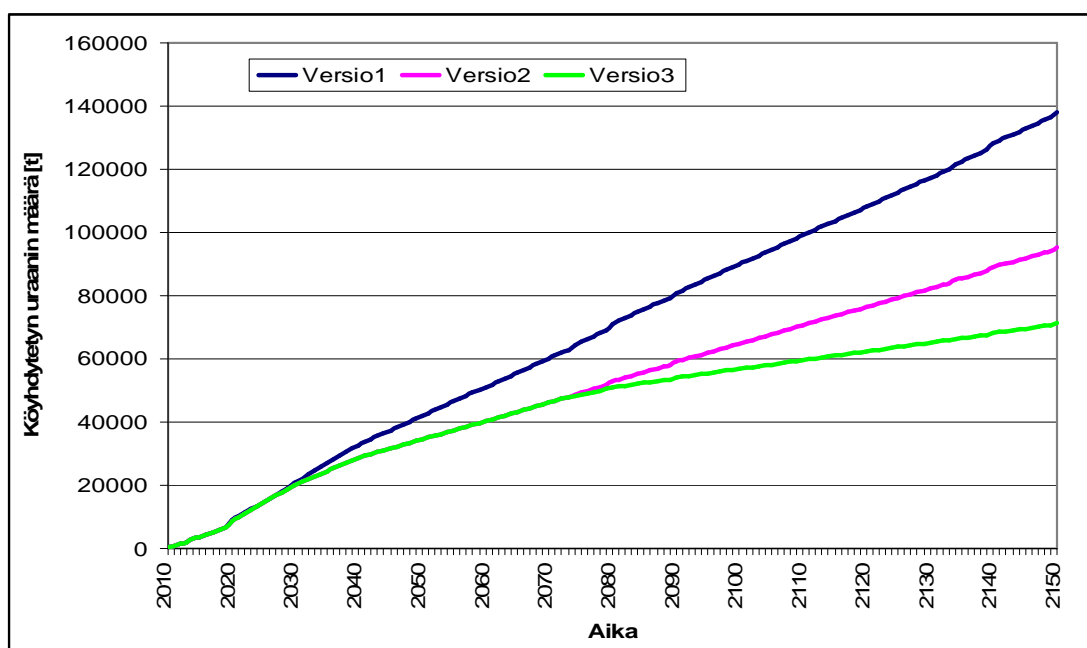
Kuva 6. Tarvittava rikastustyön määrä polttoaineen valmistuksessa vuotta kohti Suomen eri polttoainekierto-versioissa.

Kuvassa 7 on esitetty rikastuksessa syntyvän köyhdytetyn uraanin määrä eri versioissa, joka seuraa tarvittavan rikastustyön määrää. UO_2 -polttoaineen korvaaminen MOX-polttoaineella termisissä reaktoreissa sekä siirtyminen MOX-polttoainetta käyttäviin nopeisiin reaktoreihin vähentävät köyhdytetyn uraanin määrän kasvua, kun MOX-polttoaineen uraanina käytetään köyhdytetyn uraanin varastoja.

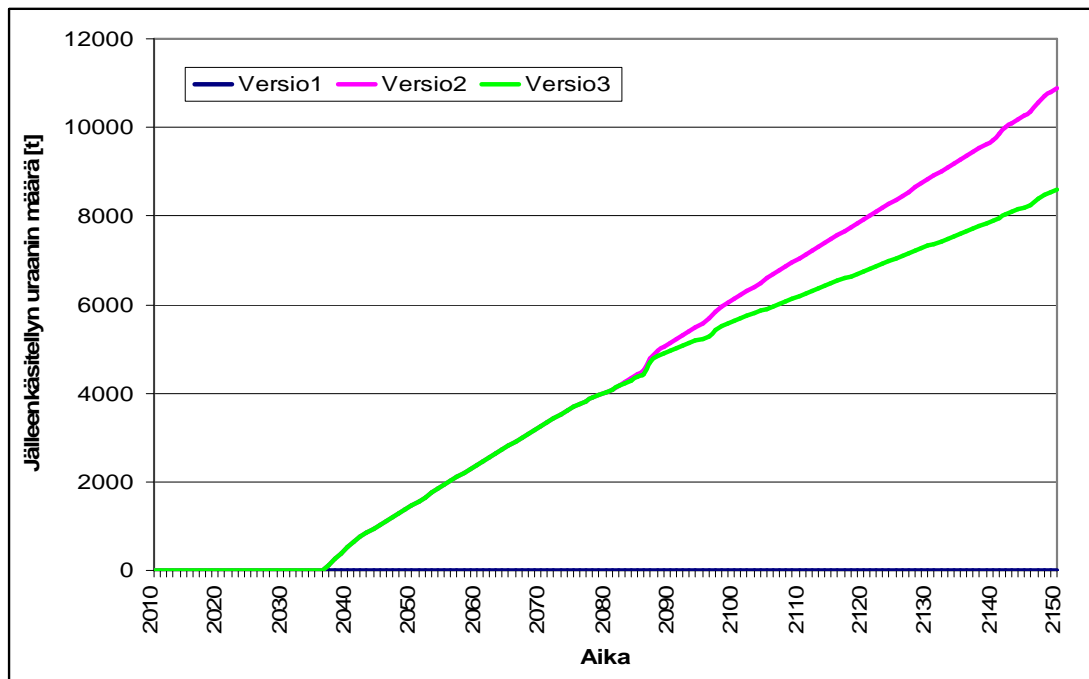
Kuvassa 8 on esitetty jälleenkäsittelyssä syntyvän jälleenkäsitellyn uraanin määrät eri versioissa. Versiossa yksi käytetyn polttoaineen uraani loppusijoitetaan suoraan polttoaine-elementtien mukana, joten jälleenkäsiteltyä uraania ei tarvitse erikseen varastoida. Versioissa kaksi ja kolme jälleenkäsittelyssä erotetun uraanin määrä lisääntyy tasaisesti

vuoden 2030 jälkeen. Ottamalla nopeat reaktorit käyttöön version kolme tapauksessa vuosina 2074 ja 2080 voidaan jälleenkäsittelyyn uraanin varastointitarvetta vähentää.

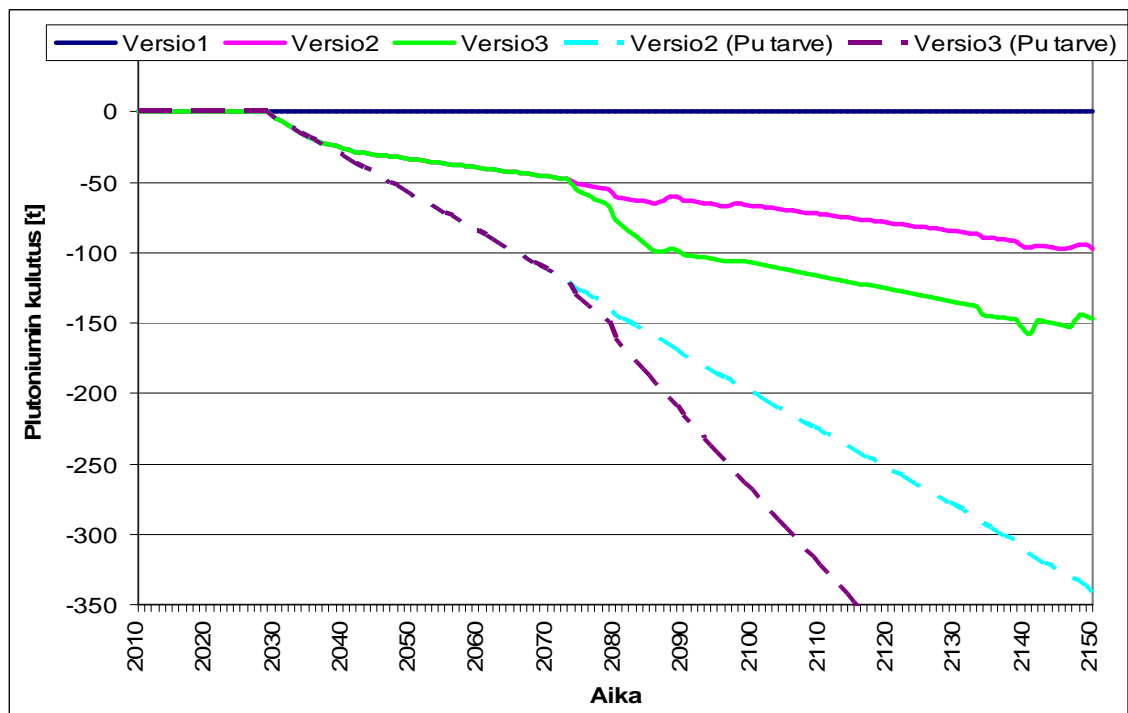
Versiossa yksi ei käytetä MOX-polttoainetta, joten polttoaineen valmistuksessa ei myöskään tarvita plutoniumia. Versioissa kaksi ja kolme plutoniumia tarvitaan vuodesta 2030 eteenpäin, kun kolmannes kevytvesireaktoreiden polttoaineesta korvataan MOX-polttoaineella. Vuosittain polttoaineen jälleenkäsittelystä talteen saatava plutonium ei riitä kattamaan vuosittaista MOX-polttoaineen valmistuksessa tarvittavaa plutoniumin määrää, joten polttoainekierto on täytyy saada plutoniumia jostain muualta. Kuvasta 9 nähdään, että plutoniumin kulutus lähtee jyrkästi liikkeelle vuodesta 2030, mutta tasoittuu hieman vuodesta 2037 eteenpäin, kun ensimmäiset polttoaine-elementit ovat jäähtymisen jälkeen jälleenkäsitelty. Plutoniumin tarve lisääntyy entisestään nopeiden reaktoreiden käyttöönoton myötä ja vuoteen 2150 mennessä kokonaistarve on ollut yhteensä jo noin 150 tonnia plutoniumia. Tarvittava plutonium polttoainekierto on voidaan saada esimerkiksi ydinaseista tai hyötöreaktoreiden tuottamasta ylimääräisestä plutoniumista. Eräs skenaario voisi esimerkiksi olla, että Suomi kuuluisi johonkin usean maan yhteiseen polttoainekierto, jossa tarvittavat polttoainekiertoprosessit on keskitetty ja reaktorikapasiteetti on optimoitu usean valtion kesken. Katkoviivat kuvassa 9 kuvaavat plutoniumin tarvetta, jos käytetyn polttoaineen plutoniumia ei kierrätetä.



Kuva 7. Uraanin rikastuksessa syntyneen köyhdytetyn uraanin määrä eri polttoainekiertoversioissa.



Kuva 8. Käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelyssä erotetun uraanin määrä Suomen eri polttoainekierto-versioissa.



