

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Energiatekniikan koulutusohjelma

Verner Lopperi

VVER-1200 YDINVOIMALAITOKSEN KÄYTTÖJAKSON OPTIMOINTI

Työn tarkastajat: Professori Juhani Hyvärinen
 Apulaisprofessori Heikki Suikkanen
Työn ohjaaja: DI Arto Tiihonen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Verner Lopperi

VVER-1200 ydinvoimalaitoksen käyttöjakson optimointi

Diplomityö 2021

Tarkastaja: Professori Juhani Hyvärinen, Apulaisprofessori Heikki Suikkanen

Ohjaaja: DI Arto Tiihonen

73 sivua, 19 kuvaa ja 8 taulukkoa

Hakusanat: käyttöjakso, ydinvoimalaitos, optimointi, VVER-1200

Tämä diplomityö on tehty Fennovoima Oy:lle, Hanhikivi 1:n ydinvoimalaitosyksikön käyttöjakson optimointia varten. Työn tavoitteena oli tutkia Hanhikivi 1:n käyttöjakson pidentämisen tarjoamia mahdollisuuksia sekä sen sisältämiä rajoitteita. Tarkoituksena oli myös selvittää mikä käyttöjakso ja polttoaineenvaihdon ajankohta olisi optimaalisin Hanhikivi 1:n laitosyksikölle. Tutkimus toteutettiin perehtymällä avoimesti saatavilla oleviin aineistoihin ja kirjallisuuteen sekä suorittamalla asiantuntijahaastatteluja.

Käyttöjakson pidentäminen kiinnostaa ydinvoimayrityksiä huomattujen etujen takia. Pidempään käyttöjaksoon siirtyminen mahdollistaa huoltoaikojen kokonaiskestojen vähenemisen, koska laitoksen huoltoseisokki suoritetaan harvemmin. Huoltopäivien vähenemisen seurauksena myös laitoksen käyttöaste sekä sähköntuotanto kasvavat. Täten myös laitoksen taloudellinen tuotto kasvaa.

Työssä tutkittiin ensin 1000 - 1400 MW sähkötehon omaavien painevesireaktorilaitosten olemassa olevia käyttöjaksoja sekä pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaa. Tämän jälkeen tutkittiin käyttöjaksoon vaikuttavia tekijöitä kuten sähkön hintaa, polttoainetta sekä työvoiman saatavuutta. Kaikkien tekijöiden tutkimisen jälkeen Hanhikivi 1:lle suositeltiin optimoitua käyttöjaksoa ja huoltoseisakkien ajankohtaa.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT

LUT School of Energy Systems

Master's Degree Programme in Energy Technology

Verner Lopperi

Operating cycle optimization for VVER-1200 nuclear power plant

Master's thesis 2021

Examiners: Professor Juhani Hyvärinen, Assistant professor Heikki Suikkanen

Supervisor: MSc Arto Tiihonen

73 pages, 19 figures and 8 tables

Keywords: operating cycle, nuclear power plant, optimize, VVER-1200

This Master's Thesis was done for Fennovoima Oy to optimize operation cycle of Hanhikivi 1 nuclear power plant unit. The objective of this thesis was to research the possibilities offered by the extension of the operating cycle of Hanhikivi 1 and research the limitations it contains. The purpose was also to find out which operating cycle and timing of refueling would be the most optimal for the Hanhikivi 1 unit. The openly available materials and literature were studied and experts interviewed.

Nuclear power companies are interested in extending the operating cycle because of the perceived benefits. Switching to a longer operating cycle makes it possible to reduce the total duration of maintenance times because the maintenance outages of the plant are performed less frequently. As a result of the reduction in maintenance days, the plant's utilization rate and electricity production will also increase. Due to increased electricity production the economical profit is increased.

First the existing operating cycles of pressurized water reactor plants with an electricity capacity of 1000 - 1400 MW and the operation of the Nordic electricity market was researched. This was followed by a research of factors affecting the operating cycle, such as the price of electricity, fuel and the availability of labor. After examining all the factors, a recommendation was made for an optimized operating cycle and the timing of the maintenance outages for Hanhikivi 1.

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLILUETTELO

ALKUSANAT

1	JOHDANTO	8
2	FENNOVOIMA OY	10
2.1	Visio	10
2.2	Laitoskuvaus	11
2.2.1	Kierrätetty uraani	13
2.3	Suunniteltu käyttöjakso	15
3	Sähkömarkkinat	17
3.1	Sähkön hinta	17
3.1.1	Sähkön myynti	18
3.1.2	Tukkusähkömarkkinat	18
4	KÄYTTÖJAKSOT SUOMESSA JA MAAILMALLA	22
4.1	Suomen nykyiset ydinvoimalaitokset	22
4.2	Saman tehoiset painevesireaktorit maailmalla	23
5	KÄYTTÖJAKSOON VAIKUTTAVAT TEKIJÄT	29
5.1	Sähkön hinta	30
5.1.1	Optimaalisin käyttöjakso sähkön hinnan kannalta	33
5.2	Polttoaine	36
5.2.1	Optimaalisin käyttöjakso polttoaineen näkökulmasta	45
5.3	Työvoima	46
5.3.1	Optimaalisin käyttöjakso työvoiman kannalta	47
5.4	Yleiset määräykset, ohjeistukset ja lait	50
5.5	Luvanhaltijan itse asettamat säännöt sekä vuosihuollon ajan tarkastukset ja määräaikauskokeet	52
5.5.1	Reaktori	53
5.5.2	Höyrystin	54
5.5.3	Pääkiertopumput	55
5.5.4	Primääripiirin ylipainesuojaus -järjestelmä	55
5.5.5	Paineistinjärjestelmä	56
5.5.6	Hätäjäähdytysjärjestelmän passiivinen osuus	57
5.5.7	Kaasunpoistojärjestelmä	58
5.5.8	Paineenalennusjärjestelmä	58

5.5.9	Jäähdyteputkisto.....	58
5.5.10	Hydraulisten ja viskoelastisten vaimentimet.....	59
5.5.11	Viallisten polttoaine-elementtien havaitsemisjärjestelmä.....	60
5.5.12	Reaktorin sydäntä ympäröivät rakenteet.....	60
6	OPTIMOITU KÄYTTÖJAKSON PITUUS.....	61
6.1	Vaihtoehto A.....	61
6.2	Vaihtoehto B.....	62
6.3	Käyttöjaksojen kannattavuudet.....	63
6.4	Suosittelut käyttöjaksot.....	65
7	JOHTOPÄÄTÖKSET.....	67
	LÄHTEET.....	70

LIITTEET

Liite I. Systemihintojen viikkokeskiarvot (€/MWh) vuosilta 2013-2020.

Liite II. Eri käyttöjaksojen menetetyt tulot sähköstä vuosihuollon eri ajankohtina.

SYMBOLILUETTELO

Roomalaiset

<i>B</i>	poistopalama	MWd/kgU
<i>e</i>	rikastusaste	%
<i>FtoP</i>	Uraaniheksafluoridin suhde yhden nipun massaan	
<i>m</i>	massa	kg
<i>N</i>	nippujen määrä	kpl
<i>P</i>	lämpöteho	MW
<i>SWUtoP</i>	rikastustyön suhde yhden nipun massaan	
<i>T</i>	käyttöjakson pituus	d
<i>V</i>	arvofunktio	
<i>x</i>	rikastusaste	%

Alaindeksit

avg	keskimääräinen
f	syöte
p	tuotettu uraani
t	köyhdytetty uraani

Lyhenteet

DS	Deferred Settlement
OTC	Over the Counter
PRA	Probabilistic Risk Assessment
PSAR	Preliminary Safety Analysis Report
PWR	Pressurized Water Reactor
RepU	Reprocessed Uranium
STUK	Säteilyturvakeskus
TTKE	Turvallisuustekniset käyttöehdot
UF ₆	Uraaniheksafluoridi
UO ₂	Uraanidioksidi
U ₃ O ₈	Triuraaniumoktoksidi
VVER	Vesihidasteinen ja -jäähdytteinen painevesireaktori
YVL	Ydinturvallisuusohjeet

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Fennovoima Oy:lle. Työn tarkastajina ovat toimineet Lappeenranta-Lahden teknillisestä yliopistosta professori Juhani Hyvärinen ja apulaisprofessori Heikki Suikkanen. Fennovoiman puolesta ohjaajana on toiminut Arto Tiihonen. Kiitokset heille työni ohjaamisesta sekä neuvoista. Kiitokset myös Antti Lammelalle ja serkulleni Joel Sihvoselle suuresta avusta työni kanssa. Kiitän myös opiskelukavereitani Juhani Karjalaista ja Niklas Ahlbomia hyvistä opiskeluvuosista.

Haluan myös kiittää Fennovoima Oy:tä erittäin mielenkiintoisesta aiheesta sekä kaikkia minua tässä työssä auttaneita. Työni valmistumisen kannalta apunne on ollut erittäin tärkeää. Haluan vielä kiittää äitiäni ja isääni ja veljeäni, jotka ovat tukeneet minua koko opiskeluni ajan.

Espoossa 9.4.2021

Verner Lopperi

1 JOHDANTO

Suomen ydinvoiman aikaansaama sähköntuotanto on kasvamassa lähivuosina paljon, sillä Olkiluoto 3:n on tarkoitus aloittaa kaupallinen sähköntuotanto vuoden 2022 alkupuolella ja Hanhikivi 1:n kaupallinen käyttöönotto on arvioitu tapahtuvan vuonna 2028. Suomen sähköntuotannon omavaraisuus kasvaa näiden kahden laitosesikön avulla huomattavasti, jolloin sähkön tuontia voidaan vähentää ulkomailta. Sähköntuotannon kasvattaminen eli käytännössä käyttöasteen nostattaminen kiinnostaa ydinvoimayrityksiä, sillä mitä suurempi käyttöaste, sitä enemmän sähköä tuotetaan.

Käyttöasteen nostattaminen vaatii käyttöjakson pidentämistä eli toisin sanoen laitoksen huoltovälin pidentämistä. Suomen käytössä oleviin ydinvoimalaitoksiin on vakiintunut käyttöjakson pituudeksi yksi vuosi. Tämän työn ensisijaisena tarkoituksena on tutkia millaisia mahdollisuuksia ja rajoitteita käyttöjakson pidentämiseen liittyy. Vuoden käyttöjaksoa verrataan työssä 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksoihin ja näiden eroja vertaillaan esimerkiksi kustannusten näkökulmasta. Käyttöjaksoon vaikuttavia tekijöitä ovat esimerkiksi sähkön hinta ja polttoaine.

Tutkimuksen tärkeimpiä tutkimuskysymyksiä ovat:

1. Mitä mahdollisuuksia käyttöjakson pidentäminen tarjoaa?
2. Mitä rajoitteita käyttöjakson pidentäminen sisältää?
3. Mikä on optimaalinen käyttöjakso ja ajankohta Hanhikivi 1:lle?

Työssä on muutamia rajoituksia. Sähkömarkkinoiden tutkiminen keskittyy vain Pohjoismaiden sähkömarkkinoihin. Laskettaessa sähkön hinnan vaikutuksia, keskitytään vain systemihinnan tarkasteluun. Työvoiman saatavuudessa keskitytään lähinnä tutkimaan Suomen muiden ydinvoimalaitosten ajankohtia, eikä esimerkiksi tutkita Venäjän huoltohenkilöstön saatavuutta. Vertailtavina käyttöjaksoina tutkitaan 12, 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksoja. Luvanhaltijan itseasettamien sääntöjen sekä vuosihuollon ajan tarkastusten ja määräaikaistarkastusten osalta ideana on tuoda ilmi mihin tarkastuksiin käyttöjakson pituuden muutos vaikuttaa.

Tutkimus toteutetaan perehtymällä avoimesti saatavilla olevaan kirjallisuuteen ja aineistoihin sekä suorittamalla haastatteluja eri asiantuntijoille. Tutkimus aloitetaan ottamalla selvää, millaisia käyttöjaksoja on käytössä tällä hetkellä. Aiheeseen perehtymisen jälkeen, käyttöjakson pituuteen vaikuttavat eri tekijät tunnistetaan ja niistä aletaan ottaa selvää. Eri tekijöille pyritään laskea mahdollisia kustannusarvioita, jotta saadaan kannattavimmat käyttöjaksot ja ajankohdat selville. Lopuksi annetaan ehdotus optimaalisesta käyttöjakson pituudesta Hanhikivi 1:lle.

2 FENNOVOIMA OY

Fennovoima Oy on suomalainen ydinvoimayritys, josta 66 % omistaa Voimaosakeyhtiö SF. Voimaosakeyhtiö SF koostuu eri osakkeenomistajista, joista suurimpia ovat Outokumpu, SSAB, SRV ja Fortum sekä muita paikallisia energiayhtiöitä. Loput 34 % prosenttia Fennovoimasta omistaa RAOS Voima Oy, joka on Venäläisen ydinvoimayhtiö Rosatomin tytäryhtiö. Rosatom hallitsee Venäjällä kaikkia ydinvoiman toimialoja ja sen alle kuuluu 250 eri tytäryhtiöä ja osakkuusyhtiötä ja noin 270 000 työntekijää. (Fennovoima 2020; Voimaosakeyhtiö SF 2020)

Vuonna 2013 Fennovoima allekirjoitti Rosatomin kanssa sopimuksen laitostoimituksesta, jossa sovittiin 1200 MW sähkötehoisen ydinvoimalaitoksen AES-2006 toiselta nimeltään VVER-1200 toimittamisesta. Lisäksi allekirjoitettiin JSC TVEL:n kanssa erillinen ydinpolttoainetoimitussopimus, jossa sovittiin ydinpolttoaineen toimittamisesta sekä erillisistä palveluista kuten suunnittelulaskelmista.

Fennovoima toimii Mankala-periaatteen mukaisesti, joka tarkoittaa sitä, että yhtiö myy kaiken tuottamansa sähkön omistajilleen omakustannushintaan. Jokaisen omistajan saama sähkön osuus tuotetusta sähköstä vastaa heidän omistamaansa osuutta yrityksestä. Omistajat saavat itse päättää käyttävätkö sähkön itse vai myyvätkö sen eteenpäin voitolla. Vakaahintainen sähköntuotanto tukee Fennovoiman omistajien kilpailukykyä sekä edistää niiden toimimista ja investointeja. RAOS Voima myy todennäköisesti oman osuutensa pohjoismaisen Nord Pool Spotin sähköpörssiin, joten kaikki Fennovoiman tuottama sähkö päättyy lopulta Suomen sähköverkkoon ja sähkömarkkinoille. Hankkeen investointi on suuruudeltaan noin 6,5-7 miljardia euroa, josta noin 1,8-2,7 miljardia on kotimaisen investoinnin osuus. (Fennovoima 2020)

2.1 Visio

Fennovoiman tavoite on olla maailmanluokan ydinvoimayhtiö ja toimia turvallisesti. Fennovoiman tarkoitus on parantaa Suomen sähköntuotannon omavaraisuutta rakennuttamalla uusi ydinvoimalaitos Hanhikivi 1 Pyhäjoelle. Hanhikivi 1 tulee tuottamaan noin 10 % Suomen tämän hetkisestä sähkön tarpeesta. Hanke edistää myös ilmastonmuutoksen torjumista,

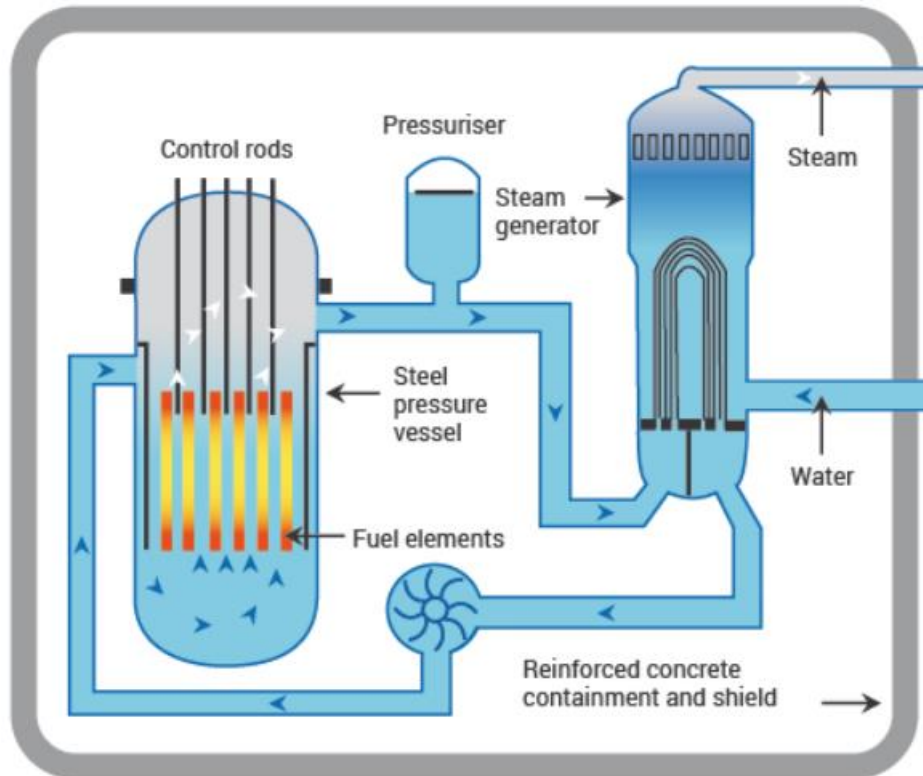
sillä ydinvoimalla tuotettu energia ei muodosta hiilidioksidipäästöjä. Hanhikivi 1 on arvioitu valmistuvan vuonna 2028. (Fennovoima 2020)

Fennovoima edistää ydinturvallisuuttaan neljällä peruseriaateilla, joita ovat tietoisuus, läpinäkyvyys, sitoutuminen ja jatkuva kehittyminen. Fennovoima sitoutuu ottamaan vastuun laitoksen käyttöiän ajan käytetyn polttoaineen loppusijoitukseen saakka sekä noudattamaan tarpeellisia lakeja ja säädöksiä. Fennovoima myös pyrkii estämään ihmisille, ympäristölle, omaisuudelle tai maineelle kohdistuvia haittoja. (Fennovoima 2020)

2.2 Laitoskuvaus

VVER-laitoksia on rakennettu 1960-luvulta saakka ja uusia malleja on kehitetty jatkuvasti eteenpäin. Pyhäjoelle rakennettava Hanhikivi 1 tulee olemaan painevesireaktorilaitos ja malliltaan VVER-1200, toiselta nimeltään AES-2006. VVER-reaktorin on kehittänyt Rosatomin tytäryhtiö OKB Gidropress. AES-2006 on VVER-sarjan uusimpia malleja, joka kuuluu kolmannen sukupolven laitoksiin. Tällä hetkellä VVER-1200 laitoksia on maailmassa toiminnassa 5 kappaletta. Neljä on Venäjällä ja yksi on valmistunut Valko-Venäjälle. (IAEA 2020a; Rosatom)

Ydinvoimalaitokset jaetaan usein kahteen yleiseen tyyppiin; painevesi- ja kiehutusvesireaktoreihin. Painevesireaktorilaitoksissa on kaksi erillistä piiriä, joissa kiertoaineet eivät pääse kosketuksiin toistensa kanssa. Kiehutusvesireaktorissa piirejä on vain yksi, jonka takia radioaktiivisuus leviää myös itse turbiinille asti. Kuvassa 1 on esitetty yksinkertainen kuva painevesireaktorista. (World Nuclear Association 2020b)



Kuva 1. Yksinkertainen kuva painevesireaktorin toiminta periaatteesta.

Kuvan 1 mukaisesti vesi tulee reaktoriastian reunoilta alas ja nousee polttoainesauvojen välistä ylös reaktoriastiaan. Fissioreaktion ansiosta veden lämpötila kohoaa suuresti, mutta se ei kuitenkaan höyrysty. Primääripiiriin kuuluva paineistin pitää paineen tarpeeksi suurena, jotta vesi ei pysty höyrystymään tässä piirissä. Vesi johdetaan höyrystimelle, joka toimii lämmönvaihtimena. Primääripiirin lämmennyt vesi luovuttaa lämpöenergiaa sekundääripiirissä kiertävälle vedelle. Sekundääripiiri on matalammassa paineessa, jolloin tämän piirin vesi höyrystyy höyrystimessä. Tuotettu höyry johdetaan turbiinille, joka pyörittää generaattoria ja tuottaa sähköä. Turbiinilta höyry johdetaan lauhduttimeen, jossa se lauhuu ja muuttuu vedeksi. Lauhduttimelta vesi taas johdetaan höyrystimelle takaisin. Primääripiiriin vesi, joka poistuu höyrystimeltä, johdetaan pumppuja pitkin takaisin reaktoriin. (World Nuclear Association 2020b) Taulukossa 1 on esitelty VVER-1200 laitoksen tietoja.

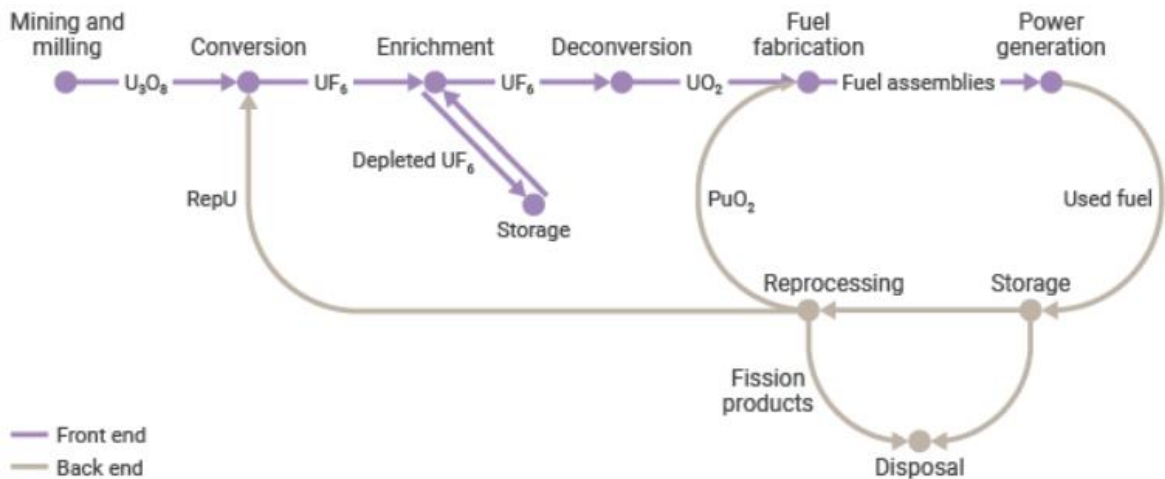
Taulukko 1. VVER-1200 laitoksen ominaisia tietoja. (Rosatom; IAEA 2011, 28-32)

Elinikä [a]	60
Sähköteho [MW]	1200
Lämpöteho [MW _t]	3200
Hyötysuhde [%]	37
Keskimääräinen palama [MWd/kgU]	48,8
Maksimipalama [MWd/kgU]	55
Suunniteltu käyttöjakso [kk]	12
Jäähdytteen sisäänmenolämpötila sydämeen [°C]	298,2
Jäähdytteen ulostulolämpötila sydäimestä [°C]	328,9
Jäähdytteen massavirta paineastian läpi [kg/s]	23888
Jäähdytteen paine paineastian ulostulossa [MPa]	16,2
Syöttöveden massavirta [kg/s]	1780
Höyrynpaine höyrytimen ulostulossa [Mpa]	7
Höyryntuottoaste per höyrystin [t/h]	1602
Syöttöveden lämpötila höyrytimen sisäänmenossa [°C]	225
Kosteuspitoisuus höyrytimen ulostulossa [%]	< 0,2
Polttoaineniippujen määrä [kpl]	163
Polttoainesauvojen määrä per nippu [kpl]	312
Polttoaineen rikastusaste [%]	4,63
Säätösauvojen määrä [kpl]	121
Höyrystimien määrä [kpl]	4
Pääkiertopumppujen määrä [kpl]	4
Turbiinin pyörimisnopeus [rpm]	3000
Syöttövesipumppujen määrä [kpl]	5

2.2.1 Kierrätetty uraani

Hanhikivi 1 laitoksessa on suunniteltu käytettävän polttoaineena kierrätettyä uraania (RepU), joka sisältää vain uraanin eri isotooppeja, mutta ei kuitenkaan plutoniumia. RepU saadaan käytetystä polttoaineesta, joka sisältää noin 0,5-1 % fissioituvaa U-235:sta. Mitä isompi on ollut käytetty poistopalaman suuruus, sitä pienempi on U-235 pitoisuus. Tämä polttoaine käsitellään uudelleen liuottamalla polttoainesauvat happoon erilaisten materiaalien erottamiseksi. Erotettu uraani viedään takaisin ydinpolttoainekiertoon ja uudelleen käytettäväksi. Kuvassa 2 on esitetty suljetun ydinpolttoainekierron periaate. Kuvan 2 mukaisesti

uraanimalmi louhitaan sekä uraanista erotetaan ylimääräiset jättekivet. Sen jälkeen erotettu U_3O_8 konvertoidaan kemiallisesti kaasumaiseen muotoon UF_6 , jolloin sitä voidaan rikastaa sentrifugilla. Tarpeeksi rikastettu uraani konvertoidaan takaisin uraanidioksidiksi (UO_2), jonka jälkeen siitä valmistetaan polttoainepellettejä, jotka ladataan polttoainenippuihin. Tämän jälkeen polttoaine on valmis reaktoriin ladattavaksi (World Nuclear Association 2020a).



Kuva 2. Ydinpolttoainekierron periaate. (World Nuclear Association 2020a.)

Uraanin kierrätys edesauttaa kestäväää kehitystä parantaen luonnonvarojen riittävyyttä. Tämä on hyväksi, sillä ydinenergian kasvamisen tapahtuessa ydinpolttoaineen kysyntä voi markkinoilla kasvaa niin paljon, että se jopa ylittäisi talteen luonnosta otettavan määrän. Käytetystä polttoaineesta kerätty uraani vähentää radioaktiivisen jätteen kertymistä sekä kaivos-toiminnan tarvetta. Käytetystä polttoaineesta vain noin kolme prosenttia on käyttökelpotonta korkea-aktiivista jätettä, jonka määrä on suurempi, poistopalaman ollessa suurempi. Uraanin kierrätyksen ansiosta loppusijoitusvarastot eivät vaadi niin suuria kapasiteetteja varastoida käytettyä polttoainetta. (IAEA 2007, 1; World Nuclear Association 2020a.)

Kierrätetyssä uraanissa on kuitenkin myös huonoja puolia. Reaktorissa olleeseen käytettyyn polttoaineeseen muodostuu isotooppeja U-232 sekä U-236 neutronien sieppauksien takia. U-232 sekä U-236 hajoavat paljon nopeammin kuin U-235 ja U-238 sekä yksi U-232 tytärtuotteista lähettää todella voimakasta gammasäteilyä, jonka takia laitos, joka käsittelee tällaisia aineita, tarvitsee voimakkaan suojauksen. U-236 on myös neutroniabsorbattori, joka

poistaa neutroneja ja siten pienentää kasvutekijää ja reaktiivisuutta. Tämä taas tarkoittaa sitä, että U-235 rikastusastetta on nostettava enemmän, joka taas nostaa kustannuksia.

Isotooppien U-232 ja U-236 pitoisuudet myös kasvavat suuremmilla palamilla, joka täytyy ottaa huomioon pidemmällä käyttöjaksojen omaavilla suuremmilla palamilla. Kierrätettyä rikastettua uraania ei saa myöskään fyysisesti sekoittaa tuoreeseen rikastettuun uraaniin, sillä kierrätetyn rikastetun uraanin aktiivisuus on huomattavasti suurempi 250 kBq/g, kun tuoreen rikastetun aktiivisuus on vain noin 82 kBq/g. (World Nuclear Association 2016.)

2.3 Suunniteltu käyttöjakso

Käyttöjaksolla tarkoitetaan aikaa polttoaineen uudelleenlatausten välissä ydinvoimalaitoksessa. Tänä samana aikana suoritetaan myös ydinvoimalaitosten vuosihuollot huoltoseisokeissa. Huoltoseisokki on tila, johon voimayksikkö tuodaan normaalisti kerran vuodessa voimalayksikön suunnitellun vuosittaisen kunnossapidon suorittamiseksi, jonka aikana suoritetaan kaikki reaktorin ja polttoaineen vaihto sekä ennaltaehkäisevä huolto, korjaukset ja tarkastukset, joita ei voida suorittaa tehoajon aikana.

Laitostoimittajan ja Fennovoiman välisessä sopimuksessa on maininta, että ensimmäinen käyttöjakso on suunniteltu olevan 18 kuukautta, jotta saadaan maksimaalinen joustavuus ensimmäisen suunnitellun lataus- ja ylläpitoseisokin ajankohdalle. Ensimmäinen huoltoseisokki on suunniteltu kestävänsä noin 40 päivää. Seuraavat käyttöjaksot tulevat olemaan 12 kuukauden pituisia ja reaktorin lataukset ovat siten suunniteltava eri tavalla kuin ensimmäiseen käyttöjaksoon valmistautuessa. 12 kuukauden käyttöjaksoilla huoltoseisokit on arvioitu olevan noin 16-30.

Kaikkiin pohjoismaisiin ydinvoimalaitoksiin on sovellettu 12 kuukauden käyttöjaksoa, perustuen kylmän talven luomiin lämpötila eroihin. 18 kuukauden käyttöjaksolla olisi hankala ajoittaa huoltoa, joka kerran ajankohtaan, jossa sähkön hinta on alhaisimmillaan, eli kesäkaudelle. 24 kuukaudella tämä kuitenkin olisi mahdollista samoin tavoin kuin 12 kuukaudella.

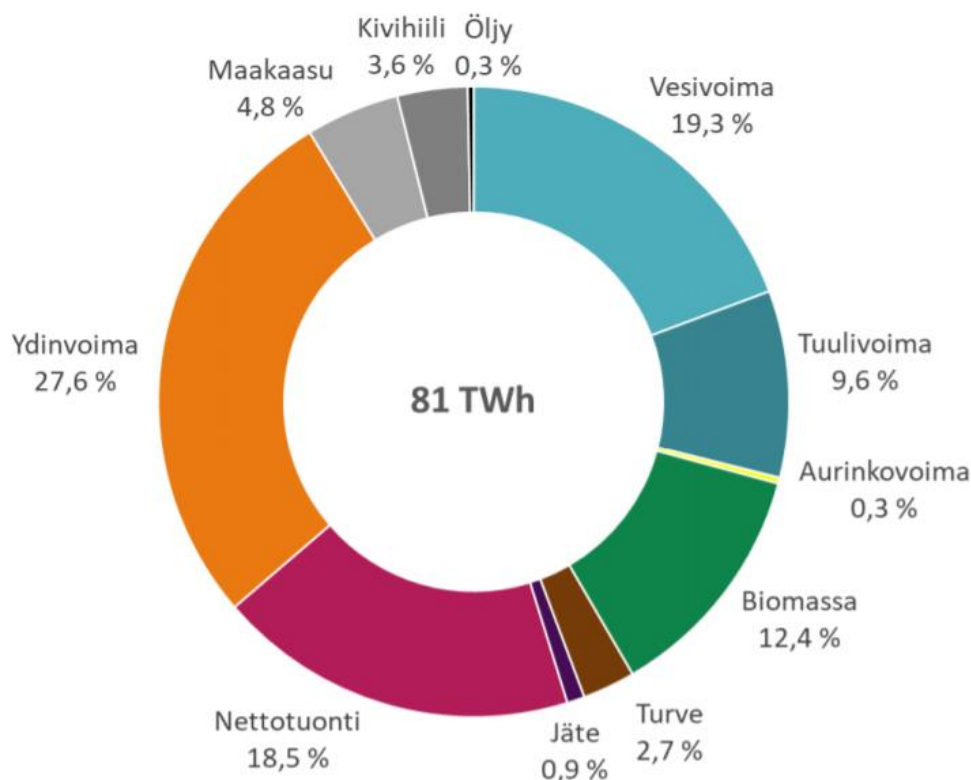
Tässä työssä tutkitaan 12, 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksoja. 12, 18 ja 24 kuukauden väliin sijoittuneiden käyttöjaksojen tutkiminen olisi myös mahdollista. Näitä väliin jääviä käyttöjaksoja vuorottelemalla, huoltoseisokkeja olisi mahdollista ohjata pois keskitalvesta esimerkiksi kevääseen tai syksyyn, jolloin sähkön hinta olisi alhaisempi. Tämä tarkoittaisi sitä, että käyttöjakson pituutta vaihdeltaisiin vuodesta toiseen. Tähän ei kuitenkaan perehdytä tässä tutkimuksessa.

3 Sähkömarkkinat

Tässä kappaleessa perehdytään tutkimaan kuinka pohjoismaiset sähkömarkkinat toimivat. Ensin käsitellään sähkön hinnan muodostumista ja sen myyntiä. Tämän jälkeen käydään läpi tukkusähkömarkkinoiden toimintaa ja tukkusähkömarkkinoiden eri tuotteet.

3.1 Sähkön hinta

Sähkön hinnan tarkasteleminen on olennainen tekijä käyttöjakson pituuteen ja vuosihuollon ajankohdan valintaan. Vuosihuoltoja ei kannata pitää silloin, kun sähkön hinta on korkealla, koska silloin menetetään suuria tuloeria. Seuraavassa tutkitaan yleisesti sähkömarkkinoita ja niiden toimintaa. Käydään läpi myös, kuinka sähkön hinta muodostuu vähittäismarkkinoilla sekä pörssissä. Lopuksi tehdään ehdotus käyttöjakson pituudesta sekä vuosihuollon ajankohdasta, joka olisi sähkön hinnan kannalta optimaalisin. Kuvasta 3 nähdään sähköntuotannon osuudet eri energialähteissä Suomessa sekä tuonti.



Kuva 3. Sähköntuotannon osuudet Suomessa energialähteittäin sekä tuonnin osuus vuonna 2020. (Energia.fi 2021, 7)

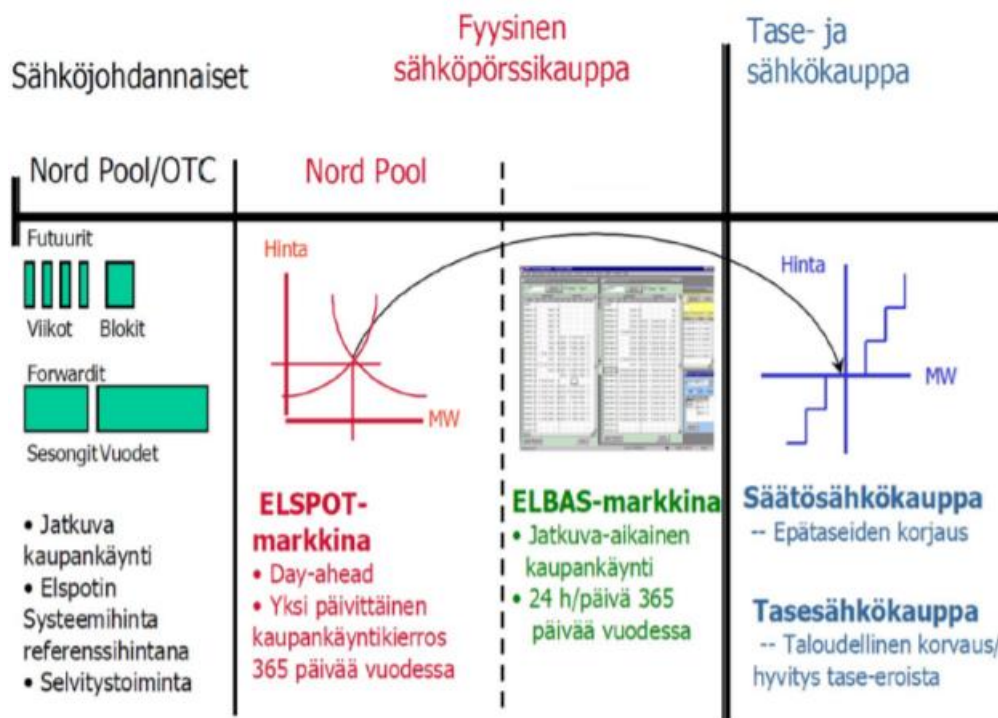
Kuten kuvasta 3 nähdään, ydinvoima kattaa suurimman osan Suomen sähköntuotannosta. Tästä syystä ydinvoimalaitoksen käytettävyyden optimointi olisi tärkeää, sillä Suomen oma-varainen sähköntuotanto paranisi entisestään ja tuontia ei tarvittaisi enää niin paljoa. Olkiluoto 3:n ja Hanhikivi 1:n valmistuttua ydinvoiman osuus kasvaa noin 43,1 %:iin Suomen energiantuotannon ja tuonnin yhteisestä määrästä, jos Hanhikivi 1:n ja Olkiluoto 3:n laitosten käyttöasteena käytetään 90 %:a.

3.1.1 Sähkön myynti

Sähköä myynti tapahtuu tukkukaupassa sekä vähittäismarkkinoilla. Tukkukaupalla tarkoitetaan sähkökauppaa, jota käydään sähköpörssissä sekä OTC-markkinoilla (over the counter). Tukkukaupassa sähköntuottajat yleisesti myyvät sähköä sähkömyyjille sekä suurille teollisuusyrityksille. Vähittäismarkkinoilla kauppaa käydään yleisesti aina kuluttajan ja myyjän välillä. Kuluttajalla on oikeus valita oma sähkön toimittajansa riippumatta sijainnista. Tällä taataan kuluttajalle oikeus kilpailuttaa sähköntoimittaja. Jos asiakkaalla ei ole taloudellisesti muita kilpailukykyisiä sähkönhankintamahdollisuuksia sähköverkon kautta, niin määräävässä markkina-asetuksessa olevan sähkön vähittäismyyjän on toimitettava sähköä kohtuun hintaan asiakkaan halutessa. (Finlex. 2020) Pohjoismaissa vähittäismarkkinat ovat edelleen kansainvälisiä, vaikka tukkumarkkina onkin yhteinen. Pohjoismaisten sähkömarkkinaviranomaisten tavoitteena on kuitenkin toteuttaa yhtenäinen sähkön vähittäismarkkina pohjoismaille (Partanen et al. 2015, 20).

3.1.2 Tukkusähkömarkkinat

Tukkusähkömarkkinoilla käydään yleisesti kauppaa isojen toimijoiden kesken kuten aikaisemmin kerrottiin. Tukkumarkkinoiden tarkoituksena on hallita vaihteluita sähkön kulutuksessa sekä tuotannossa. Kuvassa 4 on esitelty sähköpörssin eri tuotteet.