Kuva 9. MOX-polttoaineen valmistuksessa tarvittavan plutoniumin kulutus Suomen eri polttoainekierto-versioissa. Tarvittavasta plutoniumin määrästä on vähennetty käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelystä saatava plutonium. Katkoviivat kuvaavat plutoniumin tarvetta tilanteissa missä käytetyn polttoaineen plutoniumia ei hyödynnetä.

6 TALOUDELLINEN TARKASTELU

Tässä luvussa on tarkoitus arvioida polttoainekierron kustannuksia dynaamisessa tapauksessa, missä reaktorien investointikustannukset ja käyttö- ja kunnossapitokustannukset (k&k) sekä polttoainekiertokustannukset vaihtelevat vuosittain. Vastaavanlaisia laskelmia on tehty ja laskentametodien käyttöä on esitelty muun muassa lähteissä [De Roo et al. 2009], [Silva 2008] ja [GIF 2007]. Näitä lähteitä on käytetty myös apuna tämän laskelman tekemisessä. Esimerkiksi laskelmissa käytetyt yhtälöt on pääosin otettu GIF:n raportista *Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems* [GIF 2007].

Lähteistä saadut yksikköhinnat on muutettu tätä työtä varten ensin vuoden 2009 dollariin, joista edelleen vuoden 2009 euroihin. Dollarimuunnoksissa on käytetty Yhdysvaltojen työtilastoviraston inflaatiolaskuria [U.S. BLS 2011] ja vuoden 2009 euron ja dollarin suhteena on käytetty kyseisen vuoden keskiarvoa 0,7190 €/€\$ [ECB 2011]. Yksikköhintoina eri prosesseille on käytetty pääosin Yhdysvaltojen energiaministeriön Idahon kansallisen laboratorion (Idaho National Laboratory, INL) raportista *Advanced Fuel Cycle Cost Basis* [INL 2009] saatuja arvioita.

6.1 Laskentamenetelmät

Eri versioiden kokonaiskustannukset tuotettua sähköenergian määrää kohti on laskettu yhtälön (1) [GIF 2007, 97] avulla. Ydinsähkön kokonaiskustannukset on yhtälössä jaettu reaktorin investointikustannuksiin I , polttoainekierron kustannuksiin PA sekä reaktorin käytön aikaisiin k&k-kustannuksiin KK . Näille kustannuskomponenteille on laskettu vuosittaiset arvot yli koko tarkasteluajan, jotka on edelleen diskontattu tarkasteluhetkeen. Korkokantana r on kaikissa laskuissa käytetty viittä prosenttia. Vuosittainen eri reaktoreiden yhteenlaskettu sähköenergian määrä E_t on kustannuskomponenttien tavoin diskontattu tarkasteluvuoteen. Reaktoreissa tuotetun vuosittaisen sähköenergian määrän oletetaan pysyvän laskelmissa vakiona koko reaktorin eliniän ajan.

$$K_{kok} = \frac{\sum [(I_t + PA_t + KK_t) \cdot (1+r)^{-t}]}{\sum [E_t \cdot (1+r)^{-t}]} \quad (1)$$

K_{kok} kustannukset tuotettua sähköenergiaa kohti, [€MWh]

I_t investointikustannukset vuonna t , [€]

PA_t polttoainekierron kustannukset vuonna t , [€]

KK_t voimalaitoksen k&k-kustannukset vuonna t , [€]

E_t tuotetun sähköenergian määrä vuonna t , [MWh]

r korkokanta, [-]

t tarkasteltava aika vuosina, [a]

Tarkasteluhetkenä laskelmissa pidetään vuotta 2010 ja tarkastelu-aika ulottuu vuodesta 2010 loppusijoituksen osalta jopa vuoteen 2209. Viimeiset kustannuslaskelmissa mukana olevat reaktoriyksiköt ovat OL5-6, FE2 sekä LO4, jotka suljetaan 60 käyttövuoden jälkeen vuosina 2134-2150 (katso liite I). Tämän jälkeen kustannuksia aiheuttaa enää kerääntyneen käytetyn polttoaineen ja korkea-aktiivisen jätteen loppusijoitus. Pitkä tarkastelu-aika aiheuttaa väistämättä laskelmiin epävarmuutta, joten laskelmaa on parempi hyödyntää enemmän suuntaa antavana vertailutuloksena kuin absoluuttisena tuloksena. Nykyisin toiminnassa olevat reaktorit on jätetty kustannusten ulkopuolelle, koska niiden kustannukset ovat mahdollisesti jo osittain maksettu ja ne pysyvät muuttumattomina kaikissa tarkastelluissa versioissa.

Investointikustannukset

Reaktorin kokonaisinvestointikustannus I_{tot} sisältää suorat investointikustannukset I_{suorat} (eli kustannukset, jotka syntyisivät, jos reaktori rakennettaisiin valmiiksi yhdessä yössä) sekä investoinnista rakennusaikana syntyvät korot I_{korot} . Kokonaisinvestointikustannus on laskettu yksinkertaisesti näiden tekijöiden summana (yhtälö 2).

$$I_{tot} = I_{suorat} + I_{korot} \quad (2)$$

I_{tot} kokonaisinvestointikustannukset, [€]

I_{suorat} suorat investointikustannukset, [€]

I_{korot} rakennusvaiheesta aiheutuvat korot investoinnille, [€]

Investoinnin rakennusvaiheen korkojen laskentayhtälö on esitetty alla (yhtälö 3) [GIF 2007, 77]. Kaikille reaktoreille rakennusvaiheen kestoksi on oletettu viisi vuotta, joten käyttöönottovuosi t_{ko} on tässä tapauksessa kuudes vuosi rakentamisen alusta. Vuosittainen investoinnin tarve IR_t rakennusaikana on määritetty taulukon 2 osuuksien sekä suorien investointikustannuksien I_{suorat} tulona. Olkiluodon kolmannelle yksikölle on oletettu sama kustannus kuin muille reaktoreille, vaikka todellisuudessa reaktorin rakentaminen on viivästynyt ja kustannukset ovat kasvaneet.

$$I_{korot} = \sum_{t=1}^{t=t_{ko}} IR_t \cdot [(1+r)^{t_{ko}-t} - 1] \quad (3)$$

- I_{korot} investoinnista rakennusaikana kerääntyvät korot, [€]
 IR_t vuosittainen investoinnin tarve rakennusaikana, [€]
 r korkokanta, [-]
 t_{ko} reaktorin käyttöönottovuosi rakentamisen alusta, [-]
 t rakennusvuosi, [-]

Taulukko 2. Investointikustannusten jakautuminen rakennusvuosille. [IEA/NEA 2005, 43]

Rakennusaika	1. vuosi	2. vuosi	3. vuosi	4. vuosi	5. vuosi
Osuus investoinnista	10 %	22 %	28 %	20 %	20 %

Kokonaisinvestointikustannukset on edelleen jaettu vuosittaisiksi investointikustannuksiksi reaktorien koko käyttöajalle yhtälön (4) [GIF 2007, 80] avulla.

$$I_t = I_{tot} \cdot \frac{r}{1 - (1+r)^{-L}} \quad (4)$$

- L reaktorin kaupallinen pitoaika vuosissa, [a]

Taulukossa 3 on esitetty laskennassa käytetyt suorat investointikustannukset termiselle ja nopealle reaktorille. Termisen reaktorin suorat investointikustannuksena on käytetty IEA/NEA:n raportissa [2005, 50] käytettyä arviota Suomeen rakennettavan reaktorin

suorista investointikustannuksista. Nopean reaktorin suorien investointikustannuksien on oletettu olevan noin 20 % suuremmat. Tämä arvio perustuu De Roon et al. [2009, 45-46] raporttiin, jossa oli vertailtu eri laskelmissa käytettyjä nopeiden reaktoreiden kustannusarvioita.

Taulukko 3. Termisen ja nopean reaktorin suorat investointikustannukset sekä kiinteät ja muuttuvat k&k-kustannukset vuoden 2009 euroissa. ^a[IEA/NEA 2005, 50], ^b[INL 2009], ^c[De Roo et al. 2009, 45-46]

Kustannuskomponentti	Yksikkö	Kustannus
Kevytvesireaktori		
Suorat investointikustannukset	[€kW _e]	1657 ^a
Kiinteät k&k-kustannukset	[€kW _e -a]	48 ^b
Muuttuvat k&k-kustannukset	[€kWh _e]	0,0013 ^b
Nopea reaktori		
Suorat investointikustannukset	[€kW _e]	2000 ^c
Kiinteät k&k-kustannukset	[€kW _e -a]	50 ^b
Muuttuvat k&k-kustannukset	[€kWh _e]	0,0014 ^b

Reaktorin k&k-kustannukset

Reaktorin vuosittaiset k&k-kustannukset KK_t on määritetty yhtälön (5) avulla. Reaktorien k&k-kustannukset on tavallisesti ilmoitettu kiinteinä reaktorin tehon mukaan määräytyvinä sekä muuttuvina sähkön tuotannon mukaan määräytyvinä vuosittaisina kustannuksina. Edellä kuitenkin oletettiin, että reaktoreiden tuottama sähköenergian määrä pysyy tarkasteltavassa tapauksessa muuttumattomana eri vuosina, joten myös muuttuvat k&k-kustannukset pysyvät näin ollen kiinteinä vuosittaisina kustannuksina.

$$KK_t = KK_k \cdot P_t + KK_m \cdot E_t \quad (5)$$

KK_k kiinteät k&k-kustannukset, [€kW_e]

KK_m muuttuvat k&k-kustannukset, [€kWh_e]

P_t reaktorin sähköteho vuonna t , [kW_e]

Sekä termisten että nopeiden reaktoreiden k&k-kustannuksina on tässä työssä käytetty INL:n arvoja, joihin sisältyy reaktorin käytöstä poiston kustannukset (taulukko 3). Tä-

män vuoksi käytöstä poiston kustannuksien erillistä arviointia ei ole tehty. INL:n arvio on lisäksi hyvin samansuuruinen verrattuna IEA/NEA:n [2005, 44] käyttämään arvioon (noin 49 €/kW_e), joka erityisesti kuvaa Suomessa käytettävän reaktorin k&k-kustannuksia. De Roo et al. [2009, 19] arvioivat työssään nopean reaktorin k&k-kustannukset investointikustannuksien tavoin 20 % suuremmiksi, kun käytetyillä INL:n arvoilla ero on vain 4-5 %.

Polttoainekustannukset

Polttoainekustannuksien laskennassa on käytetty apuna edellä luvussa 5 esitettyjä NFCSS:llä laskettuja vuosittaisia polttoainekierron massavirtoja. Massavirtojen ja eri prosessien yksikköhintojen avulla kullekin prosessille on määritetty vuosittainen kustannus, joista edelleen on määritetty vuosittainen polttoainekustannus PA_t yhtälön (6) [GIF 2007, 83] avulla.

$$PA_t = \sum_i [M_i(t) \cdot H_i(t)] \quad (6)$$

$M_i(t)$ polttoainekierto-prosessin i käsittelemä materiaalivirta vuonna t , [kg/a],
[SWU/a]

$H_i(t)$ polttoainekierto-prosessin i yksikköhinta vuonna t , [€/kg], [€/SWU]

Ajallisesti polttoainekierron läpikäyminen vaatii useita vuosia. Taulukossa 4 on esitetty eri polttoainekierto-prosesseille laskennassa käytetyt muutosajat (ahead time), jotka ilmaisevat missä vaiheessa kukin polttoainekierto-prosessi tapahtuu suhteessa polttoaineen energiantuottoon reaktorissa. Polttoainekierron alkuosan muutosajat on laskettu hetkestä, jolloin tuore polttoaine syötetään reaktoriin, ja polttoainekierron loppuosan muutosajat hetkestä, jolloin käytetty polttoaine poistetaan reaktorista. Esimerkiksi uraanin hankinnan on oletettu tapahtuvan kaksi vuotta ennen kuin tästä uraanista valmistettu tuore polttoaine syötetään reaktoriin. Käytettyä polttoainetta taas säilytetään viisi vuotta reaktorirakennuksen jäähdytysaltaassa, ennen kuin se siirretään pitkäaikaisvarastointiin erilliseen varastoon.

Taulukko 4. Eri polttoainekierto- ja valmistusprosessien muutosajat. Polttoaineen valmistusprosessien ajat on laskettu valmiin polttoaineen käyttöön otosta ja käytetyn polttoaineen käsittelyprosessit polttoaineen reaktorista poiston ajankohdasta.

Polttoainekierron alkuosa	Muutosajat [a]
Uraanin hankinta	+2
Konversio	+2
Polttoaineen rikastus	+1
Köyhdytetyn uraanin käsittely	+1
Polttoaineen valmistus	+1
Polttoainekierron loppuosa	
Pitkäaikaisvarastointi	-5
Jälleenkäsittely	UO ₂ : -6, MOX: -7
Loppusijoitus (HLW ja KPA)	-60

Laskennassa käytetyt polttoainekierto- ja valmistusprosessien yksikköhinnat on esitetty taulukossa 5. Yksikköhintoina on käytetty pääosin INL:n raportista saatuja arvoja. Poikkeuksena on käytetyn polttoaineen loppusijoituksen sekä uraanin ja plutoniumin hankintahinnat. Käytetyn polttoaineen loppusijoituksen yksikköhintana on käytetty Suomen tilannetta paremmin kuvaavaa Posivan arviota 525 €/kgU [Kukkola et al. 2005, 57], joka on kuitenkin hyvin samansuuruinen kuin INL:n arvioima loppusijoituskustannus (470 €/kgHM) [INL 2009, L-13].

Plutoniumin hinta on laskelmissa määritetty käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelykustannuksien ja käytetystä polttoaineesta saatavan plutoniummäärän suhteena. Jälleenkäsittelystä käytetystä polttoaineesta on kaksi kolmasosaa oletettu olevan kevytvesireaktorin UO₂-polttoainetta, jonka plutoniumin osuutena on käytetty NFCSS-ohjelmasta saatua arvoa 1,046 %, ja yksi kolmasosa kevytvesireaktorin MOX-polttoainetta, jonka plutoniumin osuutena on käytetty niin ikään NFCSS-ohjelmasta saatua arvoa 4,319 %. Näin ollen kilogrammasta käytettyä polttoainetta on oletettu saavan 21,35 grammaa plutoniumia. Kun jälleenkäsittelyn yksikköhintoina käytetään 800 €/t käytetylle UO₂-polttoaineelle ja 1600 €/t käytetylle MOX-polttoaineelle, saadaan plutoniumin hinnaksi 49,91 €/g (pyöristetty laskelmissa 50 €/g). Hinnan arvioinnissa ei ole otettu huomioon kuinka useasti plutonium on kierrätetty reaktorissa (fissiilien plutoniumisotooppien

osuus pienenee), eikä nopeiden reaktoreiden MOX-polttoaineista saatavaa suurempaa plutonium määrää. Saatu arvo on noin kaksi kertaa suurempi kuin Silvonen et al. [2010] arvioima 25 €/gHM, mutta vain hiukan suurempi kuin Kazachkovskiin et al. [1966, 558] termisille reaktoreille arvioima ~43 €/g (~9 \$/g vuoden 1966 dollareissa, mutta muutettu vuoden 2009 euroihin).

Taulukko 5. Ydinpolttoainekierron eri kustannuskomponenttien yksikköhinnat. SNF = käytetty polttoaine, MA = sivuaktinidit, HLW = korkea-aktiivinen jäte. [INL 2009]

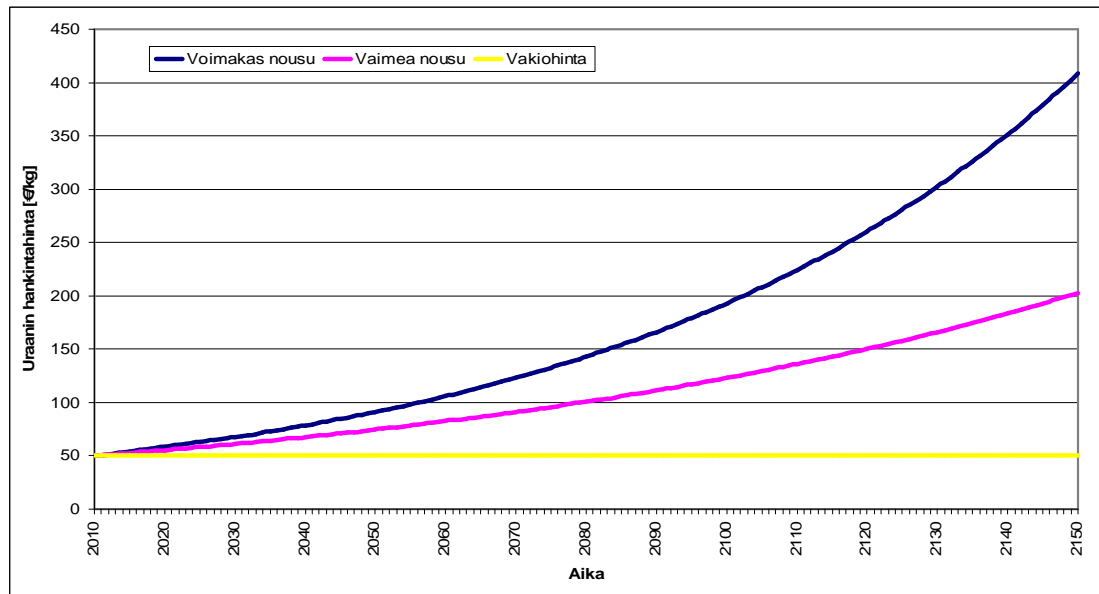
Prosessi	Yksiköt	Nimellinen yksikköhinta
Luonnonuraani	[€/kgU]	50
Konversio	[€/kgU]	7
Rikastus	[€/kgSWU]	80
Polttoaineen valmistus		
- LWR-UO ₂	[€/kgU]	190
- LWR-MOX	[€/kgU]	2400
- FR-MOX	[€/kgU]	3000
DepU käsittely	[€/kgU]	8
Polttoaineen jälleenkäsittely		
- UO ₂	[€/kg]	810
- MOX	[€/kg]	1600
Varastointi ja kunnostus		
- SNF	[€/kgHM]	90
- HLW	[€/kg]*	3600
Loppusijoitus		
- SNF	[€/kgHM]	525**
- HLW	[€/kg]*	3900

* Yksikkö tarkoittaa loppusijoitettavien fissiotuotteiden määrää kilogrammoissa.

** Arvo saatu muista poiketen lähteestä [Kukkola et al. 2005, 57]

Uraanin hankintahintana on poikkeuksena muihin käytetty ajan suhteen muuttuvaa arvoa. Kuvassa 10 on esitetty kolme erilaista uraanin hankintahinnan kehitystä kuvaavaa käyrää. Vakiohinnan tapauksessa uraanin hankintahinta pysyy vakiona 50 €/kg:ssa koko

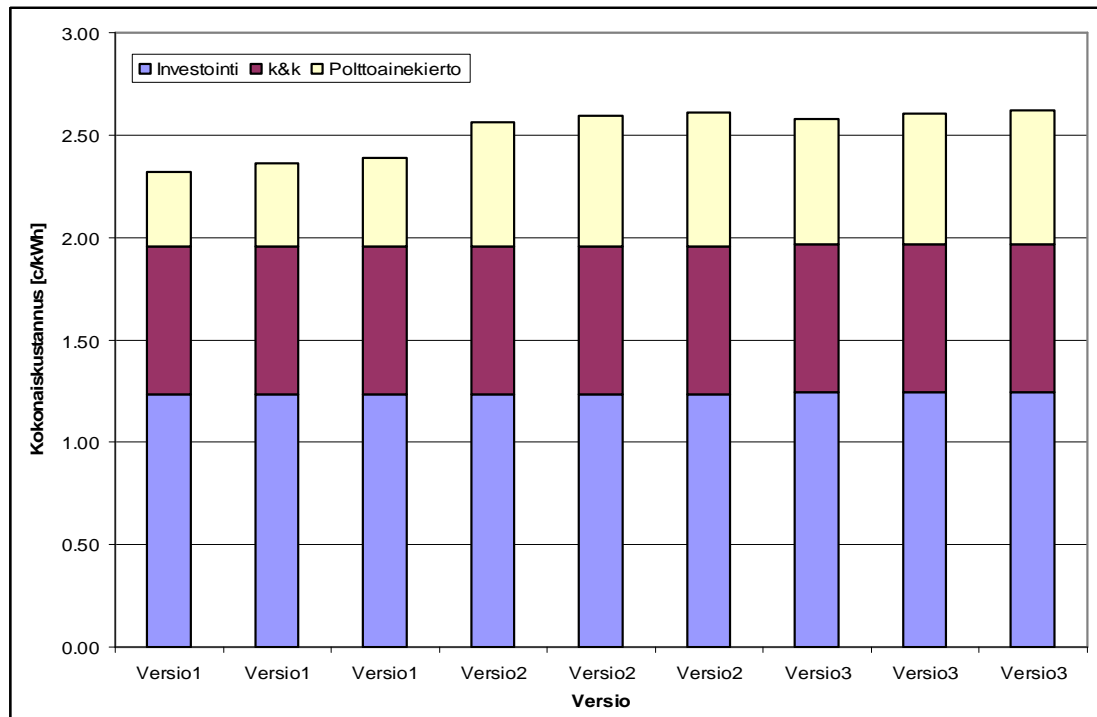
tarkastelujakson ajan. Vaimeassa ja voimakkaassa nousussa uraanin hankintahinnan oletetaan nousevan eksponentiaalisesti koko tarkastelujakson ajan. Vaimeassa nousussa uraanin hankintahinnan oletetaan nousevan eksponentiaalisesti 200 €/kg vuoteen 2150 mennessä ja voimakkaassa nousussa 400 €/kg vuoteen 2150 mennessä.