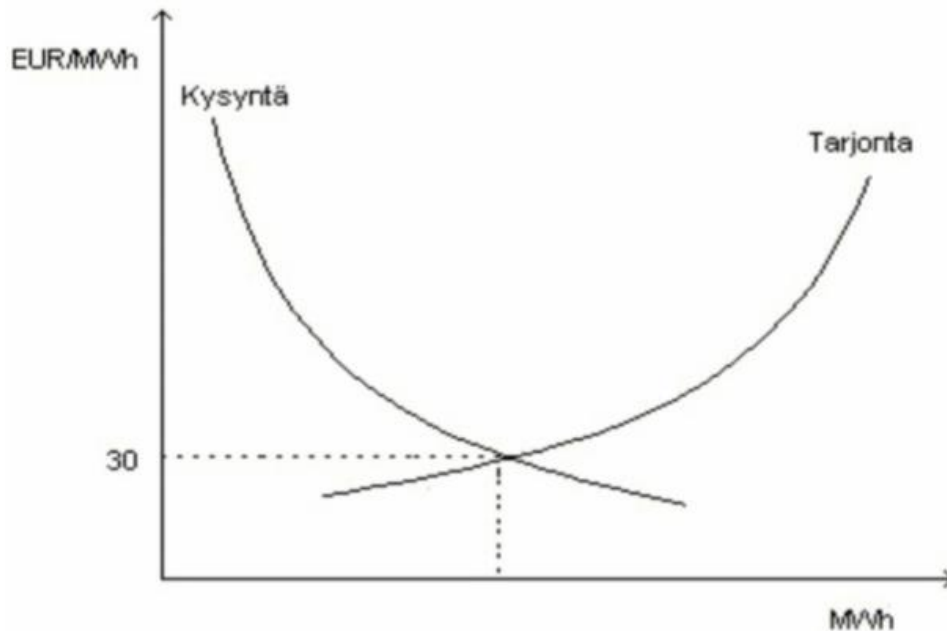


Kuva 4. Sähkön eri tuotteet. (Aho 2019, 12)

Sähkön eri tuotteet jaetaan fyysisiin tuotteisiin ja finanssituotteisiin sekä tase- ja säätösähkökauppaan. Fyysisiä tuotteita ovat Spot-markkinoihin kuuluvat Elspot- ja Elbas-markkinat. Spot-markkinat luotiin sähkön tilapäiskaupan tarpeiden takia sekä uskottavan referenssihinnan luomiseksi. Vuonna 2014 Pohjoismaiden ja Baltian alueen kulutetusta sähköstä 87 % hankittiin Nord Poolista, jonka takia fyysisen kaupan luoma referenssihintaa sähkölle on erityisen merkittävä. Finanssituotteisiin kuuluu johdannaistuotteet, joita on futuurit, DS-futuurit (deferred settlement), optiot sekä aluehintatuotteet. Finanssituotteilla hallitaan markkinoiden riskejä. Kaikkea sähkön ulkopuolella tapahtuvaa tukkukauppaa nimitetään OTC-markkinoiksi, joilla täydennetään sähkön kauppaa. OTC-markkinat eli ”tiskin-yli”-markkinat ovat kahdenkeskistä kauppaa ilman pörssiä. Johdannaistuotteiden sekä fyysisten tuotteiden lisäksi on myös tase- ja säätösähkömarkkinat, joiden avulla säädetään tehotasapainoa sähköntuotannon ja kulutuksen suhteen. (Aho 2019, 11; Partanen et al. 2015, 23)

Elspot-markkinoilla tehdään osto ja myyntitarjouksia kerran päivässä suljettuna tarjousmenettelyä, joka tarkoittaa, että osapuolet eivät tiedä toistensa tarjouksia. Näiden tarjousten pohjalta sähkölle muodostetaan markkinahinta eli systemihinta. Systemihinta kuvastaa

kaikkein kalleinta energian tuotantotapaa, jolla voidaan kattaa kysyntä. Systeemihinta on myös toisaalta hinta, joka energiasta ollaan valmiita maksamaan. Kuvassa 5 on esitetty systeemihinnan muodostuminen kysynnän ja tarjonnan perusteella. Systeemihinta luetaan kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteestä. (Partanen et al. 2015, 20, 23-25)



Kuva 5. Systeemihinnan muodostuminen kysyntä- ja tarjouskäyrien mukaan. (Partanen et al. 2015, 25)

Systeemihinta ei kuitenkaan huomioi verkon siirtorajoituksia. Jos siirtokapasiteetti halutaan ottaa huomioon, siirrytään aluehinnan käyttämiseen, joka kuvaa parhaiten tuotanto- ja siirtokapasiteetteja kyseisellä hetkellä. (Partanen et al. 2015, 20-21, 25)

Elbas-markkinoilla kaupankäynti on jatkuvaa. Osto- ja myyntitarjouksia on mahdollista tehdä samalle tunnille ja tunnin hinta voi myös vaihdella päivän aikana. Kaupankäynti on mahdollista, kunnes käyttötunnin alkamiseen on yksi tunti. (Partanen et al. 2015, 24)

Johdannaiskauppaa käydään Nasdaq Commodities - finanssimarkkinoilla. Johdannaisilla pyritään suojautua hintakehityksiltä varmistamalla sähkön hankintahinta tai tuotetun sähkön myyntihinta etukäteen. Johdannaisilla pyritään myös kasvattamaan toiminnan tuottoa. Systeemihinta toimii referenssihintana finanssimarkkinoilla. Futuurit ja DS-futuurit ovat johdannaisia, joilla voidaan ostaa ja myydä hyödykkeitä tulevaisuudessa. Tällöin kaikki kaupan ehdot sovitaan etukäteen ja sopimus sitoo myyjää ja ostajaa. Futuureissa sopimukset kestävät

päivistä tai viikkoihin, kun taas DS-futuureissa kuukausista vuosiin. (Partanen et al. 2015, 23, 26)

Optiot ovat samankaltaisia kuin futuurit, mutta sopimus velvoittaa vain option myyjää. Tämä myyjän ottama riski korvataan preemiolla, jonka ostaja joutuu maksamaan myyjälle. Optioita on sekä osto- ja myyntioptioita. Osto-optioilla ostajalla on oikeus ostaa etuus sovittuun hintaan ja myyjällä on velvollisuus myydä se. Myyntioptioissa option omistajalla on oikeus myydä etuus ja option myyjällä on velvollisuus ostaa tämä ennalta määrättyyn hintaan. Lisäksi oli aluehintatuotteet, joiden tarkoituksena on mahdollistaa suojautuminen aluehintariskiä vastaan, jos aluehinta eroaa systeemihinnasta. (Partanen et al. 2015, 27)

OTC-markkinoilla tarkoitetaan kahdenkeskistä sähkön tukkukauppaa ja se tehdään sähköpörssin ulkopuolella. OTC-markkinoilla osalliset huolehtivat itse vakuutensa, jolloin siihen liittyy vastapuoliriski, toisin kuin sähköpörssissä, jossa pörssi toimii niin kutsuttuna välikätenä, joka vaatii osallisilta vakuudet. (Partanen et al. 2015, 20, 29)

4 KÄYTTÖJAKSOT SUOMESSA JA MAAILMALLA

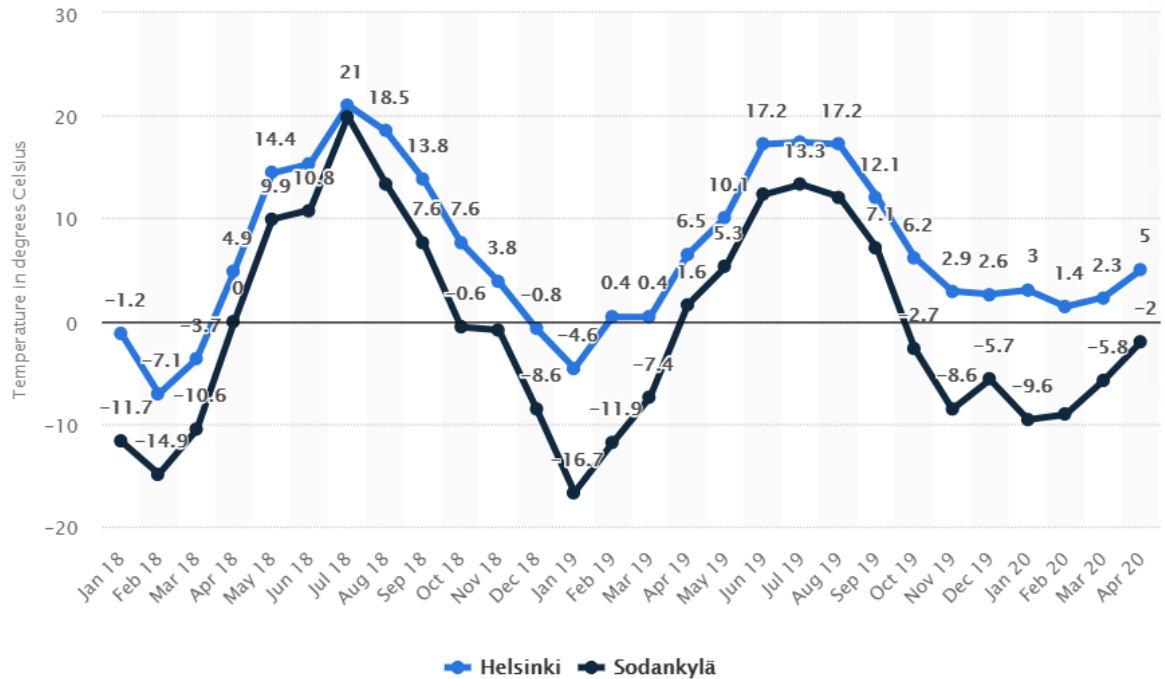
Kappaleen tarkoituksena on tarkastella millaisia käyttöjaksoja on Suomen nykyisillä ydinvoimalaitoksilla sekä tarkastella saman tehoisten painevesireaktorilaitosten käyttöjaksoja koko maailmassa. Tarkastelun perusteella nähdään eri käyttöjaksojen osuuksia maailmassa ja havaitaan yleisimmät käyttöjaksot. Tarkastellaan käyttöjaksojen osuuksia Euroopan sisällä ja sen ulkopuolella erikseen. Kappaleessa tarkastellaan myös laitosten käyttöasteita sekä käyttöjaksojen kehittymistä vuosien aikana. Tarkasteluissa keskitytään lähinnä 1000-1400 MW sähkötehon omaaviin painevesireaktorilaitoksiin. Käydään läpi myös pidemmän käyttöjakson etuja sekä sen tuomia haittoja.

4.1 Suomen nykyiset ydinvoimalaitokset

Suomessa on tällä hetkellä kaksi käynnissä olevaa ydinvoimalaitosta, joissa on neljä laitosyksikköä. Kaksi laitosyksikköä sijaitsee Loviisassa ja kaksi Olkiluodossa. Loviisan laitokset ovat painevesireaktoreita ja Olkiluodon laitokset kiehutusvesireaktoreita. Suomen jokaisessa toiminnassa olevassa laitosyksikössä on 12 kuukauden käyttöjakso ja myös rakenteilla oleviin laitosyksiköihin on suunniteltu vuoden pituisia käyttöjaksoja.

Yksi syy vuoden pituisiin käyttöjaksoihin Suomessa johtuu siitä, että talviaikana huoltoja ei kannattaisi tehdä korkeamman sähkön hinnan takia, jolloin vuosihuollot on helppo ajoittaa lähemmäs kesää. 18 kuukauden käyttöjaksoilla vuosihuollon ajankohta ei pysyisi vakiona vaan se vaihtelisi riippuen vuodesta.

Huoltoseisokit kestävät noin 2-3 viikkoa, jos suuria huoltotöitä ei tarvitse tehdä. Sähkön hinnan kannattaa olla tällöin suhteellisen matala, jotta menetetty liikevaihto ei kasvaisi liian suureksi. (Energiateollisuus ry 2020) Kuvassa 6 on esitetty kuukausien keskilämpötilat Helsingissä ja Sodankylässä tammikuusta 2018 huhtikuuhun 2020 välillä. Kuvasta 6 nähdään selvästi, että talvella Suomessa lämpötilat ovat huomattavasti matalammat verrattuna kesään. Tämän takia talvella sähköä kuluu enemmän lämmitykseen, jolloin sähkön hinta myös nousee.

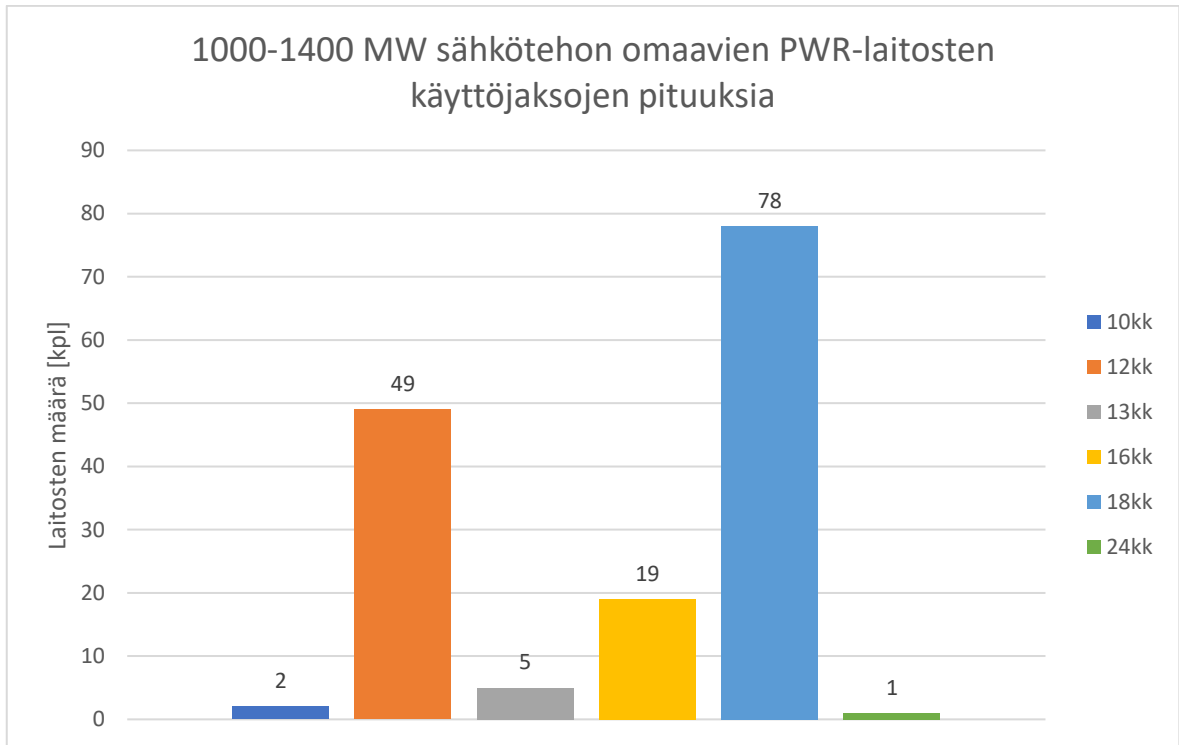


Kuva 6. Helsingin ja Sodankylän kuukausien keskilämpötilat tammikuusta 2018 huhtikuuhun 2020 saakka. (Statista 2020)

Kahden vuoden käyttöjaksoilla laitoksien vuosihuollot olisi mahdollista ajoittaa kesälle Suomessa. Syitä miksi kahden vuoden käyttöjaksoa ei ole otettu käyttöön esimerkiksi Olkiluoto 1 ja 2 laitosyksiköissä on kerrottu seuraavassa kappaleessa.

4.2 Saman tehoiset painevesireaktorit maailmalla

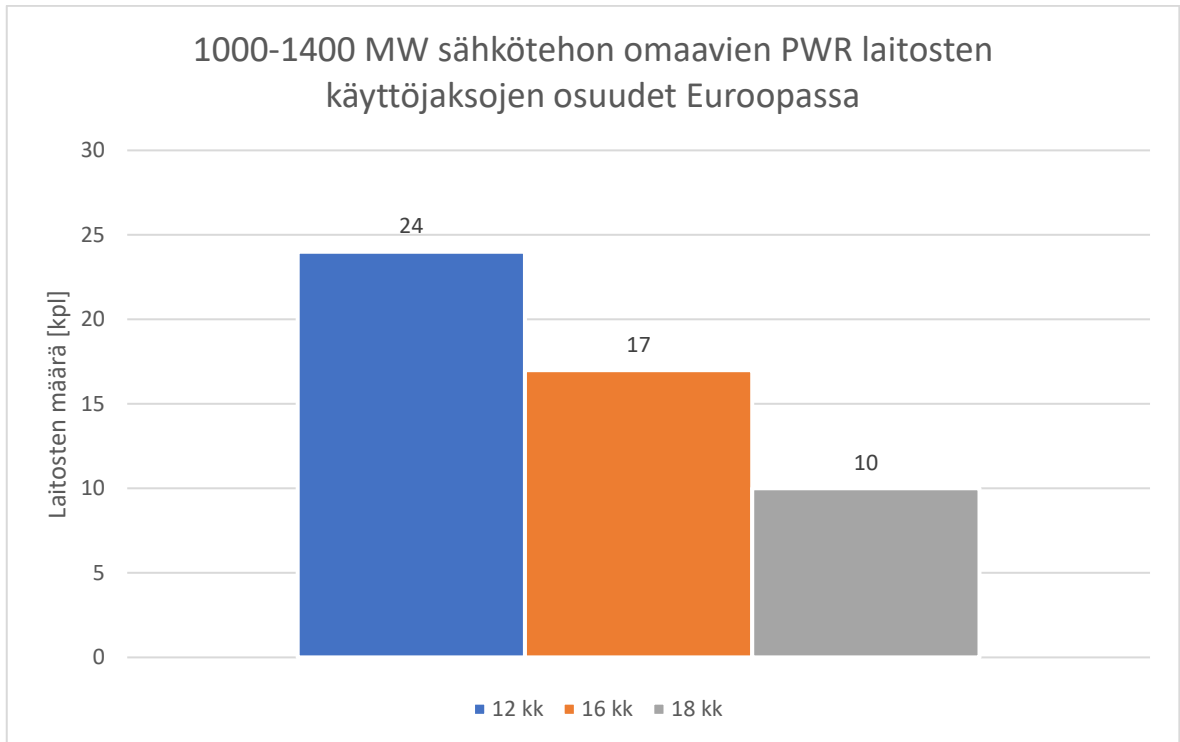
Hanhikiven sähköteho tulee olemaan noin 1200 MW. Tämän pohjalta kartoitettiin sähkötehoaltaan 1000-1400 MW painevesilaitosten käyttöjaksot maailmassa. Suurimpaan osaan laitoksista löydettiin käytettyjen käyttöjaksojen pituudet, mutta aivan uusimpien laitosten osalta tietoja ei ole vielä saatavilla. Käyttöjaksot liikkuvat 10-24 kuukauden välillä. Kuvassa 7 on esitetty eri käyttöjakson omaavien laitosten määrät. Tietoja löytyi 154:stä laitoksesta.