Kuva 10. Uraanin hankintahinnan muutos ajan suhteen.

6.2 Tulokset

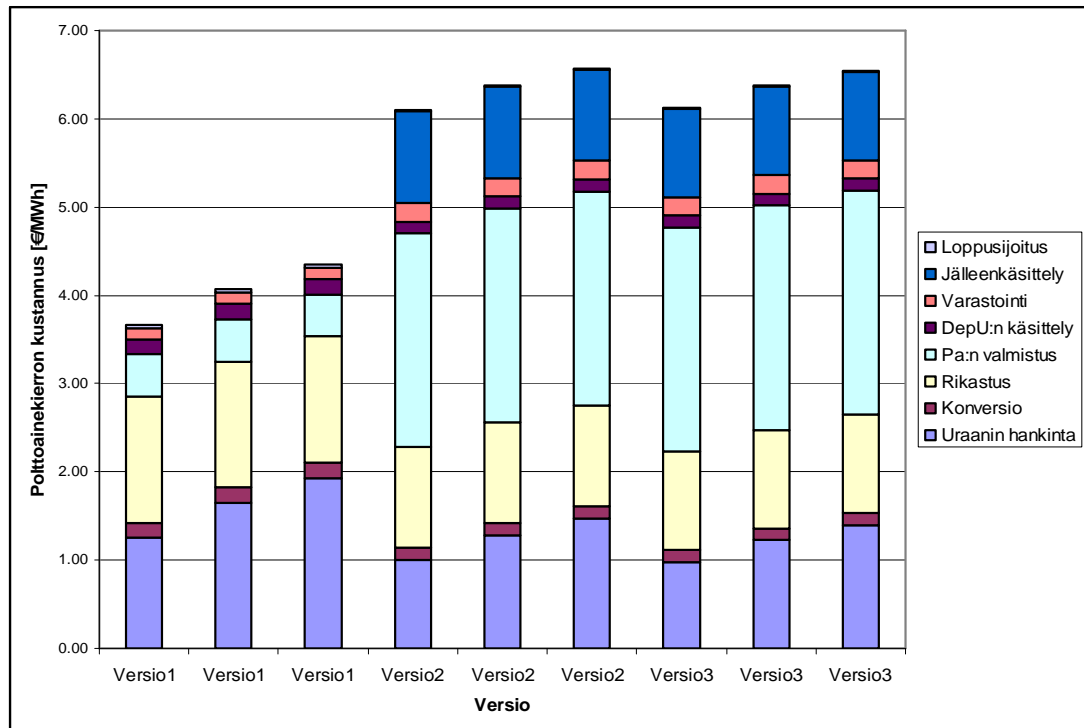
Kuvassa 11 on esitetty ydinvoimalla tuotetun sähkön kokonaiskustannukset kullekin eri versiolle erilaisilla uraanin hintakehityksillä. Kuvasta nähdään, että investoinnin sekä k&k-kustannuksien ero eri versioiden välillä ei ole merkittävä. Versiossa kolme, jossa noin 50 % Suomen voimalaitoskapasiteetista muutetaan tuotettavaksi nopeilla reaktoreilla vuosina 2074 ja 2080, on investointi- ja k&k-kustannuksien määrä vähän versioita yksi ja kaksi suurempi, mutta ero jää suhteellisen merkityksettömäksi johtuen osaltaan nopeiden reaktoreiden myöhäisestä käyttöönotosta (diskonttauksen vuoksi). Kustannusero eri versioiden välillä syntyykin pääosin polttoainekierron kustannuksien vuoksi, jotka ovat versioilla kaksi ja kolme kuitenkin selvästi versiota yksi suuremmat.



Kuva 11. Ydinvoiman tuotantokustannukset tuotettua sähköenergian määrää kohti uraanin eri hintakehityksillä. Lisäksi kuvaajassa on esitetty investoinnin, käyttö- ja kunnossapidon sekä polttoainekierron kustannuksien osuudet kokonaiskustannuksista. Vaaka-akselilla jokaisen version vasen kustannuspylväs on laskettu uraanin tasahinnalla, keskimäinen uraanin vaimeasti nousevalla hinnalla ja oikeanpuoleinen uraanin voimakkaasti nousevalla hinnalla.

Sähkön hinnaksi versiolle yksi saatiin 2,32-2,39 c/kWh riippuen uraanin hintakehityksestä. Versioilla kaksi sähkön hinnaksi arvioitiin 2,56-2,61 c/kWh ja versioilla kolme 2,58-2,62 c/kWh. Uraanin hinnanmuutoksen merkitys oli odotetusti suurin versiossa yksi, mutta jäi vaikutuksiltaan kuitenkin melko merkityksettömäksi kokonaiskustannuksia tarkastellessa. Vertailun vuoksi IEA/NEA:n raportissa [2005, 51-52] Suomessa tuotetun ydinsähkön hinnaksi nykyisellä polttoainekierrolla ja 5 % korkokannalla on arvioitu 2,31 c/kWh, mikä on hyvin lähellä version yksi tulosta. Kun diskonttaus korkoa nostettiin 10 %, nousi kustannusarvio 3,54 c/kWh. [IEA/NEA 2005, 51-52]

Kuvassa 12 on esitetty eri versioiden lasketut polttoainekierrosta aiheutuvat kustannukset uraanin erilaisilla hintakehityksillä. Uraanin tasahinnalla versioiden kaksi ja kolme polttoainekierron kustannukset nousevat versioon yksi verrattuna noin 66-67 %. Ero pienenee jonkin verran uraanin hankintahinnan kasvaessa, mutta jää voimakkaallakin kasvulla vielä noin puolitoista kertaa suuremmaksi.



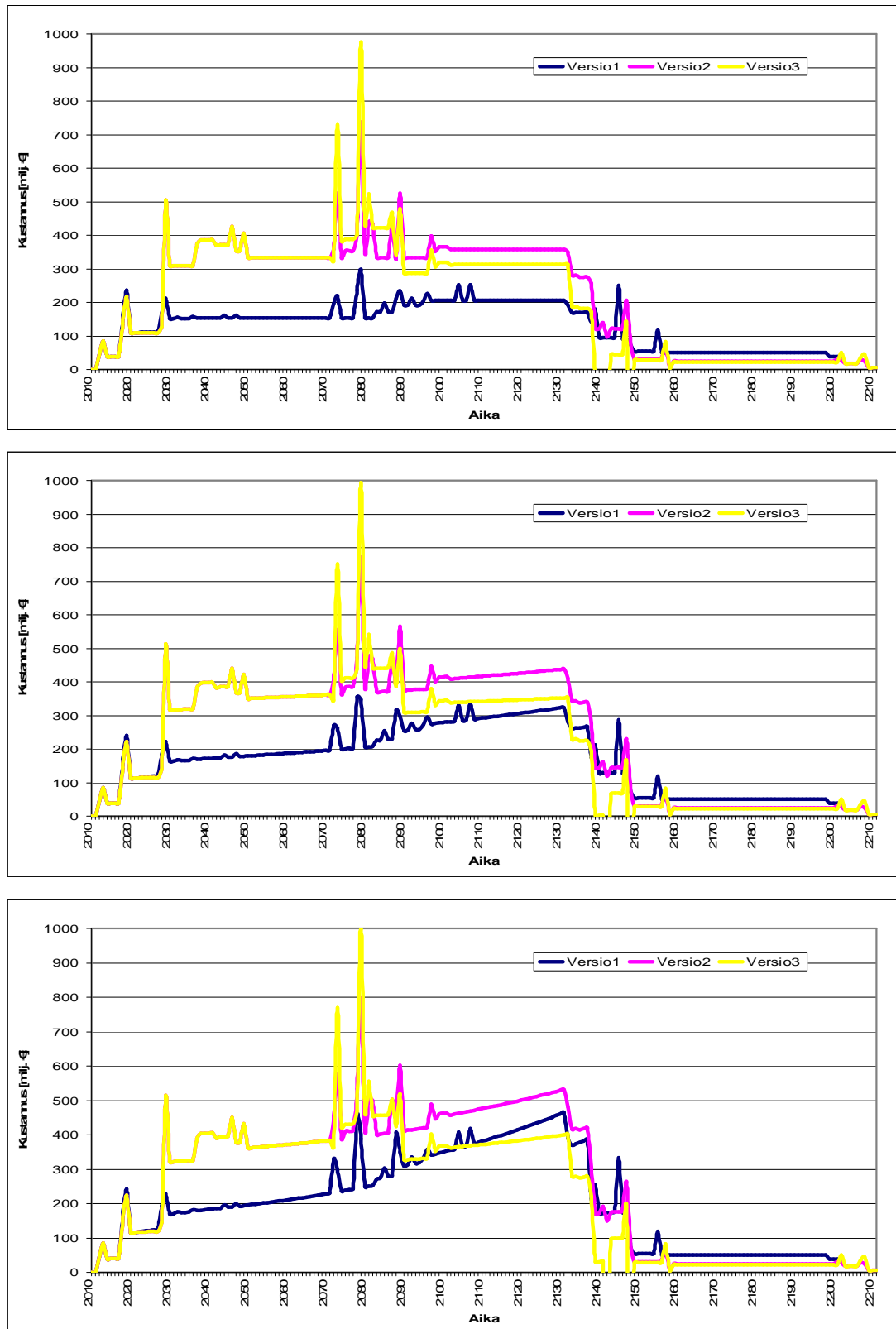
Kuva 12. Polttoainekierron kustannukset tuotettua sähköenergiaa kohti uraanin eri hintakehityksillä. Kokonaiskustannukset on lisäksi jaettu eri polttoainekierronprosessien kustannuksien suhteen. Vaaka-akselilla jokaisen version vasen kustannuspylväs on laskettu uraanin tasahinnalla, keskimäinen uraanin vaimeasti nousevalla hinnalla ja oikeanpuoleinen uraanin voimakkaasti nousevalla hinnalla.

Versioilla yksi polttoainekierron suurimmat kustannustekijät ovat uraanin hankinta ja uraanin rikastus, jotka aiheuttavat kustannuksista noin 73-77 % uraanin hankintahinnasta riippuen. Versioilla kaksi ja kolme polttoaineen valmistus aiheuttaa kustannuksista noin 40 % ja uraanin hankinta, rikastus sekä käytetyn polttoaineen jälleenkäsittely yhteensä noin 51-56 %. Loppusijoituksesta aiheutuvat kustannukset sijoittuvat tarkasteluaikojen loppupuolelle, joten kustannusvaikutukset jäävät diskonttauksen vuoksi pieniksi.