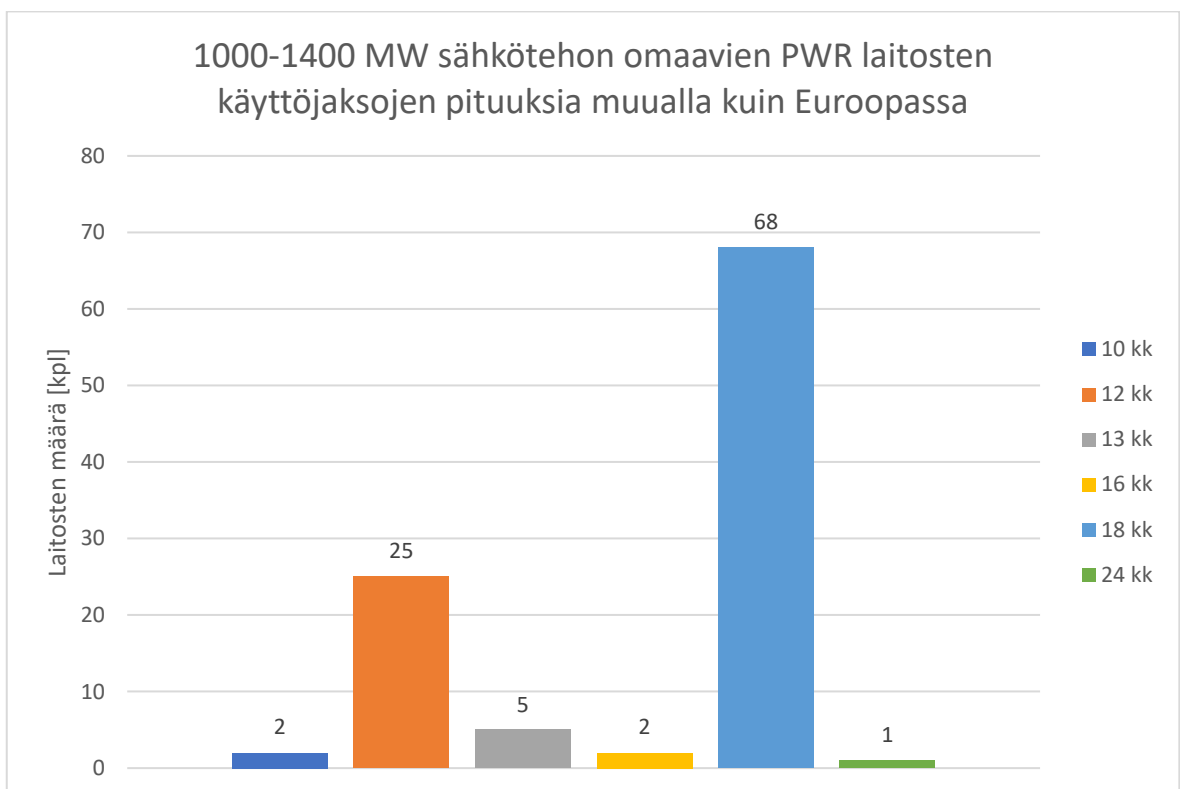
Kuva 7. Käyttöjaksojen pituuksia painevesilaitoksilla, joiden sähköteho 1000-1400 MW välillä.

Kuvasta 7 nähdään, että 18 kuukauden käyttöjaksoja on 78 kappaletta ja se on tällä hetkellä tämän tehovälin laitoksista kaikista suosituin. Vuoden käyttöjakso on hyvin yleinen ja sitä käytetään 49 laitoksessa. 24 kuukauden käyttöjaksoja käytetään tällä hetkellä vain yhdessä laitoksessa. 10 ja 13 kuukauden käyttöjaksoja on käytetty myös hyvin vähän. Yhdysvaltojen, Kiinan sekä Etelä-Korean laitosten käyttöjaksot muodostuvat suurimmaksi osaksi tästä 18 kuukaudesta, jonka takia sen määrä on niin suuri, sillä näissä maissa myös tämän teholuokan PWR-laitoksia on eniten.

Euroopassa on käytössä 12, 16 ja 18 kuukauden käyttöjaksoja. 16 kuukauden käyttöjaksot sijoittuvat Ranskaan. Kuvasta 8 nähdään eri käyttöjaksojen osuuksia Euroopassa 1000-1400 MW PWR-laitoksilla. Euroopassa suosituin käyttöjakson pituus on 12 kuukautta. Kuvassa 9 on käyttöjaksojen pituuksia muualla kuin Euroopassa, jossa korostuu selvästi 18 kuukauden käyttöjaksot.



Kuva 8. 1000-1400 MW sähkötehon omaavien painevesireaktorilaitosten käyttöjaksojen määrät Euroopassa.



Kuva 9. 1000-1400 MW sähkötehon omaavien painevesireaktorilaitosten käyttöjaksojen Euroopan ulkopuolella.

Kuvista 8 ja 9 nähdään selvästi, että Euroopassa käyttöjaksojen pituudet vaihtelevat suhteellisen tasaisesti 12, 16 ja 18 kuukaudessa, mutta taas Euroopan ulkopuolella käyttöjaksot sijoittuvat suurimmaksi osaksi 18 kuukauteen. 24 kuukauden käyttöjaksot eivät ole vielä varsin yleisiä tämän kokoluokan PWR-laitoksissa. Sähköteholtaan pienempiä toiminnassa olevia painevesireaktorilaitoksia, jotka käyttävät 2 vuoden käyttöjaksoa, on 8 kappaletta (IAEA 2020b, 338, 342, 346, 350, 1316, 1320, 1355, 1473). Kahden vuoden käyttöjaksoon siirtyminen esimerkiksi Olkiluodon toimivissa laitosyksiköissä ei olisi järkevää, koska polttoainetta jouduttaisiin rikastamaan vahvasti sekä neutronitalous heikkenisi huomattavasti. Polttoainenippujen poistopalaman hajonta olisi varsin suurta, jolloin polttoainetta ei olisi mahdollista käyttää yhtä tehokkaasti. Vaihtoerien koot olisivat todella suuria, jopa puolet reaktorin polttoainenippujen kokonaismäärästä. Pitkillä käyttöjaksoilla pitäisi tehdä rajuja säätösauvavetoja, jotta saataisiin aikaiseksi tasainen palama. Tämän takia polttoaineniput voivat vaurioitua sekä saattaisi aiheutua polttoainevuotoja. (Jalarvo 2009, 75.) Nämä voivat olla syitä miksi 24 kuukauden käyttöjakso ei ole vielä niin yleistynyt käyttöön, vaikka Olkiluotojen 1 ja 2 laitosyksiköt ovatkin kiehutusvesireaktoreita ja niiden tehot ovat pienemmät kuin tulevan Hanhikiven teho.

Venäjän kahdessa VVER-1200 laitosyksikössä Novovoronezh 2-1 ja Novovoronezh 2-2 on tällä hetkellä 12 kuukauden käyttöjaksot. Laitosyksiköille on kuitenkin suunniteltu 18 kuukauden käyttöjaksoihin siirtymistä huomattujen etujen takia. 18 kuukauden käyttöjaksoon siirtyminen mahdollistaa huoltoaikojen kokonaiskestojen vähenemisen, koska laitoksen polttoaineen vaihtoseisokki tehtäisiin harvemmin. Tämä mahdollistaa laitoksen käyttöasteen sekä sähköntuotannon kasvamisen. 18 kuukauden käyttöjakso antaa laitteistolle vakaan ja tehokkaamman toiminnan sekä parantaa laitoksen turvallisuutta. (Rosenergoatom 2020) Taulukkoon 2 on kerätty keskimääräiset käyttöasteet eri käyttöjaksoilla. Keskimääräiset käyttöasteet laskettiin samojen 154 laitosten perusteella, joille löydettiin aikaisemmin käyttöjaksot.

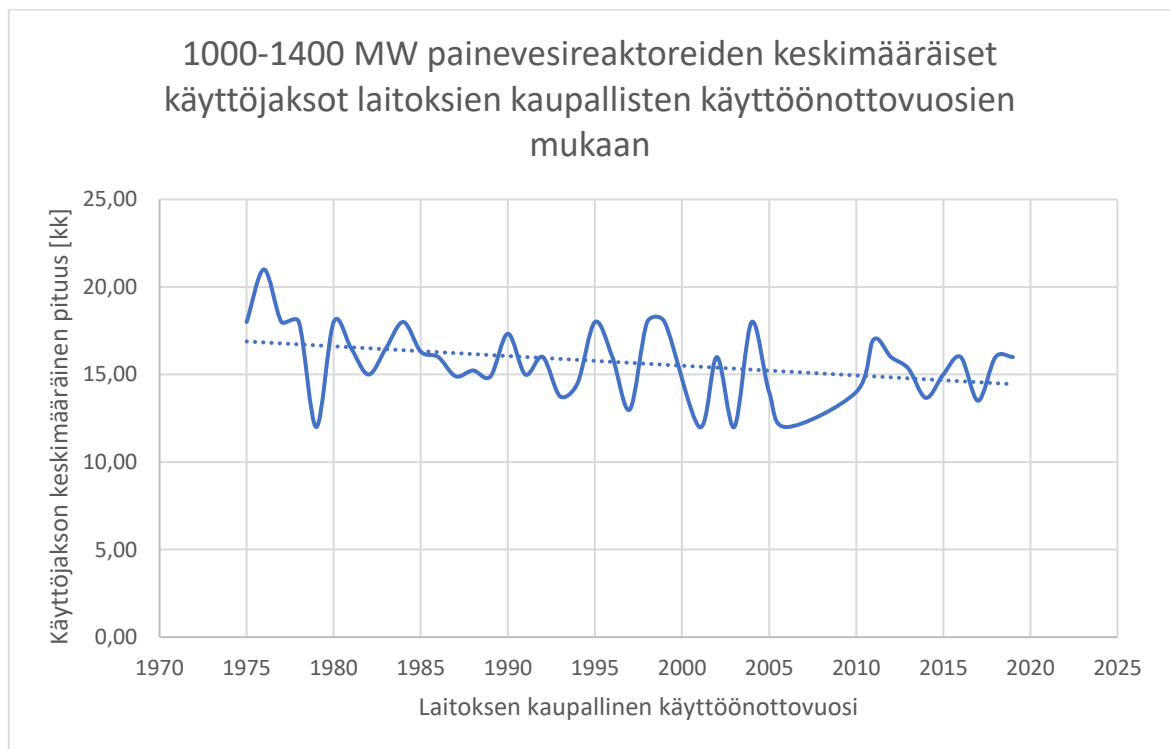
Taulukko 2. Eri käyttöjaksojen keskimääräiset käyttöasteet 1000-1400 MW sähkötehon omaavilla painevesi-reaktoreilla. (IAEA 2020b)

Käyttöjakson pituus [kk]	Keskimääräinen käyttöaste [%]
10	63,65
12	80,34
13	62,86
16	80,46
18	84,86
24	74,20

Kuten kuvasta 7 näkee, että 10, 13 ja 24 kuukauden käyttöjaksojen omaavia PWR-laitoksia on 1000-1400 MW teholuokassa hyvin vähän. Tämän takia näiden käyttöjaksojen käyttöasteiden määrittämisessä on epävarmuutta. Tämän teholuokan laitoksissa on esimerkiksi vain yksi 24 kuukauden käyttöjakso, jonka perusteella on vaikea arvioida tämän pituisten käyttöjaksojen totuuden mukaista keskimääräistä käyttöastetta. 10 kuukauden käyttöjaksolla laitoksia oli käytössä kaksi ja 13 kuukauden käyttöjaksolla viisi, jonka takia näihin pätee sama ongelma. 12, 16 ja 18 kuukauden käyttöjaksoja on kuitenkin huomattavasti enemmän, jonka takia näiden keskimääräiset käyttöasteet antavat totuudenmukaisemman kuvan.

Taulukosta 2 nähdään, että 12 ja 16 kuukauden keskimääräiset käyttöjaksot ovat hiukan yli 80 %. 18 kuukauden käyttöjaksolla käyttöaste on hiukan korkeammalla suuruudeltaan melkein 85 %. Taulukosta 2 perusteella näkee näiden kolmen käyttöjakson osalta, että käyttöasteet suurenevat käyttöjaksojen suuretessa. Uusimpien laitosten osalta käyttöasteita on osittain vaikea tulkita, koska laitosten alkuaikoina niihin saattaa tulla yllättäviä huolto- sekä korjaustöitä. Esimerkiksi yksi 18 kuukauden käyttöjakson omaava laitos Kiinassa aloitti toiminnan 2018 ja tuona vuonna käyttöaste on ollut 85,8 %, mutta heti seuraavana vuonna 2019 käyttöaste on ollut 8,9 %, sillä laitoksen reaktorin pääkiertopumpussa oli ilmennyt jokin vika, joka esti laitoksen käytön (Businesswire 2019). Tällaiset tapaukset pienentävät käyttöasteiden suuruuksia huomattavasti. (IAEA 2020a.) Laitosten käyttöjaksoja vertaillessa täytyy kuitenkin muistaa, että kaikilla laitoksilla ei välttämättä pyritä aina mahdollisimman suureen käyttöasteeseen. Suomessa ydinvoimalaitoksien on tarkoitus tuottaa perusvoimaa, jolloin näillä laitoksilla halutaan tavoitella mahdollisimman suurta käyttöastetta, mutta muualla maailmassa näin ei välttämättä kaikkialla ole.

Kuvassa 10 on esitetty 1000-1400 MW painevesireaktorilaitosten keskimääräiset käyttöjaksot kaupallisten käyttöönottovuosien mukaan. Kuvaaja on tehty samojen 154 laitosten mukaan kuin aikaisemmatkin laskelmat. Teknologian kehittymisen takia voisi kuvitella, että käyttöjaksoja on kasvatettu suuremmiksi, jotta käyttöasteet saataisiin kasvamaan. Kuvasta 10 kuitenkin nähdään, että näin ei ole ainakaan vielä käynyt. Keskimääräiset käyttöjaksot ovat pysyneet hyvin saman suuruisina kuin aikaisemmin. Trendiviivan avulla nähdään, että keskimääräiset käyttöjaksot ovat jopa hiukan pienentyneet. Tähän syynä saattaa esimerkiksi olla se, että 12 kuukauden välein tapahtuva huoltosykli antaa suuremman toimintavarmuuden laitokselle, koska silloin laitteistot tarkastetaan useammin kuin pidemmillä käyttöjaksoilla. Toisaalta käyttöjaksojen pituuksien pienentymiseen ei välttämättä ole mitään tieteellistä selitystä, vaan 12 kuukautta voi olla vain tunnetumpi lähestymistapa laitoksille.



Kuva 10. Keskimääräisiä käyttöjaksoja laitosten kaupallisten käyttöönottovuosien mukaan.

Pidempään käyttöjaksoon siirtyminen pidentäisi vuosihuoltojen välejä. Käyttökertoimen kasvaessa myös käyttö- ja kunnossapitokustannukset pienenevät. Työmaalla työskentelevän väestön säteilyaltistukset vähenevät pidemmillä käyttöjaksoilla. Toisaalta pidemmän käyttöjakson omaavien laitosten polttoaineiden tulee olla enemmän rikastettuja, jolloin polttoaineen valmistuskustannukset ja hankintakustannukset nousevat. (IAEA 1998, 1)

5 KÄYTTÖJAKSOON VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

Tässä kappaleessa käsitellään eri tekijöitä, jotka vaikuttavat Hanhikiven laitoksen käyttöjakson pituuden valintaan. Tarkastelun kohteina on muun muassa sähkön hinta, polttoaine, työvoima, yleiset määräykset, ohjeistukset ja lait sekä luvanhaltijan itse asettamat säännöt ja vuosihuollon ajan määräaikaistarkastukset. Eri tekijöille pyritään laskea kustannusarvioita eri käyttöjaksoilla, jotta saataisiin selville parhaimmat vaihtoehdot.

Käyttöjaksojen kannattavuuslaskennassa täytyy tietää eri käyttöjaksojen tarkat pituudet, jotta tuloksia voi vertailla esimerkiksi sähkön hinnan kannalta. Käyttöjakso vaikuttaa myös ostettavan polttoaineen määrään sekä rikastustyön määrään. Vuoden käyttöjaksolla huolto-
seisokit ovat suunniteltu olevan vuorovuosina 16 päivää ja 24 päivää. Ensimmäinen vuosi-
huolto on kuitenkin jokaisella käyttöjaksolla 40 päivän pituinen ja siinä suoritetaan täydelli-
nen reaktori- ja turbiinisaarekkeen tarkastus. 16 päivän huollon päätarkoituksena on vain
vaihtaa uusi polttoaine ja tehdä vuosittaiset huoltotyöt. 24 päivän huollossa vaihdetaan polt-
toaine sekä tehdään laajemmat huolto- ja tarkastustyöt kuin 16 päivän huollossa. 20 vuoden
sisällä täytyy myös suorittaa kaksi 30 päivän vuosihuoltoa, jossa tehdään normaalien huol-
totöiden lisäksi reaktorin laajempi tarkastus. Nämä 30 päivän huollot sijoitetaan kahden 24
päivän vuosihuollon tilalle. Laitos on tarkoitus lisensoida 60 vuodelle käytettäväksi, niin
edellä mainituilla luvuilla vuoden käyttöjaksosta saadaan noin 344 vuorokauden pituinen.
Tämä on keskimäärin 21 huoltopäivää vuodessa, eli 504 tuntia.

18 kuukauden käyttöjaksolla huollot alkavat myös 40 päivän pitkällä huollolla. Tämän jäl-
keen arvioidaan, että 16 päivän huollot, joissa ladataan vain uusi polttoaine, voidaan poistaa
käytöstä ja säilyttää vain 24 päivän huollot sekä pakolliset 30 päivän huollot, joita tulee aina
kaksi 20:n vuoden aikana. 18 kuukauden aikana huollot sijoittuvat niin, että niitä on kahtena
vuonna peräkkäin ja tämän jälkeen tulee yksi väli vuosi. 60 vuoden aikana keskiarvoksi
näillä luvuilla käyttöjakson pituudeksi saadaan 18 kuukaudelle noin 522 päivää. Huollot kes-
tävät siis noin 25,5 päivää. Vuoteen suhteutettuna tämä on 17 päivää, joka on 408 tuntia.

2 vuoden käyttöjaksolla arvioidaan koostuvan ensimmäisestä 40 päivän huollosta ja 30 päi-
vän huolloista, jolloin vaihdetaan polttoaine sekä tehdään myös suuremmat tarkastustyöt re-
aktorille. Näiden huoltojen perusteella 2 vuoden ajalle käyttöjakson pituudeksi saadaan noin

700 päivää 60 vuoden ajalta keskiarvona laskettuna. Kahden vuoden välein tuleva huollon pituus on keskimäärin siis 30 päivää, jolloin keskimäärin vuodessa huoltopäiviä on 15 kappaletta, joka on 360 tuntia. Taulukossa 3 esitetään, kuinka eri pituiset huollot sijoittuisivat eri käyttöjaksoilla 20 ensimmäisen vuoden aikana.