Kuvassa 13 on esitetty kuvasarjan avulla polttoainekierron vuosittaisten kustannuksien muutos uraanin hankintahinnan vaikutuksesta. Ylimmässä kuvaajassa on esitetty vuosittaiset kustannukset uraanin hankintahinnan pysyessä vakiona. Kuvasta nähdään, että vuoteen 2030 asti polttoainekustannukset pysyvät suurin piirtein samansuuruisina. Tämän jälkeen polttoainekustannukset versioilla kaksi ja kolme kasvavat MOX-polttoaineen käytön ja käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelyn myötä yli kaksinkertaisiksi. Kustannusero tasoittuu hiukan vuoden 2080 jälkeen loppusijoituksen aloittamisen

seurauksena. Vuosina 2134-2150 välillä kustannukset laskevat sitä mukaa, kun reaktoreita ajetaan alas. Version kolme kustannukset menevät hetkittäin sulkemisien yhteydessä miinuksen puolelle johtuen käytetyn polttoaineen plutoniumista saatavasta korvauksesta. Vuodesta 2150 eteenpäin kaiken ydinvoimakapasiteetin oletetaan olevan suljettu (todellisuudessa mahdollisesti uudet reaktoriyksiköt tai uudet korvaavat energiamuodot jatkavat tuotantoa) ja kustannukset syntyvät käytetyn polttoaineen ja korkeaaktiivisen jätteen loppusijoituksesta sekä varastoinnista. Nämä kustannukset ovat kuitenkin suhteellisesti paljon pienempiä kuin reaktorin käytön aikaiset vuosittaiset kustannukset. Kuvaajissa olevat piikit kuvaavat reaktorien alkulatauksen yhteydessä tarvittavaa normaalia suurempaa tuoreen polttoaineen määrää tai reaktorin sulkemisen yhteydessä syntyvää normaalia suurempaa käytetyn polttoaineen määrää. Esimerkiksi version kolme korkea piikki vuonna 2080 kuvaa yhden nopean reaktorin alkulatauksen ja yhden termisen reaktorin alkulatauksen piikkiä. Piikki on tavallista korkeampi, koska tarvittava vuosittainen MOX-polttoaineen määrä on suurin.

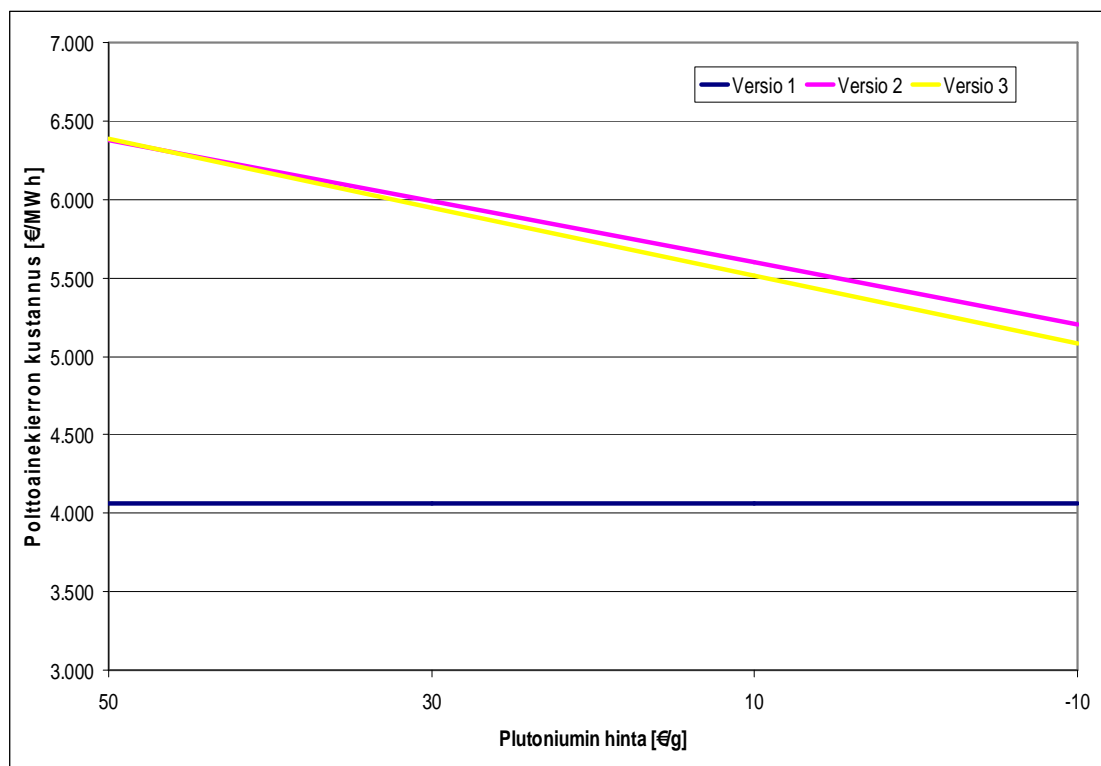
Kuvasarjan keskimäinen kuva esittää vuosittaisia polttoainekierto-kustannuksia vaimealla uraanin hintakehityksellä ja alin kuva vuosittaisia polttoainekierto-kustannuksia voimakkaalla uraanin hintakehityksellä. Suurin vaikutus hankintahinnan nousulla on odotetusti versioon yksi ja pienin versioon kolme. Vaimea uraanin hankintahinnan nousu ei vielä riitä nostamaan version yksi kustannuksia versioiden kaksi ja kolme ohi. Voimakkaalla nousulla version yksi polttoainekierron kustannukset nousevat kuitenkin kolmannen version ohi vuosien 2090-2110 välillä. Version kaksi polttoainekierto-kustannukset pysyvät tässä tapauksessa kaikkein suurimpina.



Kuva 13. Kuvasarja uraanin hankintahinnan vaikutuksesta vuosittaisiin polttoainekierto-kustannuksiin. Ylin kuva esittää kustannuksia uraanin vakiohankintahinnalla, keskimmäinen uraanin vaimeasti nouseval- la hankintahinnalla ja alin kuva uraanin voimakkaasti nousevalla hankintahinnalla.

6.3 Herkkyystarkastelu

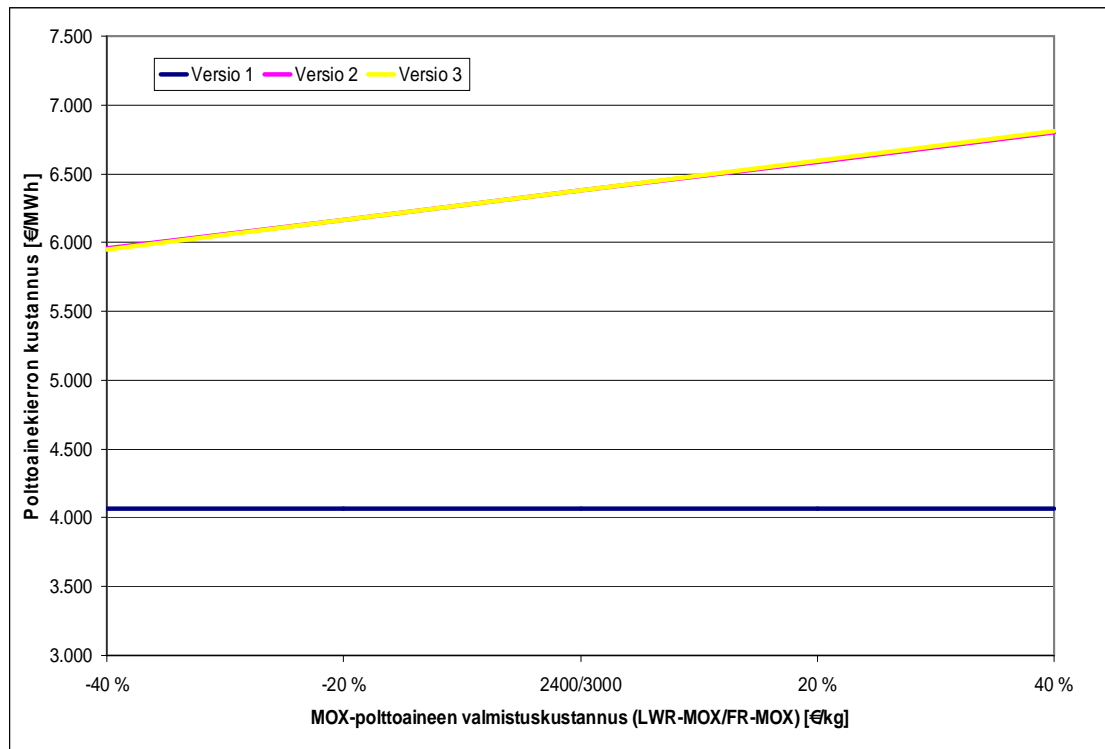
Plutoniumin hintana käytettiin tämän työn laskelmissa 50 €/g eli 50000 €/kg. Tämä arvioitiin käytetyn polttoaineen jälleenkäsittelykustannuksen ja käytetyssä polttoaineessa olevan plutonium määrän suhteena. Kuvassa 14 on esitetty eri versioiden polttoainekierto-kustannuksia eri plutoniumin hinnoilla. Kuvan perusteella versioiden kaksi ja kolme polttoainekierto-kustannukset eivät saavuta version yksi alempia kustannuksia, vaikka plutoniumin käytöstä ydinpolttoaineena alettaisiin maksaa korvauksia. Tämä voi tulla kysymykseen esimerkiksi siinä tapauksessa, jos käytöstä poistetuista ydinaseista ja käytetystä ydinpolttoaineesta kerääntyvät plutoniumvarastot alkavat olla liian suuret, eikä taloudellisesti kannattavaa käyttöä tälle plutoniumille löydy.



Kuva 14. Plutoniumin hinnan vaikutus eri versioiden polttoainekierto-kustannuksiin. Uraanin hintakehityksenä on pidetty vaimeaa nousua.

Kuvassa 15 on esitetty sekä termisen että nopean reaktorin MOX-polttoaineen valmistuskustannuksen vaikutus eri versioiden polttoainekierto-kustannuksiin. Kuvasta nähdään, ettei edes 40 % lisäys tai vähennys kustannuksissa vaikuta kovin merkittävästi eri versioiden kannattavuuteen suhteessa toisiinsa. Versio yksi pysyy selvästi kustannuksi-

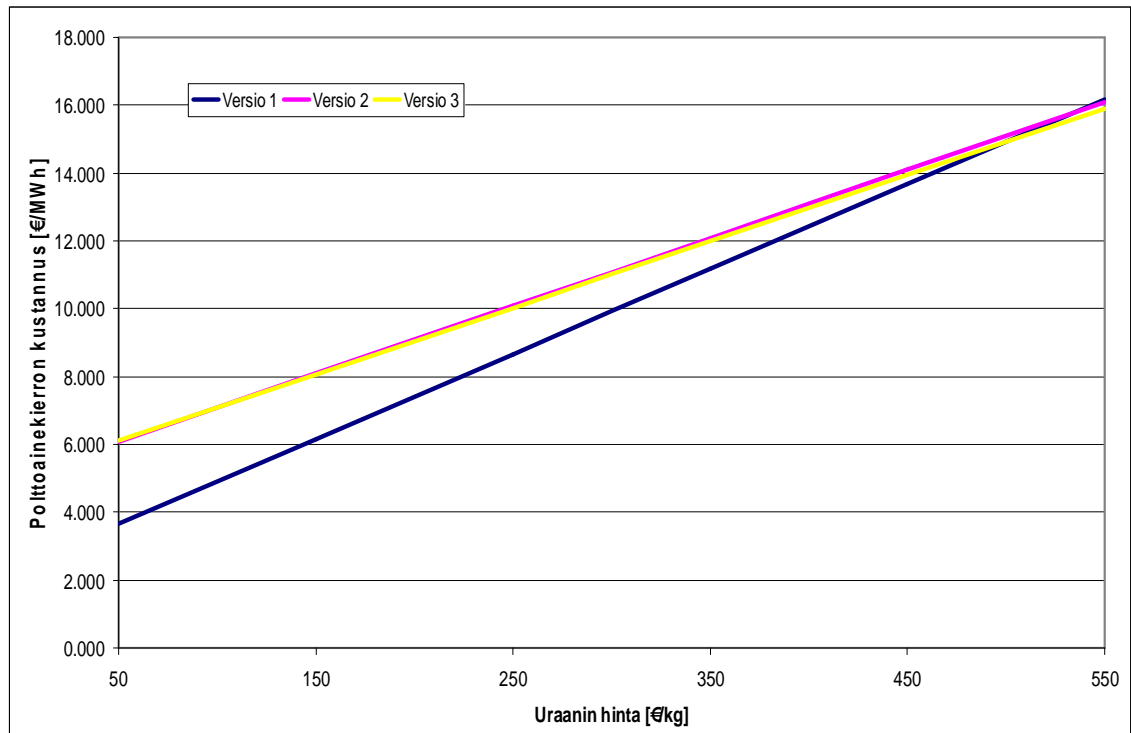
en suhteen parhaimpana vaihtoehtona. Kuvaaja on hyvin samanlainen myös UO_2 - ja MOX-polttoaineen jälleenkäsittelykustannusten osalta.



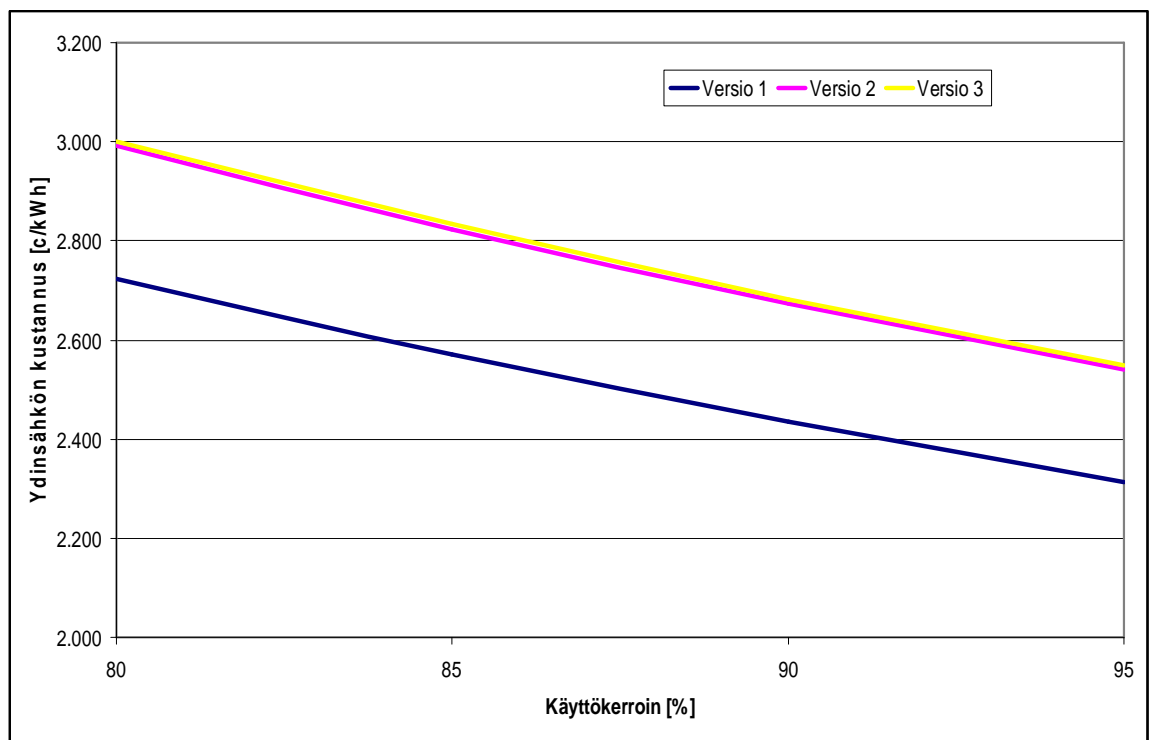
Kuva 15. MOX-polttoaineen valmistuskustannuksen vaikutus eri versioiden polttoainekierto-kustannuksiin. Uraanin hintakehityksenä on pidetty vaimeaa nousua.

Kuvassa 16 on esitetty uraanin hankintahinnan vaikutus Suomen eri polttoainekierto-versioihin. Kaikkien versioiden polttoainekierto-kustannukset kasvavat voimakkaasti uraanin hinnan myötä ja noin 500 €/kg hintatasolla kaikkien versioiden polttoainekierto-kustannukset ovat suurin piirtein yhtä suuret. Polttoainekierron kustannukset ovat kuitenkin siinä tapauksessa jo kasvaneet noin neljä kertaa suuremmiksi version yksi osalta ja yli kaksi kertaa suuremmiksi versioiden kaksi ja kolme osalta.

Käyttökertoimien alkuarvoina laskelmissa on käytetty nopealle reaktorille 90 % ja termiselle reaktorille 93 %. Kuvassa 17 on esitetty käyttökertoimen muutoksen vaikutus sähköenergian tuotannon kokonaiskustannuksiin. Vaikutus on suhteellisen suuri, joten pyrkimys reaktorin käytön maksimointiin on taloudellisesti hyvin kannattava tavoite.



Kuva 16. Uraanin hankintahinnan vaikutus eri versioiden polttoainekierto-kustannuksiin. Kustannuksen on oletettu olevan tässä tapauksessa tasakustannus.



Kuva 17. Käyttökertoimen vaikutus eri versioiden kokonaiskustannuksiin tuotettua sähköenergian määrää kohti. Uraanin hintakehityksenä on käytetty vaimeaa nousua.

7 YHTEENVETO

Tässä työssä arvioitiin Suomen ydinpolttoainekierron massavirtoja sekä kustannuksia kolmen erilaisen polttoainekiertoversion avulla. Versiossa yksi polttoainekierron oletettiin pysyvän nykyisen kaltaisena avoimena polttoainekiertona. Versiossa kaksi polttoainekierron oletettiin pysyvän avoimena vuoteen 2030 asti, minkä jälkeen käytetty polttoaine jälleenkäsiteltäisiin ja kolmannes termisten reaktoreiden polttoaineesta korvattaisiin MOX-polttoaineella. Version kolme oletettiin olevan muuten samanlainen kuin versio kaksi, mutta vuosina 2074 ja 2080 puolet termisten reaktoreiden kapasiteetista korvattaisiin nopeilla reaktoreilla. Polttoaineen palamaa nostettiin kaikissa versioissa vuodesta 2020 eteenpäin.

Uraanin kulutukseksi arvioitiin nykyisen kaltaisella polttoainekierrolla noin 100 tuhatta tonnia vuoteen 2100 mennessä ja 150 tuhatta tonnia vuoteen 2150 mennessä. Korvaamalla kolmannes voimalaitosten polttoaineesta MOX-polttoaineella vuodesta 2030 alkaen vähensi uraanin tarvetta noin 75 tuhanteen tonniin vuoteen 2100 mennessä ja noin 110 tuhanteen tonniin vuoteen 2150 mennessä. Korvaamalla puolet termisistä reaktoreista nopeilla reaktoreilla vuosina 2074 ja 2080 vähensi uraanin tarvetta edelleen 66 tuhanteen tonniin vuoteen 2100 mennessä ja 84 tuhanteen tonniin vuoteen 2150 mennessä.

Työssä verrattiin uraanin kulutusta myös Suomesta Talvivaaran ja Soklin kaivoksilta sivutuotteena mahdollisesti saatavan uraanin määrään. Talvivaaran kaivoksilta saatavalla uraanilla voitaisiin kattaa 36 % Suomen uraanin tarpeesta kaivoksen oletettuun sulkemisajankohtaan mennessä (vuosi 2054), jos nykyinen avoin polttoainekierto säilyisi. Soklin kaivoksesta talteen otetulla uraanilla voitaisiin korvata noin 75 % kaivoksen oletettuun sulkemiseen mennessä, jos kaivoksen oletetaan tuottavan noin kaksinkertaisen määrän uraania Talvivaaran kaivokseen verrattuna (1000 t/a) ja uraanin talteenotto olisi toiminnassa vuosina 2020-2070. Yhteenlaskettuna Talvivaaran ja Soklin uraanintuotanto riittäisi kattamaan version yksi tapauksessa uraanin tarpeen vuoteen 2070 asti, version kaksi tapauksessa vuoteen 2089 asti ja version kolme tapauksessa vuoteen 2106 asti.

Kerääntyneen käytetyn polttoaineen määräksi arvioitiin nykyisen kaltaisella polttoainekierrolla noin 11900 tonnia vuoteen 2100 mennessä ja noin 17300 tonnia vuoteen 2150 mennessä. Korvaamalla puolet ydinvoimakapasiteetista nopeilla reaktoreilla vuosina 2074 ja 2080 vähentäisi kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrää noin 6 % (11200 tonniin) vuoteen 2100 mennessä ja noin 14 % (14900 tonniin) vuoteen 2150 mennessä. Jos koko ydinvoimakapasiteetti korvattaisiin nopeilla reaktoreilla vuosien 2074-2090 välillä, vähentyisi kerääntyneen käytetyn polttoaineen määrä noin 9 % (10800 tonniin) vuoteen 2100 mennessä ja noin 27 % (12700 tonniin) vuoteen 2150 mennessä. Kerääntyneen käytetyn polttoaineen tilavuus nykyisen kaltaisella polttoainekierrolla olisi vuoteen 2100 mennessä noin 23800 m³ ja vuoteen 2150 mennessä noin 34700 m³. Jälleenkäsittelemällä käytetty polttoaine vuodesta 2030 eteenpäin sen tilavuus pienenesi noin 62 % (9100 m³) vuoteen 2100 mennessä ja noin 71 % (10200 m³) vuoteen 2150 mennessä.