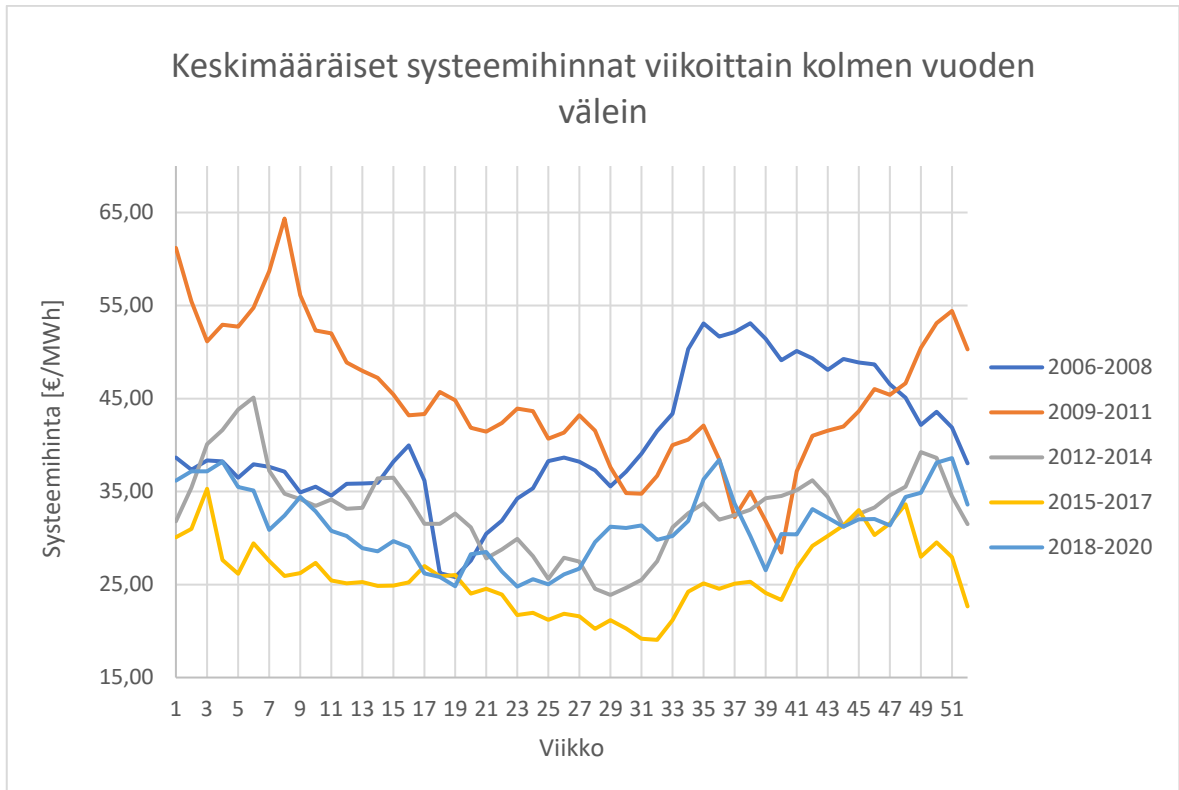
Taulukko 3. Eri pituisten vuosihuoltojen aikataulutus ensimmäiselle 20 vuoden ajalle eri käyttöjaksoilla.

Vuosi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Huollon pituus [d] 12kk käyttöjaksolla	40	16	24	16	24	16	24	16	30	16	24	16	24	16	24	16	30	16	24	16
Huollon pituus [d] 18kk käyttöjaksolla	40	24		24	24		24	24		30	24		24	24		24	30		24	24
Huollon pituus [d] 24kk käyttöjaksolla	40		30		30		30		30		30		30		30		30		30	

Seuraavissa kappaleissa käytetään laskennoissa aikaisemmin mainittuja käyttöjaksojen pituuksia eli 12 kuukaudelle 344 päivää, 18 kuukaudelle 522 päivää ja 24 kuukaudelle 700 päivää. Nämä arvot ovat kuitenkin vain arvioita, eikä todellisia huoltojen pituuksia eri käyttöjaksoille pystytä arvioimaan absoluuttisella tarkkuudella, jonka johdosta laskennoissa ilmenee hiukan epävarmuutta. Nämä antavat kuitenkin hyvän alustavan suuntaviivan laskelmille. Käyttöjakson pituudessa ei myöskään huomioida suunnittelemattomia seisokkeja ja ylimääräisiä huoltotöitä, jos reaktori on ajettava alas.

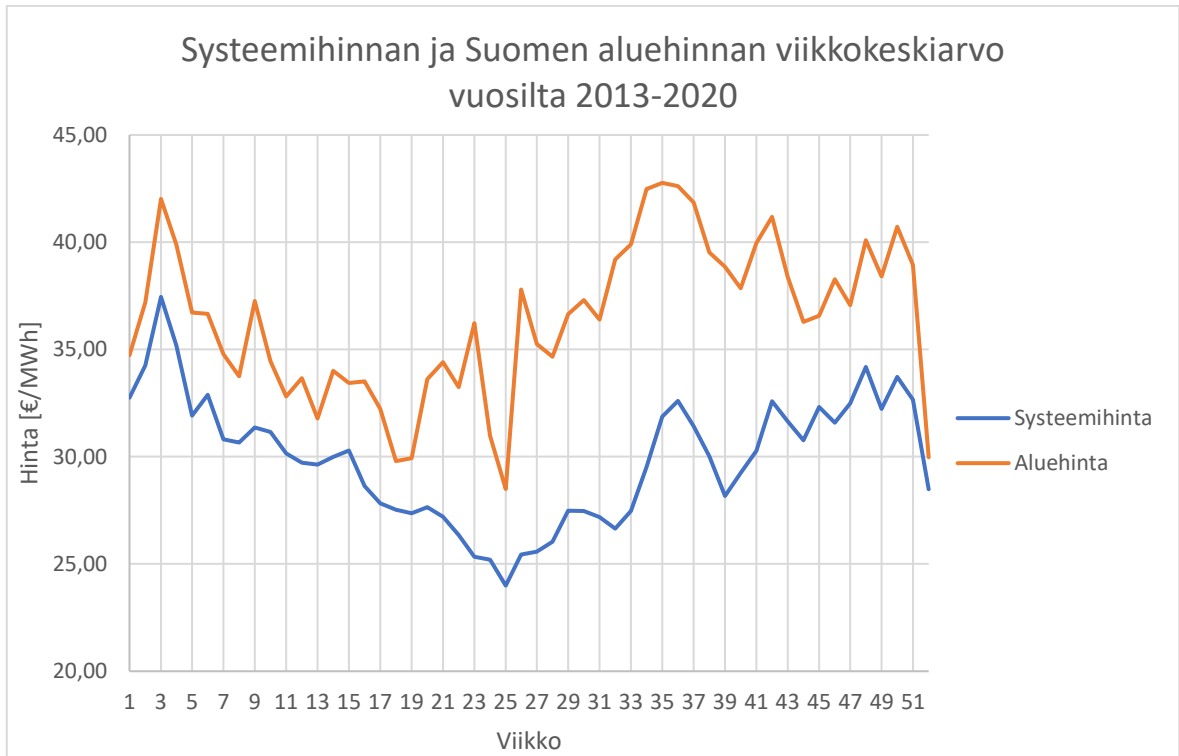
5.1 Sähkön hinta

Sähkön hinta on tärkeä osa-alue tutkittaessa vuosihuollon sijoitusta, sillä vuosihuoltoja ei kannattaisi pitää sähkön ollessa kallista, jotta ei menetetä suuria tuloeria. Kuvassa 11 on esitetty systeemihintojen kehitystä, niin että kolmen vuoden välein on otettu keskiarvot viikoittain.



Kuva 11. Systeemihintojen viikkokeskiarvot 3 vuoden jaksoissa.

Kuvasta 11 nähdään, että sähkön systeemihinta vaihtelee suuresti ja vaihtelun luonne on muuttunut vuosien 2006-2011 tilanteesta niin, että vaihteluväli on pienentynyt ja vuodenaikatarendi selkiintynyt. Kuvasta 11 nähdään, että systeemihinnan vaihtelut viikoittain eivät ole viimeisinä vuosina niin suuria mitä ne ovat olleet aikaisemmin. Sähkön hinta on siis pysynyt hieman stabiilimpana koko vuoden ajan verrattuna mitä aiemmin. Esimerkiksi vuosien 2006-2008 ja 2009-2011 käyrien systeemihinnat vaihtelevat paljon suuremmin kuin vuosien 2012-2014, 2015-2017 ja 2018-2020. Jos sähkön hinta tulisi tasoittumaan tulevaisuudessa entisestään tämä tarkoittaisi myös sitä, että huoltoja kannattaisi harkita pidettäväksi enemmän myös talvikuukausina. Systeemihinnat ovat kuitenkin vielä näissä kolmessa viimeisessä tarkasteluajankohdassakin kesällä alhaisimmillaan. Kuvassa 12 on esitetty systeemihinnan sekä Suomen aluehinnan viikkokeskiarvot vuosilta 2013-2020. Sähkön hintojen viikkokeskiarvot ovat esitettynä liitteessä 1 vuosilta 2013-2020.



Kuva 12. Systeemihinta sekä suomen aluehinta kuvattuna viikkokeskiarvona vuosilta 2013-2020.

Kuvasta 12 nähdään, että Suomen aluehinta on koko ajan hieman kalliimpaa kuin systeemi-hinta. Tämä johtuu siitä, että Suomi kuuluu yleisesti alituotantoalueeseen. Systeemihinnan ja Suomen aluehinnan välillä nähdään kuitenkin, että kuvaajat mukailevat suuresti toisiaan. Tästä johtuen tässä tutkimuksessa keskitytään sähkön hinnoista tutkimaan lähinnä systeemi-hintaa vuosilta 2013-2020, jonka perusteella valitsemme optimaalisen vuosihuoltojen ajankohdan ja käyttöjakson. Systeemihinta antaa myös markkinoille hyvän referenssin ja kuten aikaisemmin mainittiin, systeemihinta toimii hintana, mikä energiasta ollaan valmiita maksamaan.

Suomen kylmän talven takia lämmityskustannukset nousevat, jolloin myös sähkön hinnat ovat korkeimmillaan. Tämä sama ilmiö nähdään selvästi myös kuvasta 12. Talvea ei kuitenkaan rajata tarkastelusta pois. Systeemihinta on kuvan 12 mukaan selvästi alhaisin viikoilla 24-25. Viikkojen 23-28 kohdalla systeemihintojen keskiarvot ovat matalimmillaan. Myös viikoilla 17-23 ja 28-33 systeemihinnat ovat vielä hyvin maltillisia arvoja. Systeemihintojen keskiarvojen perusteella 12 tai 24 kuukauden käyttöjaksolla vuosihuollon ajankohta kannattaisi ehdottomasti sijoittaa viikoille 17-33 ja vielä parempi olisi viikot 23-28, jos sinne

sijoittaminen olisi mahdollista. Käyttöjakson sijoituksen ajankohdan kannattavuus sähkön hinnan osalta kuitenkin tarkastellaan laskien myöhemmin.

18 kuukauden käyttöjaksolla vuosihuoltoja ei ole enää mahdollista sijoittaa joka kerta samalle ajankohdalle kuten 12 ja 24 kuukauden käyttöjaksoilla. Tämän takia huollot on sijoitettava niin, että ne tulevat 1,5 vuoden välein esimerkiksi keväisin ja syksyisin tai kesäisin ja talvisin. Kuvasta 12 ei suoraan nähdä mihin ajankohtaan 18 kuukauden käyttöjakson aikana huollot kannattaisi sijoittaa, joten kannattavuutta täytyy laskea erikseen.

5.1.1 Optimaalisin käyttöjakso sähkön hinnan kannalta

12 kuukauden käyttöjaksolle arvioitiin aikaisemmin huoltotunneiksi keskimäärin vuodessa 504 tuntia. 18 kuukaudella huoltotunnit olivat 408 tuntia ja 24 kuukaudella 360 tuntia. Sähkötehon ollessa 1200 MW, voidaan laskea menetettyjen tulojen määrä, kun tiedetään sähkön systeemihintojen keskiarvot. Sähkön systeemihinnoissa käytetään taas 2013-2020 vuoden keskiarvoja viikkotasolla. Vuoden käyttöjaksolla lasketaan huollon ajan sähkön systeemihinnaksi keskiarvo aina 3 viikon jaksoissa, koska itse huoltokin kestää noin 3 viikkoa. 24 kuukauden käyttöjaksoilla huollot ovat lähempänä 4 viikkoa, jolloin sähkön systeemihintojen keskiarvot otetaan 4 viikon jaksoissa. 18 kuukauden käyttöjaksolla huollon pituus on myös lähempänä neljää viikkoa, mutta huoltojen sijoituessa vuoroittain eri ajankohdille, täytyy sähkön systeemihintojen keskiarvot ottaa kahdesta eri neljän viikon pituisista jaksoista. 18 kuukauden käyttöjaksolla sähkön systeemihintojen keskiarvo otetaan esimerkiksi viikoilta 1-4 ja 27-30 eli neljän viikon erissä, jotka ovat kuuden kuukauden päässä toisistaan. Taulukossa 4 on esitetty kolmen parhaan ajankohdan tulojen menetykset eri käyttöjaksoilla. Eri käyttöjaksojen kaikki lasketut menetetyt tulot eri ajankohtina on esitetty liitteissä 2.

Taulukko 4. Eri käyttöjaksosten kolme kannattavinta ajankohtaa vuosihuolloille sähkön hintojen osalta.

Käyttö- jakso [kk]	Ajankohta [viikot]	Sähkön systemi- hinta [€/MWh]	Menetetyt sähkön- tuotot tuotettua käyttöjakson ener- giamäärää kohden [€/MWh]	Menetetyt sähköntuotot vuoden aikana [milj.€/a]	Menetetyt sähkön- tuotot laitosiälle [milj.€/60a]
12	23-25	24,84	1,517	15,03	901,55
12	24-26	24,88	1,519	15,05	902,78
12	25-27	25,00	1,526	15,12	907,25
18	23-26 ja 49-52	28,38	1,387	13,90	833,81
18	24-27 ja 50-1	28,48	1,391	13,94	836,58
18	25-28 ja 51-2	28,65	1,400	14,03	841,60
24	22-25	25,22	1,081	10,90	653,72
24	23-26	24,99	1,071	10,80	647,84
24	24-27	25,05	1,074	10,82	649,32

Taulukossa 4 menetetyt sähköntuotot vuoden aikana on saatu kertomalla sähkön systeemi-hinta vuosihuollon aiheuttamilla huoltotunneilla keskimäärin vuodessa. Laitosiän aikana menetetyt tuotot saadaan kertomalla vuoden aikana menetetyt tuotot 60:llä vuodella. Käyttöjakson tuotettua energiamäärää kohden menetetyt tuotot saadaan, kun vuoden aikana menetetyt tuotot kerrotaan ensin käyttöjakson pituudella vuosissa eli vuoden käyttöjaksoilla kerroin on 1, 18kk käyttöjaksolla kerroin on 1,5 ja 2 vuoden käyttöjaksolla kerroin on 2. Nämä jaetaan lopuksi vielä laitoksen sähköteholla 1200 MW sekä käyttöjakson käyttötunneilla. 12 kuukauden käyttöjakso oli tunneissa 8256 h, 18 kuukaudella tämä oli 12528 h ja 24 kuukaudelle 16800 h. Laskuissa oletetaan, että laitos toimii koko käyttöajan täydellä teholla.

Taulukon 4 arvoista nähdään selvästi pidemmän käyttöjakson kannattavuus sähkön hintojen osalta. Sähköntuoton menetyksien suuruuteen vaikuttaa kuitenkin todella suuresti huoltopäivien määrä, sillä huoltojen lyhentyessä vain päivällä, menetykset pienenevät jopa miljoonalla eurolla vuodessa. Huoltojen pituuksista ei ole täyttä varmuutta vaan ne ovat arvioita ja suuntaa antavia, jonka takia ne luovat laskentaan hieman epävarmuutta.

Kuvassa 13 on esitettyä menetettyjen sähköntuottojen arvoa huollon alkamisviikon mukaan eri käyttöjaksoilla. 18 kuukauden jakso on kuvassa 13 esitetty niin, että esimerkiksi viikkojen 1-4 ja 27-30 huollon menetykset ovat sijoitettu viikon yksi ja viikon 27 kohdalle. 18 kuukauden kuvaajassa arvot ovat siis samat viikoilla 1-26 kuin viikoilla 27-52.



Kuva 13. Vuosittaiset menetetyt sähköntuotot sen mukaan, millä viikolla vuosihuolto alkaa.

Kuvasta 13 nähdään, että vuoden käyttöjaksolla menetetyt sähköntuotot ovat kaikista suurimmat riippumatta huollon ajankohdasta. Kahden vuoden käyttöjakso taas on kaikista kannattavinta melkein jokaisella ajankohdalla. 18 kuukauden käyttöjaksolla menetettyjen tuottojen määrä on suhteellisen tasaista, mutta pienimmät menetykset löytyvät silloin, kun huolto pidetään kesällä ja alku- sekä loppuvuodesta. 12 ja 24 kuukauden jaksoilla, kesällä pidetyt huollot tuottavat vähiten tappiota. Kuvasta 13 selvästi huomaa kesän vaikutuksen huolloissa, sillä vuoden ja kahden käyttöjaksoilla tämä on paras ratkaisu sähkön hinnan kannalta sekä 18 kuukauden käyttöjaksolla kesällä pidettävä huoltoajankohta on paras, vaikka toinen huolto jouduttaisiinkin tekemään keskitalvella.

Taulukon 4 ja kuvan 13 perusteella voidaan todeta, että 24 kuukauden käyttöjakso on selvästi kannattavin vaihtoehto sähkön hintojen osalta. Sen vuosittaiset menetykset ovat 10,8 milj.€ kannattavimmassa ajankohdassa eli viikoilla 23-26 taulukon 4 mukaan. 18 kuukauden jakso olisi toiseksi kannattavin, sen menetyksien ollessa 13,9 milj.€ viikoilla 23-26 ja 49-52. 18 kuukauden käyttöjakso ei kuitenkaan pysty kilpailemaan 24 kuukauden jakson kanssa kuin muutamana ajankohtana vuodessa. 18 kuukauden kannattavimman ajankohdan tulojen menetyks on noin 22 % suurempi kuin 24 kuukauden jakson kannattavimman ajankohdan. Vuoden käyttöjakso on selkeästi huonoin vaihtoehto. Kannattavin ajankohta vuoden käyttöjaksolle on viikoilla 23-25, jolloin menetyksien suuruus on 15,03 milj.€. Tämä menetyksien suuruus on 28 % suurempi kuin kannattavimman ajankohdan menetyks 24 kuukauden jaksolla.

Nämä kannattavimmat ajankohdat ovat kuitenkin todennäköisesti sellaisia, että silloin vuosihuoltoja ei ole mahdollista pitää, koska ajankohdat ovat mahdollisesti varattu jo toiminnassa oleville Suomen ydinvoimalaitoksille. Tästä syystä menetykset täytyy tarkastella, niin että vuosihuollot eivät osu päällekkäin eri ydinvoimalaitoksilla. Mahdolliset ajankohdat tarkastellaan myöhemmin työvoimakappaleessa ja uudet menetykset tarkastellaan kappaleessa 6, jossa käsitellään käyttöjaksos optimointia.

5.2 Polttoaine

Tässä alakappaleessa keskitytään polttoaineeseen kohdistuviin vaikutuksiin riippuen käyttöjaksos pituudesta. Kappaleessa 2.2.1 käsiteltiin hiukan kierrätetyn uraanin ominaisuuksista liittyen sen etuihin ja haittoihin. Tässä kappaleessa tutkitaan vielä lisää polttoaineen ominaisuuksia sekä vertaillaan polttoainekustannuksia eri käyttöjaksos välillä.