Kustannuksien osalta erot eri versioiden välillä kohdistuivat pääosin polttoainekierrosta aiheutuviin kustannuksiin. Investointi- ja k&k-kustannuksien erot olivat eri versioiden välillä pienet, joten kokonaiskustannuksien erot jäivät myös pieniksi. Nopeiden reaktoreiden käyttöönotolla vuosina 2074 ja 2080 ei ollut kovin suurta lisävaikutusta kokonaiskustannuksiin. Versiolle yksi laskettiin ydinsähkön tuotantokustannukseksi 2,32-2,39 c/kWh (riippuen uraanin hintakehityksestä), versioille kaksi 2,56-2,61 c/kWh ja versiolle kolme 2,58-2,62 c/kWh. Polttoainekierron kustannukset nousivat polttoaineen jälleenkäsittelyn ja MOX-polttoaineen käytön myötä kuitenkin noin 50-67 % suuremmiksi nykyiseen polttoainekiertoont verrattuna. Uraanin hankintahinnan kasvun vaikutus oli odotetusti suurin versiolle yksi johtuen suuresta uraanin tarpeesta. Versioilla kaksi ja kolme uraanin hankintahinnan kasvun vaikutus väheni MOX-polttoaineen ja nopeiden reaktoreiden käytön myötä. Voimakkaasti kasvavalla uraanin hintakehityksellä version yksi vuosittaiset polttoainekiertokustannukset kasvoivat lopulta version kolme ohi vuosina 2090-2110.

LÄHTEET

Anttila, M. 2010. Ydinpolttoaineikiertojen analysointiohjelmat. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 23.3.2011] Tutkimusraportti VTT-R-01073-10. Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT), 16.2.2010. 11 s.

Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2010/VTT-R-01073-10.pdf>

De Roo, G. & Parsons, J.E.. 2009. Nuclear Fuel Recycling, the Value of Separated Transuranics and the Levelized Cost of Electricity. [e-document]. [Retrieved March 16, 2011]. Center of Energy and Environment Policy Research (CEEPR). Massachusetts Institute of Technology (MIT). September 2009. A Joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative, and School of Management. 09-008. Research is a product of the MIT Nuclear Fuel Cycle Study. Financial support was provided by EPRI and Idaho National Laboratory. 60 p.

From: <http://web.mit.edu/mitei/docs/spotlights/nuclear-fuel-cycle-deroo.pdf>

ECB. 2011. Euro exchange rates USD. [In ECB www-pages]. [Retrieved January 23, 2011]. European Central Bank (ECB).

From: <http://www.ecb.int/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-usd.en.html>

EK & Energiateollisuus. 2009. Arvio Suomen sähkön kysynnästä vuonna 2030. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 6.3.2011]. Elinkeinoelämän keskusliitto (EK) ja Energiateollisuus ry. Lokakuu 2009.

Saatavissa: http://www.ek.fi/www/fi/tutkimukset_julkaisut/2009/Raportti_sahkoen_kysyntae_2030.pdf

GIF. 2007. Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems. Revision 4.2. [e-document]. [Retrieved March 16, 2011]. Prepared by The Economic Modeling Working Group (EMWG) Of the Generation IV International Forum (GIF). September 26, 2007. Printed by the OECD Nuclear Energy Agency for the Generation IV International Forum. EMWG Guidelines. 181 p. GIF/EMWG/2007/004.

From: http://www.gen-4.org/Technology/horizontal/EMWG_Guidelines.pdf

GTK. 2010. Suomen uraanivarannot. [GTK:n www-sivuilla]. [Viitattu: 7.3.2011].
Geologinen tutkimuskeskus (GTK). Sivuja muokattu viimeksi 11.10.2010.

Saatavissa: <http://www.gsf.fi/luonnonvarat2/uraani/uraanivarat.html>

IAEA. 2005. Country Nuclear Fuel Cycle Profiles. Second Edition. [e-document].
[Retrieved February 15, 2011]. International Atomic Energy Agency (IAEA). Printed in
IAEA 2005. Technical Reports Series No. 425. ISSN 0074-1914. ISBN 92-0-114803-8.
From: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS425_web.pdf

IAEA. 2006. Fast Reactor Database: 2006 Update. [e-document]. [Retrieved February
16, 2010]. International Atomic Energy Agency (IAEA). Printed by the IAEA in Aus-
tria December 2006. 441 p. IAEA-TECDOC-1531. ISBN: 92-0-114206-4. ISSN: 1011-
4289. From: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1531_web.pdf

IAEA. 2009a. Nuclear Fuel Cycle Simulation System (NFCSS): User Manual 2009-06-
05. [e-document]. [Retrieved March 4, 2011]. International Atomic Energy Agency
(IAEA). 56 p.

From: <http://www-nfcis.iaea.org/NFCSS/documents/NFCSS-User%20Manual%20Rev%202.pdf>

IAEA. 2009b. Country Nuclear Power Profiles: Finland. [In IAEA www-pages]. [Re-
trieved February 14, 2011]. [Updated on April 2009]. Department of Nuclear Energy.
Division of Nuclear Power. Nuclear Power Engineering Section. International Atomic
Energy Agency (IAEA).

From: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/CNPP2010_CD/pages/countryprofiles.htm

IAEA. 2010a. Power Reactor Information System (PRIS): Finland. [In IAEA www-
pages]. [Retrieved January 24, 2011]. International Atomic Energy Agency (IAEA).
From: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

IAEA. 2010b. Integrated Nuclear Fuel Cycle Information System (INFCIS) [In IAEA
www-pages]. [Retrieved March 23, 2011]. List of Nuclear Fuel Cycle Facilities. Inter-
national Atomic Energy Agency (IAEA).

From: <http://nucleus.iaea.org/sso/NUCLEUS.html?exturl=http://www-nfcis.iaea.org/>

IEA/NEA. 2005. Projected Costs of Generating Energy. 2005 Update. [e-document]. [Retrieved March 15, 2011]. International Energy Agency (IEA). Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA). Printed in France. OECD No. 53955 2005. ISBN: 92-64-00826-8.

From: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.PDF>

Ikonen, K. 2003a. Thermal Analyses of Spent Nuclear fuel Repository. [e-document]. [Retrieved May 18, 2011]. Posiva 2003-4. Posiva report. 61 p. ISBN 951-652-118-5. ISSN 1239-3096. From: http://www.posiva.fi/files/1018/Posiva_2003-04.pdf

Ikonen, K. 2003b. Thermal Analyses of KBS-3H Type Repository. [e-document]. [Retrieved May 18, 2011]. Posiva 2003-11. Posiva report. 43 p. ISBN 951-652-125-8. ISSN 1239-3096. From: http://www.posiva.fi/files/221/Posiva_2003-11web.pdf

Ikonen, K. 2005. Thermal Analysis of Repository for Spent EPR-Type Fuel. [e-document]. [Retrieved May 18, 2011]. Posiva 2005-06. Posiva report. 37 p. ISBN 951-652-138-X. ISSN 1239-3096. From: <http://www.posiva.fi/files/293/Posiva2005-06web.pdf>

Ikonen, K. 2009. Thermal Dimensioning of Spent Fuel Repository. [e-document]. [Retrieved May 18, 2011]. Working Report 2009-69. Posiva. 60 p. From: http://www.posiva.fi/files/1053/WR_2009-69web.pdf

INL. 2009. Advanced Fuel Cycle Cost Basis. 2. Revision. [e-document]. [Retrieved March 4, 2011]. Idaho National Laboratory (INL), Idaho Falls, Idaho 83415. December 2009. 32 p. INL/EXT-07-12107.

From: <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/4536700.pdf>

Kauppinen, O-P. 2011. Kehittyneiden ydinpolttoainekiertojen ympäristövaikutusten ja taloudellisuuden arviointia. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Teknillinen tiedekunta. 174 s.

Kazachkovskii, O. D. & Kirillov, E.V. 1966. Fixing a Price on Plutonium used as Nuclear Fuel. [Journal Article]. [Retrieved March 18, 2011]. Journal: Atomic Energy, vol. 22, Number 6, pp. 553-558, DOI: 10.1007/BF01121986. Translated from Atomnaya Energiya, vol. 22, No. 6, pp. 439-444, June, 1967. Original article submitted November 29, 1966. UDC 621.039.526:338.58.

From: <http://www.springerlink.com/content/u34h44gx401725p3/>

Kukkola, T. & Saanio, T. 2005. Cost Estimate of Olkiluoto Disposal Facility for Spent Nuclear Fuel. Working report 2005-10. [e-document]. [Retrieved February 1, 2011]. Posiva Oy. March 2005. 64 p.

From: <http://newmdb.iaea.org/GetLibraryFile.aspx?RRoomID=499>

NEA. 2002. Accelerator-driven Systems (ADS) and Fast Reactors (FR) in Advanced Nuclear Fuel Cycles. [e-document]. [Retrieved January 31, 2011]. A Comparative Study. Organization for Economic Co-operation and Development (OECD): Nuclear Energy Agency (NEA). Nuclear Development. 350 p. Paris, France.

From: <http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2002/nea3109.html>

Posiva. 2009a. Olkiluodon ja Loviisan voimalaitosten ydinjätehuolto: Yhteenveto vuoden 2009 toiminnasta. [verkkojulkaisu]. [viitattu: 15.2.2011]. Posiva Oy. 42 s.

Saatavissa: http://www.posiva.fi/files/1140/YJH-toimintakertomus_2009_LOW.pdf

Posiva. 2009b. Olkiluodon ja Loviisan voimalaitosten ydinjätehuolto: Selvitys suunnitelluista toimenpiteistä ja niiden valmistelusta vuosina 2010-2012. [verkkojulkaisu]. [viitattu: 16.2.2011]. Posiva Oy (Posiva). Syyskuu 2009. TKS-2009. 532 s.

Saatavissa: http://www.posiva.fi/files/1001/TKS_2009_web_r1.pdf

Pöyry. 2009. Yara Suomi Oy. Soklin kaivoshankkeen YVA-selostus. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 7.3.2011]. Pöyry Environment Oy. 332 s. 9M607220.COY. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=102902&lan=fi>

Sengler, G. et al. 1999. EPR core design. [e-document]. [Retrieved March 4, 2011]. Published: Elsevier Science S.A. Nuclear Engineering and design 187 (1999) 79-119.

40 p. Writers: Sengler, G.; Foret, F.; Schlosser, G.; Lisdat, R.; Stelletta, S. PII: S0029-5493(98)00259-3. From: <http://www.sciencedirect.com/>

Silva, R. B. e. 2008. Simulation of the Nuclear Fuel Cycle With Recycling: Options and Outcomes. [e-document]. [Retrieved March 16, 2011]. Silva, Rodney Busquim e. Massachusetts Institute of Technology (MIT). February 2008. MIT archives (libraries) Jul 24, 2008. 204 p. From: <http://dspace-test.mit.edu/handle/1721.1/44794>

Silvonen, T. & Salomaa, R. 2010. Closed Thorium Fuel Cycle – an economical viewpoint. [Seminar paper]. Aalto University. The GEN4FIN Finnish Seminar on Generation IV Nuclear Energy Systems on 30 September – 1 October 2010 at Lappeenranta University of Technology.

STT. 2010. Olkiluoto 3:n käyttöönotto lykkääntyy vuoteen 2013. [verkkolehti]. [Viitattu: 24.1.2011]. Rakennuslehti 7.6.2010. Suomen rakennuslehti Oy, Sanoma Magazines Finland. Suomen tietotoimisto (STT).

Saatavissa: <http://www.rakennuslehti.fi/uutiset/projektit/21682.html>

STUK. 2010. Ydinvoimalaitokset. [STUK:n www-sivuilla]. [Viitattu: 16.5.2011]. Päivitetty: 7.4.2010. Säteilyturvakeskus (STUK).

Saatavissa: http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/fi_FI/ydinvoimalaitokset/

SVT. 2010a. Sähkön ja lämmön tuotanto. [verkkojulkaisu]. [Viitattu: 14.2.2011]. Suomen virallinen tilasto (SVT). 2009. Energia 2010. ISSN: 1798-5072. Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/salatu/2009/salatu_2009_2010-09-29_tie_001_fi.html

SVT. 2010b. Sähkön ja lämmön tuotanto [verkkojulkaisu]. [viitattu: 23.3.2011]. Suomen virallinen tilasto (SVT). 2009, Liitetaulukko 3. Sähkön tuotanto ja kokonaiskulutus, GWh. Helsinki: Tilastokeskus ISSN=1798-5072.

Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/salatu/2009/salatu_2009_2010-09-29_tau_003_fi.html

Talvivaara. 2010a. Talvivaara Sotkamo Oy: Lupahakemus. Ydinenergialain 2 § 2. kohdan mukaiseen toimintaan. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu: 16.2.2010]. Valtioneuvostolle 20.4.2010. 17 s. Saatavissa: <http://www.tem.fi/files/28407/hakemus.pdf>

Talvivaara. 2010b. Uraanin talteenoton ympäristövaikutusten arviointi. Arviointiselostus. [Viitattu: 20.2.2011]. 1-46 (136) s. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/28537/arviointiselostus_s1-46.pdf

TEM. 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 14.2.2010]. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6. päivänä marraskuuta 2008. Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM). Saatavissa: http://www.tem.fi/files/20585/Selontekoehdotus_311008.pdf

U.S. BLS 2011. CPI Inflation Calculator. [In U.S. BLS www-pages]. [Retrieved January 19, 2011]. United States Department of Labor Bureau of Labor Statistics (BLS). [Updated January 18, 2011]. From: http://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

Valtioneuvosto. 2010a. Valtioneuvoston periaatepäätös 6. päivänä toukokuuta 2010 Teollisuuden Voima Oyj:n hakemukseen ydinvoimalaitosyksikön rakentamisesta. [verkkajulkaisu]. [Viitattu: 14.2.2011]. Helsinki 2010. 108 s. M 2/2010 vp. ISBN 978-952-227-375-8. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/26807/PAP_TVO_040510_final.pdf

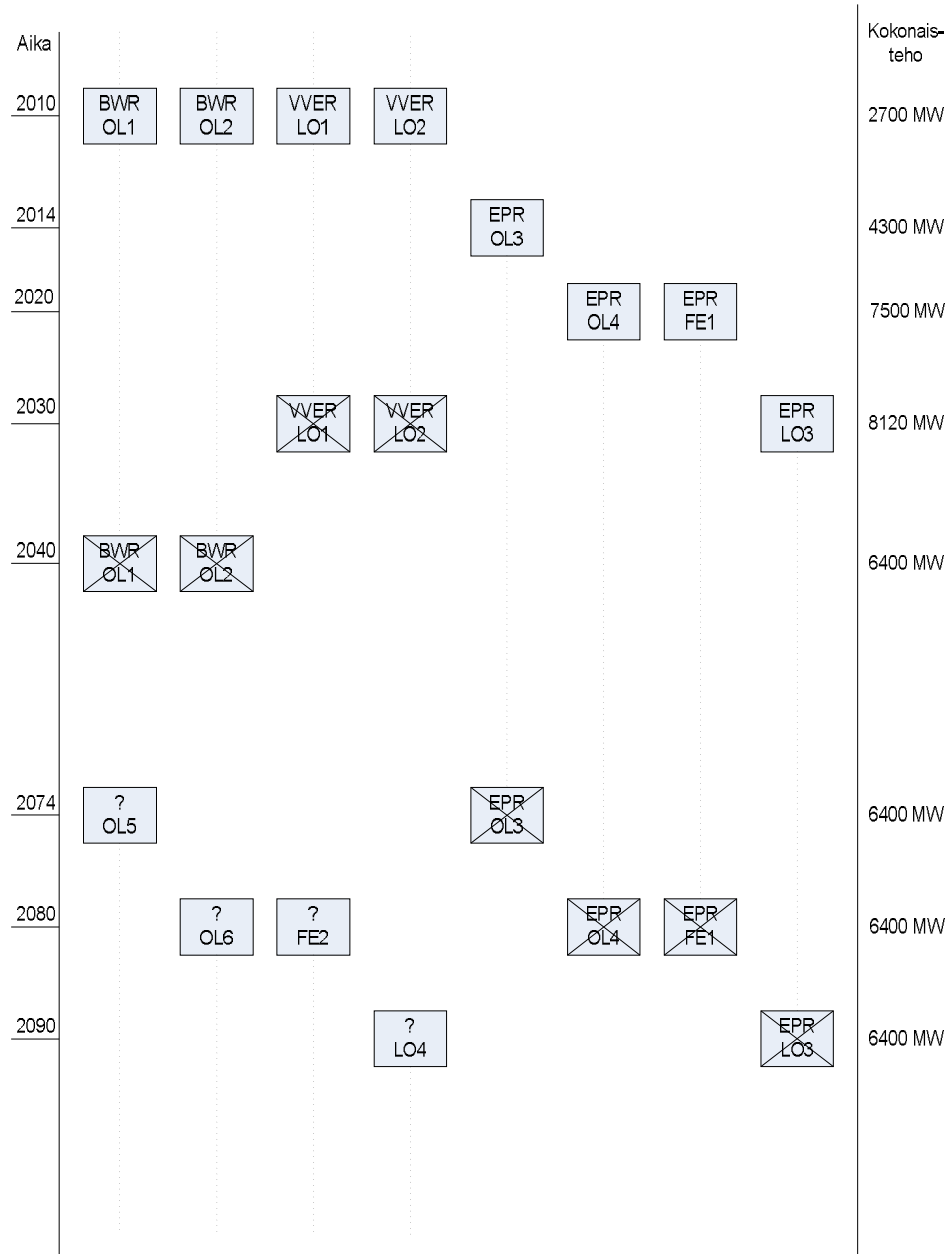
Valtioneuvosto. 2010b. Valtioneuvoston periaatepäätös 6. päivänä toukokuuta 2010 Fennovoima Oy:n hakemukseen ydinvoimalaitoksen rakentamisesta. [verkkajulkaisu]. [viitattu: 14.2.2011]. Helsinki 2010. 164 s. M 4/2010 vp. ISBN 978-952-227-379-6. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/26805/PAP_FV_040510_final.pdf

Valtioneuvosto. 2010c. Valtioneuvoston periaatepäätös 6. päivänä toukokuuta 2010 Fortum Oyj:n ja Fortum Power and Heat Oy:n hakemukseen ydinvoimalaitoksen rakentamisesta. [verkkajulkaisu]. [viitattu: 14.2.2011]. 13 s. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/26809/PAP_FPH_LO3.pdf

Valtioneuvosto. 2010d. Valtioneuvoston periaatepäätös 6. päivänä toukokuuta 2010 Posiva Oy:n hakemukseen käytetyn ydinpolttoaineen loppusijoituslaitoksen rakentamisesta laajennettuna. [verkkojulkaisu]. [Viitattu: 16.2.2011]. Helsinki 2010. 133 s. M 3/2010 vp. ISBN 978-952-227-377-2.

Saatavissa: http://www.tem.fi/files/26812/PAP_Posiva_040510_final.pdf

LIITE I: ARVIO SUOMEN REAKTORIKOKOONPANON MUUTOKSESTA AJAN SUHTEEN



Kuva 1. Arvio Suomen ydinvoimakapasiteetin muutoksesta tulevina vuosikymmeninä.

LIITE II: SUOMEN YDINVOIMASKENAARIOIDEN ARVIOIN- NISSA KÄYTETTYJEN REAKTOREIDEN OMINAISUUKSIA

Taulukko 1. Suomen ydinvoimaskenaarion arvioinnissa käytettyjen reaktoreiden ominaisuuksia. ^a[IAEA 2010a], ^b[STUK 2010], ^c[IAEA 2006, 15, 41], ^d[NFCSS-ohjelman arvo], ^e[kirjoittajan arvio]

Ominaisuus	VVER	BWR	EPR	EFR
Sähköteho, [MW]	488 ^b	860 ^b	1600 ^b	1580 ^c
Hyötysuhde, [%]	33 ^b	33 ^b	37 ^b	44 ^c
Palama, [MWd/kg]	40 ^a	37 ^a	45*	134 ^c
Rikastusaste, [%]	3,95 ^a	3,55 ^a	4*	22,4 ^d
Polttoaine reaktorissa, [a]	3 ^a	4 ^a	4*	5
Köyhdytetyn uraanin U-235 osuus, [%]	0,25 ^e	0,25 ^e	0,25 ^e	0,25 ^e
Käyttökerroin, [%]	93 ^e	93 ^e	93 ^e	90 ^e
Tehotiheys, [kW/kg]	39 ^a	29 ^a	33,6 ^{b**}	86,27 ^d

* Näiden arvojen oletetaan muuttuvan vuoden 2020 jälkeen. Palama oletetaan nousevan noin 60 MWd/kg, rikastusaste 5 % ja polttoaineen reaktorissa oloaika 5 vuoteen.

** Määritetty tehon ja arvioidun polttoaineen määrän suhteena.