Sähköntuotantokustannuksista polttoainekustannukset ovat ydinvoimassa vain noin 14 %, jos ei oteta loppusijoitukseen liittyviä kustannuksia huomioon. Tämä on huomattavasti vähemmän kuin monissa muissa energiamuodoissa, koska esimerkiksi kivihiililaitoksilla polttoainekustannukset ovat noin 78 % ja maakaasulaitoksilla 87 % kokonaiskustannuksista. Tästä johtuen polttoainekustannuksilla on suhteellisen pieni vaikutus laitoksen käyttöjaksos pituudenkin kannalta. Polttoainekustannuksen osuus on kuitenkin noin 34 %, jos siihen huomioidaan polttoaineen loppusijoitukseen liittyvät kulut. (World Nuclear Association 2020c.)

Epäselvää on kuitenkin, että kuinka hyvin tämä vastaa polttoainekustannuksen osuutta, kun loppusijoitus tehdään Suomessa.

YVL B.4 ohjeessa sanotaan, että ydinpolttoaineen turvallisen käytön edistämiseksi ydinpolttoaineelle on esitettävä palamarajat, jotka perustellaan polttoaineen soveltuvuus selvityksessä. Palama kertoo polttoainepuusta irti saadun kokonaisenergiämäärän. Fennovoiman on tarkoitus hakea 60 MWd/kgU maksimipalamarajaa Hanhikivi 1 -laitokselle. Keskimääräinen poistopalama laitokselle voidaan laskea kaavalla 1.

$$B_{avg} = \frac{P \cdot T}{N \cdot m} \quad (1)$$

missä

B_{avg} keskimääräinen poistopalama [MWd/kgU]

P reaktorin lämpöteho [MW]

T käyttöjakson pituus [d]

N vaihdettavien nippujen määrä [kpl]

m yhden nipun uranimassa [kg]

Tämän hetken suunnitelluilla arvoilla ja vuoden pituisella käyttöjaksolla lataukset kestävät noin 344 päivää. Reaktorin lämpöteho on 3200 MW, yhden nipun uranimassana toimii 470 kg ja vaihdettavien nippujen määrä on 48. Näistä voidaan laskea poistopalamaksi 48,8 MWd/kgU kaavan 1 mukaisesti. Hanhikivi 1 -laitoksen maksimipalama on nykyisillä suunnitelmilla 55 MWd/kgU eli laitos ei ole vielä aivan 60 MWd/kgU rajalla, joka on tarkoitus kuitenkin hakea.

Nykyistä latausmäärää voidaan pienentää, mutta sen täytyy olla kuudella jaollinen, koska reaktorisydän on kuudesosasymmetrinen ja epäsymmetrinen lataus aiheuttaa tehojakaumien kanssa monia ongelmia. Jos latausmäärää pienennettäisiin, niin seuraava vaihtoehto olisi 42 nippua. Tällöin keskipalama nousisi arvoon 55,9 MWd/kgU ja maksimi nousisi myös yli 60 MWd/kgU. Mahdollisuutena on myös, että reaktoriin ladataan joka toinen vuosi 48 nippua ja joka toinen vuosi 42 nippua, jolloin kuudella jaollisuus säilyisi. Tällöin keskimäärin ladataisiin 45 nippua. Tätä ei ole kuitenkaan tutkittu sen suuremmin. (Kumpula 2021.)

Jos pyritään nostamaan käyttöjakso 12 kuukaudesta 18 kuukauteen, niin poistopalaman tulisi pysyä suurin piirtein samansuuruisena. Tästä johtuen latausmäärä tulisi olla myös 50 % suurempi kuin 12 kuukauden käyttöjaksolla. Latausmäärä tulisi siis olla 72 nippua, kun latausjaksoksi arvioidaan noin 522 päivää. Tällöin rikastusastetta ei tarvitsisi myöskään nostaa. Näillä arvoilla palamaksi saataisiin 49,36 MWd/kgU. Kuitenkin käytännössä kasvanut latausmäärä vaikuttaa siihen, että osa tuoreista polttoainepuista joutuu lähemmäs reaktorin reuna-alueita, kasvaa myös reaktorin neutronivuoto ja tätä tulisi silloin kompensoida korkeammalla rikastusasteella kuin aikaisemmin. Tarvittava rikastusasteen nousu on pieni ja luultavasti myös kierrätetyllä uraanilla tällaisen latauksen saisi aikaiseksi, mutta rikastetulla luonnon uraanilla se onnistuisi varmasti. (Kumpula 2021.)

24 kuukauden käyttöjaksolla arvioidaan olevan noin 700 päivän latausjakso. 24 kuukauden käyttöjakso vaatisi taas kaksinkertaisen nippujen latausmäärän verrattuna vuoden käyttöjakssoon. Tässä tapauksessa nippuja tulisi siis vaihtaa 96 kappaletta. Tämä on mahdoton tilanne, koska reaktorissa on yhteensä vain 163 nippua ja silloin vaihdettaisiin jo reilusti yli puolet nipuista kerralla. Suuren vaihtomäärän takia nipuille ei löydy hyviä paikkoja tehojakauman kannalta. Jos taas latausmäärää pienennettäisiin 72:een, niin palaman arvo nousisi todella suureksi. 72 nipun vaihtomäärällä ja 700 päivän latausjaksolla keskimääräinen poistopalama olisi jo 66,2 MWd/kgU. Noin suuri palama vaatii polttoaineen luvituksen uusimisen sekä loppusijoituksesta tulisi ongelmallista, koska Suomessa on analysoitu polttoaineita vain 60 MWd/kgU palamaan asti. (Kumpula 2021.)

Palaman nosto noinkin suureksi on tulevaisuudessa mahdollista, mutta se vaatisi laajat selvitykset ja analyysit sekä polttoaineen luvituksessa, että loppusijoituksessa. Näistä kahdesta todennäköisesti polttoaineen luvitus olisi helpompi toteuttaa, sillä esimerkiksi Venäjällä on jo testailtu suhteellisen suuriakin palamia. Loppusijoitus on vaativampaa, mutta toteutettavissa, jos vain maksaja löytyisi. (Kumpula 2021)

24 kuukauden tavoiteltua käyttöjaksoa varten siis latausmäärä olisi toteutettavissa mahdollisesti 72 nipun vaihtomäärällä. Tämä vaatii kuitenkin polttoaineen rikastusasteen nostamista. Rikastusasteen nostamista voidaan arvioida karkeasti kaavalla 2.

$$e \cdot \frac{N}{T} = \text{vakio} \quad (2)$$

missä

e U-235 rikastusaste [%]

Tällä hetkellä tuoreiden nippujen rikastusasteena on keskimäärin 4,63 %, kun vaihdettujen nippujen lukumääränä on 48 ja latausjaksona käytetään 344 päivää. Jos 24 kuukauden käyttöjaksoon haluttaisiin siirtyä, niin voidaan uusi rikastusaste laskea kaavalla 2. Vaihdettujen nippujen määränä käytetään tässä tapauksessa 72 nippua ja latausjaksona käytetään 700 päivää.

$$4,63 \% \cdot \frac{48}{344 \text{ d}} = x \cdot \frac{72}{700 \text{ d}}$$

Kaavasta ratkaisemalla x saadaan 24 kuukauden käyttöjaksolle rikastusasteeksi 6,28 %. Tämä on selvästi yli 5 %, joka on ollut yleisesti raja esimerkiksi kuljetuksissa ja varastoinneissa. Myös useat tehtaot ovat luvitettu vain 5 % asti. Rikastusasteen nosto vaatisi siis uusien luvitusten hankkimista polttoainekuljetusten ja varastointien kannalta. Myös useat, uraania rikastavat laitokset ovat luvitettu vain 5 % asti, jolloin laitokset itsessään vaatisivat uusia luvituksia, sillä ydinvoimassa kriittisyysturvallisuus on ehdotonta. Kriittisyysturvallisuudella pyritään varmistumaan polttoaineen alikriittisyys riittävällä turvamarginaalilla kaikissa olosuhteissa (VTT 2012, 5). (Kumpula 2021)

Jos vaihtoerän kokoa kasvatetaan samassa suhteessa käyttöjakson pituuden kanssa, suuria kustannuseroja ei synny eri käyttöjaksojen välille. 24 kuukauden käyttöjaksolla suhdetta ei voida kuitenkaan pitää enää yhtä suurena, vaan polttoaineen vaihtoerän kokona toimisi 72 nippua. Tällöin polttoainekustannukset vähentyisivät, sillä suhde ei pysyisi enää samana. Tätä eroa taas kompensoi rikastusasteen nostamisen tarve, joka taas lisää polttoainekustannuksia. Seuraavaksi selvitetään nämä kustannukset, jotta nähdään mikä olisi edullisinta. Laskeissa käytetään kierrätetyn uraanin sijasta rikastetun luonnonuraanin hintoja, koska sille on olemassa markkinahinta.

Ensiksi tulee selvittää tarvittava uraaniheksafluoridin suhde yhden nipun massaun, jotta voimme selvittää tarvittavan uraaniheksafluoridin (UF_6) määrän yhdelle polttoainenipulle. Kaavalla 3 voidaan laskea tarvittavan uraaniheksafluoridin suhde nipun massaun.

$$FtoP = \frac{x_p - x_t}{x_f - x_t} \quad (3)$$

, missä

$FtoP$	Tarvittavan uraaniheksafluoridin suhde yhden nipun massaun.
x_p	Tuotetun uraanin rikastusaste [%]
x_t	Köyhdytetyn uraanin rikastusaste [%]
x_f	Syötteen rikastusaste [%]

Rikastetun luonnonuraanin rikastusaste tarvitsee olla hiukan pienempi kuin kierrätetyn uraanin rikastusaste. Hanhikivi 1- laitoksen kierrätetyn uraanin rikastusaste 12 kuukauden käyttöjaksolla olisi noin 4,63 %, jolloin taas rikastetulla luonnonuraanilla voitaisiin käyttää arviolta 4,38 % arvoa. (Kumpula 2021) Luonnonuraanissa on noin 0,711 % U-235:tä, jolloin tätä käytetään syötteen arvona (United States Enrichment Corporation 1997, 13). Köyhdytetyn uraanin jäljelle jääväksi rikastusasteeksi arvioidaan noin 0,23 %. Yhden polttoaineniipun massaksi arvioitiin aikaisemmin 470 kgU. Näillä arvoilla kaavasta 3 saadaan tarvittavan uraaniheksafluoridin suhteeksi 8,63. Nipun massan ollessa 470 kgU, voidaan tämä kertoa saadulla suhdeluvulla, niin saadaan arvo tarvittavalle uraaniheksafluoridille yhtä polttoaineniippua varten. Yksi nipu vaatii täten 4055 kg uraaniheksafluoridia. Kuvassa 14 nähdään UF_6 hintakehitystä.

Spot Ux UF6 Price

Ux NA & EU UF6 Values and Price (Spot)



Kuva 14. Uraaniheksafluoridin hinnan kehitys vuodesta 2004 eteenpäin. Kuvassa hinnat ovat yksikössä US\$/kgU. (UxC, LLC 2021.)

Kuvan 14 perusteella arvioidaan uraaniheksafluoridille hinnaksi 105 €/kgU, jota käytetään polttoainepun hintaa määritettäessä. Tämä on suhteellisen korkea hintataso viime vuosien hintoihin verrattuna, mutta korkeampiakin hintoja esiintyy. Oletetaan kuitenkin, että polttoainetta ei ole pakko ostaa suurempien hintapiikkien aikaan ja hankinnoissa on mahdollista käyttää suojausja, kuten pidempiä sopimuksia sekä futuureita, jolloin hintariski pienentyy. Tämä arvioitu hinta kerrotaan tarvittavalla uraaniheksafluoridin määrällä, jolloin saadaan yhdelle nipulle tarvittavan syötteen hinnaksi vuoden käyttöjaksolla noin 426 k€.

18 kuukauden käyttöjaksolla rikastusastetta jouduttaisiin hiukan nostamaan, jotta voidaan kompensoida neutronivuodon kasvu. Tämä kasvu johtui siitä, että suuremmalla polttoaineen vaihtoerällä, jouduttaisiin tuoreita nippuja asettamaan myös reuna-alueille. Ilman sydän-suunnittelulaskuja tätä rikastusasteen tarvittavaa nostoa on vaikea arvioida, mutta lisästarpeen suuruus voisi olla suuruusluokkaa 0,1 % verrattuna 12 kuukauden käyttöjakssoon (Kumpulainen 2021). Tällöin rikastusasteena olisi 4,48 %. Tällä rikastusasteella 18 kuukauden käyttöjaksolla tarvittavan syötteen hinnaksi yhdelle polttoainepulle saadaan 436 k€.

24 kuukauden käyttöjaksolla kierrätetyn uraanin rikastusasteeksi arvioitiin aikaisemmin 6,28 %. Rikastetulla luonnonuraanilla tämä vastaa noin 6,03 % rikastusastetta. 24 kuukauden käyttöjaksolla ja 6,03 % rikastusasteella tarvittavan syötteen hinnaksi saadaan 595 k€ yhdelle polttoainepullelle.

Seuraavana lasketaan tarvittavan rikastustyön hinta. Sitä varten tarvitsee laskea arvofunktion avulla syötteelle, tuotetulle uraanille ja köyhdytetylle uraanille arvot. Kaavassa 4 on esitetty arvofunktiio.

$$V(x) = ((2 \cdot x) - 100) \cdot \ln\left(\frac{x}{100-x}\right) \quad (4)$$

missä

$V(x)$ arvofunktiio

Käyttämällä rikastusasteena 4,38 %, saadaan arvofunktiosta tuotetulle uraanille arvo:

$$V(x_p) = ((2 \cdot 4,38) - 100) \cdot \ln\left(\frac{4,38}{100-4,38}\right) = 2,81$$

Samalla kaavalla saadaan köyhdytetyn uraanin arvoksi 6,04 ja syötteelle arvoksi 4,87. Näiden arvojen sekä tarvittavan uraaniheksafluoridin suhteen avulla voimme laskea tarvittavan rikastustyön suhteen yhtä polttoainepun massaa kohden kaavalla 5.

$$SWU_{toP} = (V(x_p) - V(x_t)) - F_{toP} \cdot (V(x_f) - V(x_t)) \quad (5)$$

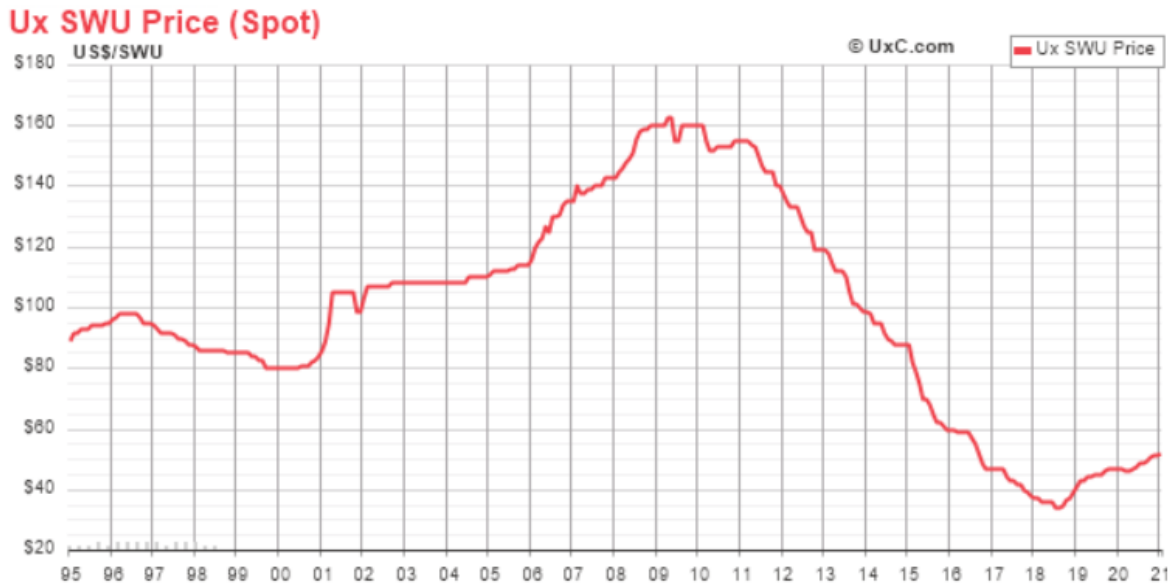
missä

SWU_{toP} rikastustyön suhde yhtä polttoainepun massaa kohden

Sijoittamalla tarvittavat arvot kaavan 5, saadaan rikastustyön suhteeksi yhtä polttoainepun massaa kohden:

$$SWU_{toP} = (2,81 - 6,04) - 8,63 \cdot (4,87 - 6,04) = 6,91$$

Tämä arvo kerrotaan yhden nipun massalla eli 470 kg, saadaan rikastustyön määräksi yhdelle nipulle 3248,9 SWU. Kuvassa 15 on esitetty rikastustyön hinnan kehitystä.



Kuva 15. Rikastustyön hinnan kehittyminen vuodesta 1995 eteenpäin. Kuvassa hinta on yksikössä US\$/SWU. (UxC, LLC 2021.)

Kuvan 15 perusteella arvioidaan rikastustyön hinnaksi 100 €/SWU, jota käytetään myös polttoaineriippujen hintoja arvioitaessa. Tämä hinta on arvio korkeasta hintatasosta, kuten uraaniheksafluoridillekin arvioitiin aikaisemmin. Rikastustyön hinnan kuvasta näkee myös korkeampiakin hintoja, mutta voidaan olettaa, että korkeammilta hintapiikeiltä voidaan suojautua samoin tavoin kuin uraaniheksafluoridin ostossa eli pidemmällä sopimuksilla sekä futuureilla. Arvioitu rikastustyön hinta kerrotaan saadulla rikastustyön määrällä yhdelle nipulle, jolloin saadaan yhden nipun rikastukselle hintaa 12 kuukauden käyttöjaksolla noin 325 k€. 18 kuukauden käyttöjaksolle rikastustyön hinnaksi saataisiin edellisten kaavojen perusteella noin 335 k€ yhtä polttoaineriippua kohden, kun käytetään rikastusasteena 4,48 %. 24 kuukauden käyttöjaksolla käytetään 6,03 % rikastusasteen arvoa. Tällä arvolla 24 kuukauden käyttöjaksolla yhden polttoaineriipun rikastustyön hinnaksi saadaan samoin tavoin laskettuna 496 k€.

Polttoaineen ja sen rikastuksen lisäksi nipun valmistuksen kustannukset on huomioitava kustannuksia tarkasteltaessa. Hanhikivi 1 -laitoksen käyttämän yhden polttoaineriipun hinnaksi

voidaan olettaa arviolta 200 k€ (Kumpula 2021). Uraaniheksafluoridin, rikastustyön ja nipun valmistuskustannuksien perusteella 12 kuukauden käyttöjaksolle saadaan polttoainekustannus yhtä nippua kohden noin 951 k€. 18 kuukauden käyttöjaksolle saadaan 971 k€ ja 24 kuukauden käyttöjaksolle 1291 k€. Kerrottaessa yhdelle nipulle saadut kustannukset nippujen vaihtomäärällä, saadaan selville yhden latausjakson aikana syntyneet polttoainekustannukset. Taulukossa 5 on eri käyttöjaksojen arvoja yhdelle latausjaksolle.

Taulukko 5. Yhden latausjakson arvoja eri käyttöjaksoilla.

Käyttöjakson pituus [d]	344	522	700
Vaihtoerän koko [kpl]	48	72	72
B_{avg} [MWd/kgU]	48,79	49,36	66,19
Rikastusaste [%]	4,38	4,48	6,03
Syötteen hinta [milj. €]	20,44	31,40	42,85
Rikastustyön hinta [milj. €]	15,59	24,13	35,70
Polttoaineniippujen valmistuskustannukset [milj. €]	9,60	14,40	14,40
Polttoainekustannus [milj. €]	45,63	69,92	92,95

Seuraavana pitää huomioida käyttöjaksojen pituudet sekä polttoaineen vaihtoerien suuruudet, jotta kustannukset olisivat vertailukelpoisia keskenään. 12 kuukauden käyttöjaksossa oletettiin aikaisemmin latausjakson pituudeksi 344 päivää, eli huolto kestäisi vuodessa noin 21 päivää. 344 päivää on tunneissa 8256 h. Vaihdeettava määrä vuoden latausjaksolla on 48 nippua. Yhden latausjakson hinta tuotettua sähköenergiaa kohti saadaan, kun polttoaineniipun hinta kerrotaan vaihdettavien nippujen määrällä ja nämä jaetaan laitoksen sähköteholla ja yhden latausjakson kestolla tunneissa. Laskuissa oletetaan, että laitos toimii täydellä teholla koko latausjakson ajan. Täten 12 kuukaudella latausjaksolle polttoaineen hinnaksi saadaan 4,606 €/MWh.

18 kuukauden käyttöjaksolla käytettiin aikaisemmin latausjakson pituutena 522 päivää eli 12528 tuntia. Tällöin vuosihuollon pituudeksi arvioidaan noin 26 päivää. Huollon pituus arvioidaan hieman pidemmäksi kuin vuoden käyttöjaksolla. Huollon pituudesta ei kuitenkaan ole varmaa tietoa ja tästä johtuen myös polttoaineen hintojen laskennassa ilmenee epävarmuutta kuten sähkön hintojen laskennoissa, sillä pituus vaikuttaa paljon kustannusten suuruuteen. Huolto ei välttämättä ole 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksoilla pidempi kuin vuoden

käyttöjaksolla, mutta tässä työssä niiden arvioidaan olevan. 18 kuukaudella polttoaineen vaihtoehtona käytettiin 72 nippua, jolloin latausjaksolle polttoaineen hinnaksi saadaan 4,651 €/MWh.

24 kuukauden käyttöjaksolla arvioitiin latausjakson pituudeksi 700 päivää eli 16800 tuntia. Tässä tapauksessa huollon pituudeksi arvioidaan 30 päivää, josta ei myöskään voida olla varmoja. Tällä käyttöjaksolla sekä 72 nipun vaihtoerällä saadaan 24 kuukauden latausjaksolle polttoaineen hinnaksi 4,611 €/MWh.

Vertailun kannalta taulukkoon 6 on esitelty polttoaineen kustannuksia tuotettua energiaa kohti. Taulukossa 6 on lisäksi polttoainekustannusten osuudet vuoteen ja laitoksen käyttöikään eli 60 vuoteen suhteutettuna.

Taulukko 6. Polttoainekustannuksien suuruksia eri käyttöjaksoilla.

Käyttöjakson pituus [d]	344	522	700
Polttoaineenkustannus suhteutettuna käyttöjakson tuottamaan energiamäärään [€/MWh]	4,606	4,651	4,611
Polttoainekustannus vuodessa [milj.€/a]	45,63	46,61	46,48
Polttoainekustannus laitosiälle [milj. €/60a]	2737,95	2796,84	2788,60

5.2.1 Optimaalisin käyttöjakso polttoaineen näkökulmasta

Polttoaineen näkökulmasta 24 kuukauden käyttöjakso vaikuttaa todella vaikealta tapaukselta. Vaihtoehtona nousi niin suureksi, että tehojakaumat kärsisivät. Jos taas eräkokoa pienennettäisiin, niin keskimääräisen poistopalaman arvo ylittäisi tämän hetken sallitut rajat sekä eräkoon pienentämisestä johtuvaa tehon heikkenemistä jouduttaisiin kompensoimaan lisäämällä polttoaineen rikastusta. Rikastusaste nousi yli 5 %, joka on yleisesti raja-arvo esimerkiksi eri kuljetusten, varastointien ja rikastuslaitosten luvituksissa. 24 kuukauden käyttöjaksioon siirtyminen vaatisi siis suuret muutokset luvitusympäristön kanssa. Tästä johtuen 24 kuukauden käyttöjakso on polttoaineen osalta huono vaihtoehto.

12 ja 18 kuukauden osalta kustannuksissa ei ole suuria eroja vaihtoehtien suhteen, sillä käyttäjän kasvaminen kompensoidaan polttoaineen vaihtoehtien kasvattamisessa. Tuoretta polttoainetta ladataan siis suhteessa saman verran 12 ja 18 kuukauden käyttöjaksoilla. 18 kuukauden käyttöjaksolla kuitenkin polttoainetta ladataan hiukan enemmän, jolloin tuoreita nippuja joutuu reuna-alueille. Tämä lisää neutronivuotoa reaktorista, joka pitäisi kompensoida pienellä polttoaineen rikastuksella. Tämä rikastustyö tuo hiukan lisäkustannuksia 18 kuukauden käyttöjaksolle.

Polttoainekustannuksissa 12 kuukauden käyttöjakso tulee edullisimmaksi vaihtoehdoksi, vaikka polttoainetta vaihdetaan useammin kuin 18 ja 24 kuukauden jaksolla. Ero johtuu siitä, että rikastusastetta joudutaan nostamaan suuremmilla käyttöjaksoilla. Kustannuseroihin vaikuttaa myös paljon se, kuinka suuria uraaniheksafluoridin ja rikastustyön hinnan arvioidaan olevan sekä aikaisemmin mainittu huoltopäivien määrä.

Polttoaineen osalta 12 kuukauden käyttöjakso tulee olemaan paras vaihtoehto, sillä se on edullisin ja sen suhteen ei tarvitse tehdä suuria muutoksia rikastusasteiden luvituksiin liittyen, joita täytyisi ainakin tehdä 24 kuukauden jaksolla. 12 kuukaudella myös palamarajoissa pysyminen onnistuisi helposti.

5.3 Työvoima

Työvoiman saatavuus on oleellinen tekijä vuosihuollon sijoittumisen kannalta. Työvoiman saatavuus vaikuttaa myös siihen, minkälainen käyttöjakso on mahdollista valita. Tarkastelussa otetaan huomioon Suomen muut ydinvoimalaitokset sekä Nesteen suuret jalostamot. Huoltoja ei ole mahdollista pitää yhtäaikaaisesti muiden Suomen ydinvoimalaitosten kanssa, sillä työvoimaa ei silloin välttämättä ole saatavilla tarpeeksi ja työvoiman hinta saattaisi olla myös kalliimpaa ruuhka-aikana. Suomen sähköntuotannon omavaraisuus laskisi liian paljon ja tuontia jouduttaisiin kasvattamaan hetkellisesti, jos vuosihuollot järjestettäisiin samaan aikaan muiden Suomen ydinvoimalaitosten kanssa. Nesteen suuri Porvoossa sijaitseva jalostamo vaatii myös paljon työvoimaa etenkin sen suur-seisakeissa. Tällöin tarkastushenkilöstöä on etenkin vaikea saada muiden laitosten huoltotöihin. Tästä johtuen myös näiden jalostamoiden vuosihuoltoja on syytä tarkastella. Venäjältä tulee myös iso osa huoltohenkilöstöä, mutta tämän saatavuutta on vaikea tarkastella, jonka takia sen tutkiminen rajataan pois.

Loviisa 1 ja 2 -laitosyksiköiden vuosihuollot pidetään peräkkäin ja ne kestävät noin 1,5 kuukautta. Huollot Loviisassa on sijoitettu alkamaan elokuun alusta ja ne kestävät yleisesti lokakuun puolen väliin saakka. (Fortum 2020.) Olkiluoto 1 ja 2 laitosisyksiköiden vuosihuollot pidetään myös peräkkäin ja laitosten huolto on yleisesti alkanut toukokuun ensimmäisinä päivinä ja kestänyt kesäkuun 10. päivän kohdille. (Teollisuuden Voima Oyj. 2019)

Nesteen suur-seisakki Porvoon jalostamolla järjestetään viiden vuoden välein. Se alkaa yleisesti huhtikuun puolessa välissä ja kestää kesäkuun puoleen väliin saakka eli se on kestoaltaan noin pari kuukautta. Jalostamon huolto sijoittuu noin viikoille 16-26. (Neste Oil Oyj 2015) Jalostamon huollolla olisi suurempi vaikutus, jos se tehtäisiin useammin kuin kerran viidessä vuodessa. Olkiluodon vuosihuolto sijoittuu samalle ajankohdalle Nesteen jalostamon suuren huollon kanssa. Tämä kertoo itsessään, että vuosihuolto ydinvoimalaitokselle ei ole mahdollista samanaikaisesti, vaikkakin tarkastushenkilöstöä on varmasti vaikeampi saada paikalle. Tärkeämpi on siis huomioida vain Suomen ydinvoimalaitokset.

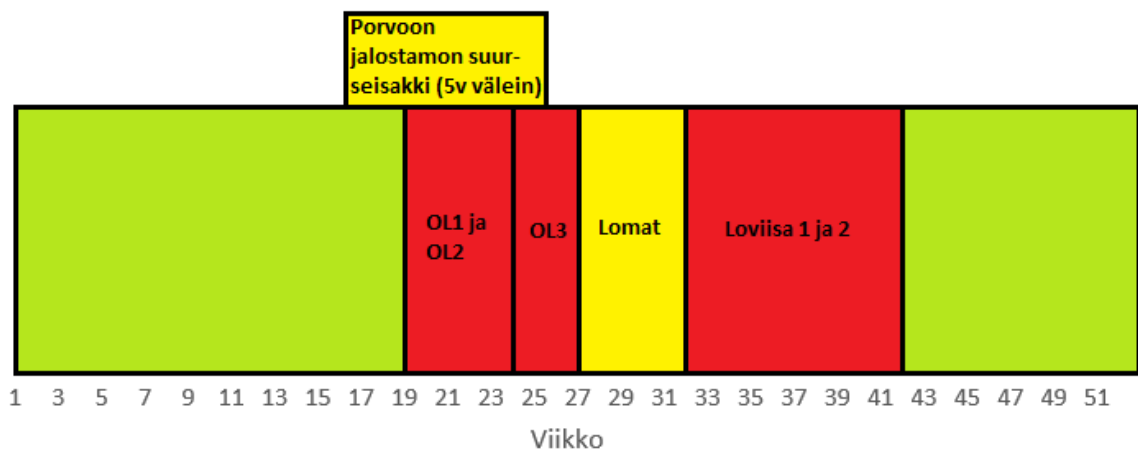
Fennovoiman asiantuntijat ovat arvioineet, että vuosihuollossa yhden huoltopäivän kustannus ylimääräisille henkilöstökuluille on noin 0,6 milj.€ (Fennovoima, 2021). Tämä täytyy ottaa huomioon käyttöjaksen kannattavuuksia laskiessa. Varaosien, komponenttien ja tarvikkeiden kustannukset voidaan ajatella pysyvän vakiona käyttöjaksosta riippumatta, joten niitä ei tarvitse huomioida laskelmissa.

5.3.1 Optimaalisin käyttöjakso työvoiman kannalta

Suomen nykyisten käynnissä olevien ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajankohtien pois sulkemisen jälkeen vapaita ajankohtia huollolle olisivat viikot 1-18, 24-31 ja 42-52. Vuosihuollon sijoituksen kannalta on myös otettava huomioon Olkiluoto 3 -laitos, jonka on tarkoitus valmistua ennen Hanhikivi 1 -laitosta. Olkiluoto 3 saa itselleen todennäköisesti taloudellisesti kannattavamman ajankohdan, koska se valmistuu aikaisemmin. Olkiluoto 3:ssa on tarkoitus käyttää 12 kuukauden käyttöjaksoa, jonka perusteella voitaisiin arvioida, että se haluaa vuosihuollon ajankohdan väliltä 24-31, sillä silloin sähkön hinta on alhaisimmillaan eikä Nesteen jalostamon suur-seisakkikaan osu tälle ajankohdalle. Pitää myös huomioida, että viikot 27-31 ovat yleisesti heinäkuuta ja silloin suurin osa ihmisistä haluaa pitää kesäloman. Tämän takia voidaan olettaa, että Olkiluoto 3 valitsee vuosihuollon ajankohdaksi viikot

24-26. Heinäkuu ei kuitenkaan ole mahdoton Hanhikiven kannalta, mutta kesälomien takia se voi olla haastava toteuttaa.

Kuvaan 16 on merkattu vihreällä vapaat ajankohdat Hanhikivi 1 -laitoksen vuosihuoltoa varten, jolloin vuosihuolto olisi työvoiman kannalta otollisinta pitää. Keltaisella on hieman epävarmuutta tuovat ajankohdat eli Porvoon jalostamon suur-seisakin ajankohta sekä kesälomat. Punaisella on merkattu alueet, jolloin vuosihuoltoa ei olisi syytä pitää. Näitä ovat muiden Suomen ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajankohdat.



Kuva 16. Suomen ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen suuntaa antava sijoittuminen viikkotasolla. Punaisella on varatut ajankohdat. Keltaisella on määritetty ajankohdat, jotka saattavat vaikeuttaa vuosihuoltoa. Vihreällä vapaat ajankohdat.

Kuvan 16 perusteella voidaan todeta, että työvoiman suhteen käyttöjaksoille jää useita vaihtoehtoja. Vuoden ja kahden vuoden käyttöjaksot ovat mahdollista pitää vihreän alueen sisällä eli viikoilla 1-18 ja 42-52 sekä mahdollisesti myös lomaviikoilla eli 27-31, jolloin vaihtoehtoja on todella paljon. 18 kuukauden käyttöjakso on hiukan rajoittuneempi, sillä huolto saattaisi mennä hieman päällekkäin muiden ydinvoimalaitosten kanssa, jos halutaan välttyä lomaviikoilta. Ajankohtana voisi mahdollisesti olla viikot 15-18 ja 41-44, jolloin syksyn huolto alkaa niin, että Loviisan huollot saattavat olla vielä hiukan kesken. Toinen mahdollisuus olisi viikot 16-19 ja 42-45, jolloin kevään huolto ei ehdi välttämättä loppua ennen kuin Olkiluodossa alkaa vuosihuollot. Nämä päällekkäisyydet riippuvat kuitenkin huollon lopullisesta pituudesta. Myös kuvan 16 merkityt Loviisan ja Olkiluodon laitosten huoltojen ajankohdat ovat suuntaa antavia, sillä niiden ajankohdat saattavat hieman vaihdella eri vuosina. Voidaan siis olettaa, että nuo kaksi aikaisemmin mainittua vaihtoehtoa ovat mahdollisia.

Jos huolto olisi mahdollista pitää lomaviikoilla, niin 18 kuukauden käyttöjakson huolto voitaisiin pitää myös viikkojen 1-5 ja 27-31 sisällä. Työvoiman suhteen 18 kuukauden käyttöjakso ei luo niin paljon mahdollisuuksia kuin 12 ja 24 jakso. Kaikilla käyttöjaksoilla on kuitenkin useampia vaihtoehtoja ajankohdalle työvoiman suhteen, jolloin käyttöjakson optimoinnissa on otettava nämä eri ajankohdat huomioon.

Yhden huoltopäivän ylimääräisiksi henkilöstökustannuksiksi arvioitiin 0,6 milj.€. Vuoden käyttöjaksolla vuosihuolto kestää arviolta 21 päivää eli ylimääräisten henkilöstökustannuksien suuruudeksi saadaan 12,6 milj.€ vuodessa. 18 kuukauden käyttöjaksolla huoltopäiviä on keskimäärin vuodessa 17, jolloin ylimääräisiksi henkilöstökustannuksiksi saadaan 10,2 milj.€ vuodessa. Kahden vuoden käyttöjaksolla huoltopäivä on vuodessa keskimäärin 15, jolloin ylimääräiset henkilöstökustannukset ovat 9 milj.€ vuodessa. Taulukossa 7 on esitelty vuosihuoltojen aikana syntyneet ylimääräiset henkilöstökustannuksien suuruudet eri käyttöjaksoilla.

Taulukko 7. Vuosihuoltojen henkilöstökustannukset eri käyttöjaksoilla.

Käyttöjakso [kk]	Vuosihuolto päivien määrä [d/a]	Ylimääräiset henkilöstökustannukset suhteutettuna käyttöjakson tuotettuun energiamäärään [€/MWh]	Vuosihuoltojen ylimääräiset henkilöstökustannukset vuodessa [milj.€/a]	Vuosihuoltojen ylimääräiset henkilöstökustannukset laitosiälle [milj.€/60a]
12	21	1,27	12,6	756
18	17	1,02	10,2	612
24	15	0,89	9	540

Taulukossa 7 olevat vuosihuoltojen ylimääräiset henkilöstökustannukset laitosiälle saadaan kertomalla vuoden henkilöstökustannukset 60:llä vuodella. Ylimääräisten henkilöstökustannuksien suuruus tuotettua käyttöjakson energiamäärää kohden saadaan samalla tavalla kuin sähkön menetyksiä laskiessa eli kertomalla ensin vuoden ylimääräiset henkilöstökustannukset käyttöjakson pituuksilla vuosissa ja jakamalla nämä laitoksen sähköteholla ja käyttöjakson pituudella tunneissa. Laskuissa oletetaan, että laitos toimii koko käyttöajan täydellä teholla.

Taulukon 7 perusteella nähdään, että 24 ja 18 kuukauden käyttöjaksolla ylimääräiset henkilökustannukset ovat huomattavasti pienemmät kuin vuoden käyttöjaksolla. Tämä perustuu suoraan siihen, että vuosihuoltopäiviä on huomattavasti vähemmän keskimäärin vuodessa 18 ja 24 kuukauden jaksoilla. Tämän perusteella voidaan todeta, että työvoiman kannalta optimaalisin käyttöjakso on 24 kuukautta ja huonoin 12 kuukautta.

5.4 Yleiset määräykset, ohjeistukset ja lait

Tämä kappale käsittelee suomalaisia ydinturvallisuus ohjeistuksia, lakeja sekä määräyksiä. Kappale tehdään viranomaishaastattelun pohjalta, sillä ohjeistuksien tulkitseminen on huomattavan haastavaa, koska niissä ei välttämättä ole suoria määräyksiä käyttöjakson pituuteen liittyen. Haastateltavana henkilönä toimi Simo Verta, joka työskentelee Säteilyturvakeskuksella käyttöturvallisuuspäällikkönä. Säteilyturvakeskus eli STUK on sosiaali- ja terveystieteiden ministeriön hallinnonalan viranomainen, joka valvoo säteily- ja ydinturvallisuutta Suomessa.

Suomalainen ohjeistus ei anna käytännössä suoraa vastausta käyttöjakson pituuden määrittämiseen. YVL-ohjeet ovat melko ympäröiväisiä ja ne antavat paljon vapauksia luvanhaltijalle laitoksen käytön toteuttamiseen. Käyttöjakson pidentäminen on käytännössä luvanhaltijan selvitystyötä, jossa Säteilyturvakeskusta kiinnostaa lähinnä laitoksen turvallisuus. Säteilyturvakeskusta ei niinkään esimerkiksi kiinnosta laitosten talous vaan, laitoksen turvallisuus niin, että luvanhaltija pystyy todistamaan tämän dokumentein. (Verta 2021)

YVL A.7 kohdassa 102 määritellään, että Säteilyturvakeskuksen määräyksen ydinvoimalaitoksen turvallisuudesta (STUK Y/1/2018) 3 §:n mukaan ydinvoimalaitoksen turvallisuutta ja sen turvallisuusjärjestelmien teknisiä ratkaisuja on arvioitava ja perusteltava analyttisesti ja tarvittaessa kokeellisesti. Deterministiset turvallisuusanalyysit ovat ensisijaisia menetelmiä perustella teknisiä ratkaisuja. Todennäköisyysperusteinen riskianalyysi, PRA taas perustuu näihin deterministisiin analyysihin. YVL A.7 kohdassa 326 määritellään, että PRA:ta on käytettävä ydinvoimalaitoksen turvallisuuden kehittämiseen, laitosmuutostarpeiden tunnistamiseen ja niiden priorisointiin sekä vaihtoehtoisten ratkaisujen turvallisuusmerkitysten vertailuun. Todennäköisyysperusteista riskianalyysia on käytettävä myös huolto-oseisokkien, ydinpoltoaineen vaihtolatausosokkien sekä niihin liittyvien käyttötilojen ja käyttötilojen välisten siirtymäjaksojen riskien hallintaan kohdan 329 mukaisesti. PRA:ta on

käytettävä myös turvallisuusteknisten käyttöehtojen arvioinnissa kohdan 330 mukaisesti sekä laadittaessa järjestelmien, rakenteiden ja laitteiden määräaikaistarkastus-, koestus- ja ennakkohuolto-ohjelmia kohdan 331 mukaan. Turvallisuusteknisistä käyttöehdoista kerrotaan enemmän kappaleessa 5.5.

PRA toimii ohjeistuksien suurimpana ohjaavana voimana käyttöjaksoon vaikuttaen, koska se antaa syötettä esimerkiksi laitteiden määräaikaistestauksiin sekä kunnossapitoon (Verta 2021). Deterministiset analyysit perustelevat laitoksen suunnittelun. Laitoksen suunnittelu taas määrittelee PRA:han oletetut arvot. Tämän jälkeen PRA voi mallintaa seuraamuksia. Jos determinististen turvallisuusanalyysien tai PRA:n pohjalta osoittautuu, että laitteiston tai komponentin huoltoväli täytyisi optimoida lyhyemmäksi kuin käyttöjakso ja huoltoa ei voida toteuttaa käytön aikana, syntyy tällöin pidemmille käyttöjaksoille rajoitteita. Tässä työssä ei kuitenkaan käydä läpi determinististen turvallisuusanalyysien tai PRA:n luomia rajoitteita.

YVL E.4:ssä käsitellään ydinvoimalaitoksen lujuusanalyysijä. Turvallisuuden kannalta on tärkeää, että painetta kantavat rakenteet sekä laitteistot kestävät suunnittelun mukaiset käyttötilojen kuormitukset. Lujuuden riittävydet tulee osoittaa mitoituslaskelmilla sekä lujuusanalyysillä ja kokeellisilla selvityksillä. Kuormitusten suuruuksia seurataan käytön aikana, jotta ne pysyvät lujuusanalyysien edellyttämässä rajoissa eikä haitallista rakenteiden heikkenemistä tapahtuisi. Laitteistot kokevat myös reunaehtomuutoksia eli esimerkiksi kuumasta ajosta siirtymisiä tehoajoon ja toisinpäin. Nämä reunaehtomuutokset väsyttävät materiaaleja ja laitteistoja. (YVL E.4) Lujuus- ja väsymisanalyysien laskennat antavat suosituksia määräaikaistarkastuksiin. Tämän kautta myös käyttöjakson pidentämiseen liittyy ehtoja, jos tarkastuksien suositeltu frekvenssi on käyttöjaksoa lyhyempi ja tarkastusta ei olisi mahdollista suorittaa käytön aikana. Tässä tutkimuksessa ei lujuus- ja väsymislaskentoihin kuitenkaan sen enempää perehdytä.

Ensimmäiset vuosihuollot yleisesti kertovat paljon käyttöjakson pidentämisen mahdollisuuksista. Vuosihuolloissa nähdään laitteistojen ja komponenttien sen hetkinen kunto. Tästä voidaan päätellä käyttöjakson pidentämisen mahdollisuus. Tässä tapauksessa puhutaan käyttökokemuksesta, jota YVL A.10 käsittelee. (Verta 2021)

5.5 Luvanhaltijan itse asettamat säännöt sekä vuosihuollon ajan tarkastukset ja määräaikaiskokeet

YVL A.6 mukaan turvallisuustekniset käyttöehdot (TTKE) määrittelevät turvallisuuden kannalta ydinvoimalaitoksen käyttötiloissa noudatettavat rajat prosessisuureille sekä rajoitukset, joita laitteiden mahdollinen vikaantuminen tai poikkeama prosessiparametrin arvossa aiheuttaa laitoksen käytölle. TTKE:ssä tulee myös esittää vaatimukset turvallisuuden kannalta tärkeille kokeille ja tarkastuksille. Näillä varmistetaan järjestelmien ja laitteiden toimintakyky määräajoin. TTKE on myös esitettävä radioaktiivisten aineiden päästörajat sekä määritettävä ydinvoimalaitoksen vähimmäismiehityksen määrä eri käyttötiloissa. TTKE:n kattavuus ja riittävä tasapainoisuus tulee tarkastaa ohjeen YVL A.7 mukaisesti. (YVL A.1-A22 2020)

Turvallisuustekniset käyttöehdot ovat Hanhikivi 1 -laitoksen kohdalta vasta. Tästä johtuen TTKE:stä ei voida tarkastella sen suuremmin käyttöjaksoon vaikuttavia tekijöitä. Laitokselle on kuitenkin laadittu alustava turvallisuusseloste, PSAR (Preliminary safety analysis report), jonka yhdessä osiossa käsitellään Hanhikivi 1:n toimintarajoja ja -ehtoja koskevia säädöksiä. Osiossa käsitellään lähinnä asioita, joita TTKE tulee sisältämään, ja kerrotaan kuinka TTKE tulee toteuttaa. Rajoitteita ei kuitenkaan tarkemmin käydä läpi dokumentissa, jonka takia dokumentista ei saada vielä rajoituksia selville. Tämän takia tässä työssä on haastateltu Antti Lammela ja Ville Määttä. Haastattelussa selvitettiin Hanhikivi 1:n tulevat vuosihuollon ajan eri tarkastukset ja määräaikaiskokeet, jotka venyvät käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat. Lammela toimii Fennovoiman käyttöpäällikkö ja Määttä käytettävyyden ja huoltojen puolella projektipäällikkönä.

Tarkastuksissa ja määräaikaiskokeissa keskitytään vain reaktorisaarekkeen tarkastuksiin. Kappaleen ajatuksena on tuoda ilmi mihin tarkastuksiin käyttöjakson pituuden muutos vaikuttaa. Tarkastukset ovat luokiteltu laitoksen eri järjestelmiin ja eri vaiheisiin. Ennen alasajoa olevat tarkastukset suoritetaan, kun laitos ajaa vielä täydellä teholla ennen vuosihuoltoon siirtymistä. Alasajon ja ylösajon aikana, kun reaktori on saavuttanut alimman tehon, jolla reaktori on vielä kriittinen, suoritetaan osa tarkastuksista. Jäähdytyksen aikana olevat tarkastukset suoritetaan, kun reaktori on alikriittinen ja se jäähtyy. Vuosihuollon aikana olevat tarkastukset tehdään, kun reaktori on sammutettu. Ennen lämmitystä olevat tarkastukset

suoritetaan, kun suurimmat vuosihuoltotyöt on tehty, reaktori kasattu ja laitos valmiina lämmitykseen. Lämmityksen aikana olevat tarkastukset suoritetaan, kun jäähdytettä aletaan lämmittämään sähkövastuksilla. Ylösajon jälkeen olevat tarkastukset suoritetaan, kun laitos on päässyt tehoajolle. Kappaleessa ei kuitenkaan ole tarkoitus pohtia, minkä tarkastuksen veyttäminen on sallittua ja minkä ei, koska se on todella tulkinnanvaraista, eikä siihen ole välttämättä yhtä ja oikeaa vastausta.

5.5.1 Reaktori

Reaktoriin liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Ennen alasajoa:

1. Säätäsauvojen pudotusajan tarkastus.

Alasajon aikana, kun reaktori on saavuttanut alimman tehon, jolla se on kriittinen:

2. Jäähdytteen boorihappopitoisuuden tarkastus.

Vuosihuollon aikana:

3. Kannatuslaitteiden jäännösjännityksien mittaus.
4. Reaktorin päällitöksen tiivisteurien mittatarkastus.
5. Reaktoriastian tiivistepinnan vaakasuoruuden tarkastus.
6. Säätäsauvankoneiston toimilaitteen kotelon tarkastus.
7. Suojaputkiyksikön ulkoneman tarkastus reaktorin päällitöstasytön yläpuolelta, ennen ja jälkeen polttoaineen latauksen.
8. Polttoainesauvojen kuorien vuototestaus.
9. Johtoyksikön sähkölaitteiden tarkastus.
10. Säätäsauvojen siirtovoiman tarkastus.
11. Pääkiertopumppujen päällitösten avaus.

Ennen lämmitystä:

12. Reaktorin yläyksikön vuotoilmaisimen toimintatestaus.

Ylösajon aikana, kun reaktori on saavuttanut alimman tehon, jolla se on kriittinen:

13. Jäähdytteen boorihappopitoisuuden tarkastus.
14. Säätosauvojen pudotusajan tarkastus.
15. Reaktiivisuuskertoimen määrittäminen primäärijäähdytteen boorihappopitoisuudella.
16. Reaktiivisuuskertoimen määrittäminen polttoaineen ja jäähdytteen lämpötilalla.
17. Säätosauvojen arvon tarkastus säätosauvaryhmittäin.

Ylösajon jälkeen:

18. Reaktorin pikasulun tehokkuuden mittaaminen.

5.5.2 Höyrystin

Höyrystimeen liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Höyrystimen sekä sen rullatukien ja hydraulisten vaimentimien siirtymättestaus höyrystimen ja putkistojen lämpölaajenemisessa.
2. Primääri- ja sekundääripiirien laippaliitosten tiivisteiden välisten ontelolinjojen tiiveyden tarkastus.
3. Höyrystimen laippaliitoksien kiristystesti.

Ennen lämmitystä:

4. Höyrystimen sekä sen rullatukien ja hydraulisten vaimentimien siirtymättestaus höyrystimen ja putkistojen lämpölaajenemisessa.
5. Mittauskanavien testaus höyrystimen pinnalla lämpötilan seuranta varten.
6. Höyrystimen mittarin oikeiden arvojen tarkastus.

Lämmityksen aikana:

7. Lämmöneristyksen tarkastus.
8. Höyrystimen siirtymän hallinnan testaus.

5.5.3 Pääkiertopumput

Pääkiertopumppuihin liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Ennen lämmitystä:

1. Pääkiertopumppujen moottorin toiminnan tarkastus kuormittamattomissa olosuhteissa.
2. Pumppuyksikön ohjauspiirin tarkastus päävalvomosta sekä hätävalvomosta.

Lämmityksen aikana:

3. Lämmön eristyksen tarkastus.

5.5.4 Primääripiirin ylipainesuojaus -järjestelmä

Primääripiirin ylipainesuojaus -järjestelmään liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Ennen alasajoa:

1. Pilottiventtiilien testaus paineen nostolla.

Ennen lämmitystä:

2. Ohjauspiirien, lukitusten ja signaalien toimivuuden tarkastus.

Lämmityksen aikana:

3. Primääripiirin paineistimen ylipainesuojausventtiilien toiminnan tarkastus.
4. Ohjausventtiilin toimintatesti ilman päävaroventtiilin toimintaa.
5. Ohjausventtiilin jousen säädön tarkastus vieraasta painelähteestä ilman päävaroventtiilin käyttöä.
6. Pilottiventtiilien ja ohjauspiirien toimintatesti päävaroventtiilien toiminnalla.

5.5.5 Paineistinjärjestelmä

Paineistinjärjestelmään liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Jäähdytyksen aikana:

1. Paineistimen lämmitys- ja jäähdytyssäädön käyttöttestaus.
2. Paineistinjärjestelmän laitteiden lämpösiirtymien tarkastus.

Ennen lämmitystä:

3. Paineistinjärjestelmän venttiileiden nopean toiminnan tarkastus.
4. Sähkölämmittimien eristeiden resistanssin mittaaminen.

Lämmityksen aikana:

5. Paineistinjärjestelmän toiminnallinen testaus ja ruiskutustehokkuustestaus säätöventtiilien käytön aikana.
6. Ruiskutuslinjan pikatoimisten sulkuventtiilien toiminnallinen testaus ja ruiskutustehokkuustesti.
7. Paineistinjärjestelmän toiminnallinen testaus ja ruiskutustehokkuustesti kemikaalin ja tilavuuden säätöjärjestelmästä.
8. Vuotojen kokonaismäärän määrittäminen venttiilien ruiskutuslinjoista ja porteista.
9. Sähkölämmityksikön todellisen tehon määrittäminen.
10. Lämmöneristyksen tarkastus.
11. Paineistimen jäähdytteen määrän kontrolloinnin toiminnallinen testaus.
12. Primääripaineen säätöalgoritmin toiminnallinen testaus.
13. Paineistimen lämmitys- ja jäähdytyssäädön käyttöttestaus.
14. Paineistinjärjestelmän laitteiden lämpösiirtymien tarkastus.
15. Venttiilien ohjauksen tarkastus päävalvomosta ja hätävalvomosta.

5.5.6 Häätäjähdytysjärjestelmän passiivinen osuus

Hätäjähdytysjärjestelmän passiiviseen osuuteen liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Häätäjähdytysjärjestelmän koetestausta reaktoriin virtaavan veden kanssa. Tähän tarkastukseen kuuluvat:
 - a. Sähköpiirien toimintatarkastus takaiskuventtiileiden asennonilmaisulla.
 - b. Sähköpiirien toimintatarkastus syöttö-, säätö- ja nopeasti toimivan sulkuventtiilin asennonilmaisulla
 - c. Nopeasti toimivan sulkuventtiilin sulkeutumisen- ja avautumisajan tarkastus.
 - d. Lukituksen toiminnallinen testaus nopeasti toimivan sulkuventtiilin sulkeutumisen seurauksena.
2. Takaiskuventtiilin painehäviöarvon määrittäminen.
3. Nopeatoimisen sulkuventtiilin tiiveyden tarkastus.

Ennen lämmitystä:

4. Sähkönsyöttöpiirien, ohjauksen, venttiilien asennon ilmaisun, pikatoimisen portti-venttiilin avautumis- ja sulkeutumisaikojen sekä takaiskuventtiilin ohituskierrojen tarkastus.
5. Häätäjähdytysjärjestelmän paineakkujen pilottiventtiilien jousien säädön tarkastus todellisella paineen nousulla.
6. Pilottiventtiilien ja sen komponenttien toimintakyvyn tarkastus valvomolta ohjausventtiilin sähkömagneetin avulla.

Lämmityksen aikana:

7. Lämmöneristyksen tarkastus.

Ylösajon jälkeen:

8. Vuototarkastukset takaiskuventtiileiden avulla.

5.5.7 Kaasunpoistojärjestelmä

Kaasunpoistojärjestelmään liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Venttiileiden ohjauksen ja käyttökelpoisuuden tarkastus valvomosta.
2. Putkilinjan läpäisevyyden tarkastus.

Ennen lämmitystä:

3. Venttiileiden ohjauspiirien tarkastus valvomosta ja varavalvomosta.

Lämmityksen aikana:

4. Venttiilien porttien tiiveyden testaus, vesitestien ja tiiveystestien jälkeen.

5.5.8 Paineenalennusjärjestelmä

Paineenalennusjärjestelmään liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Venttiileiden ohjauksen ja käyttökelpoisuuden tarkastus valvomosta.
2. Putkilinjojen läpäisevyyden tarkastus.

Ennen lämmitystä:

3. Venttiilien ohjauspiirien tarkastus valvomosta ja varavalvomosta.

Lämmityksen aikana:

4. Venttiilien ohjauspiirien tarkastus valvomosta ja varavalvomosta.

5.5.9 Jäähdyteputkisto

Jäähdyteputkistoon liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Lämmityksen aikana:

1. Lämmöneristyksen tarkastus.
2. Lämpösiirtymien testaus.
3. Lämpösähköisten lämpötila-antureiden liitämistä varten olevan kompensointilaitteen tarkastus.

5.5.10 Hydraulisten ja viskoelastisten vaimentimet

Hydraulisten ja viskoelastisten vaimentimet liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä. Vaimentimia sijaitsee primääripiirin putkistoihin liitettynä. Tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Jäähdytyksen aikana:

1. Hydraulisten vaimentimien siirtymien tarkastus, jokaisen 10 lämpötila-asteen laskun jälkeen.

Vuosihuollon aikana:

2. Hydraulisten ja viskoelastisten vaimentimien ulkoinen tarkastus vaurioiden ja vuotojen varalta.
3. Säiliöiden, liitosputkien, asennon osoittimien, tasoilmaisimien ja kaapeleiden kiinnitysten tarkastus.
4. Sijainti-indikaattorin lähtövastuksen mittaus.
5. Lähtövastuksen mittaus pistokeliittimen jännitteisten osien ja tason osoittimen maa-doitusruuvien välillä.
6. Nestetason tarkastus säiliössä mekaanisen tason osoittimella.
7. Hydraulisten ja viskoelastisten vaimentimien asennus suunnitteluasentoon kylmässä tilassa.

Lämmityksen aikana:

8. Hydraulisten vaimentimien siirtymien tarkastus, jokaisen 10 lämpötila-asteen nousun jälkeen.

5.5.11 Viallisten polttoaine-elementtien havaitsemisjärjestelmä

Viallisten polttoaine-elementtien havaitsemisjärjestelmään liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Polttoainealtaan laitteiston testaus.
2. Viallisten polttoaine-elementtien havaitsemisjärjestelmän teknisten osien testaus.
3. Viallisten polttoaine-elementtien havaitsemisjärjestelmän sisäinen testaus.

5.5.12 Reaktorin sydäntä ympäröivät rakenteet

Reaktorin sydäntä ympäröiviin rakenteisiin liittyvät tarkastukset, joiden tarkastusväli muuttuu käyttöjakson pidentyessä sekä tarkastuksien suorittamisen ajankohdat jaoteltuina laitoksen eri vaiheisiin:

Vuosihuollon aikana:

1. Polttoaineen latauksen ohjausjärjestelmän mekaanisten osien tiiveyden testaus.
2. Silmämääräinen tarkastus joustaville terästiivisteille.
3. Ohjausventtiilikanavien puhallus.
4. Yhdealueen lämpöeristyksen ja biologisen suojauksen eli paineastian ympärillä olevan betonirakenteen ulkoinen testaus.
5. Yläyksikön lämmöneristyksen ulkoinen testaus.
6. Ilmakanavan ulkoinen testaus.
7. Mittausanturin kaapelin ohjauskanavan ja komponenttiosien tiivisteiden tarkastus ilmaisinyksikön kiinnitystä varten.

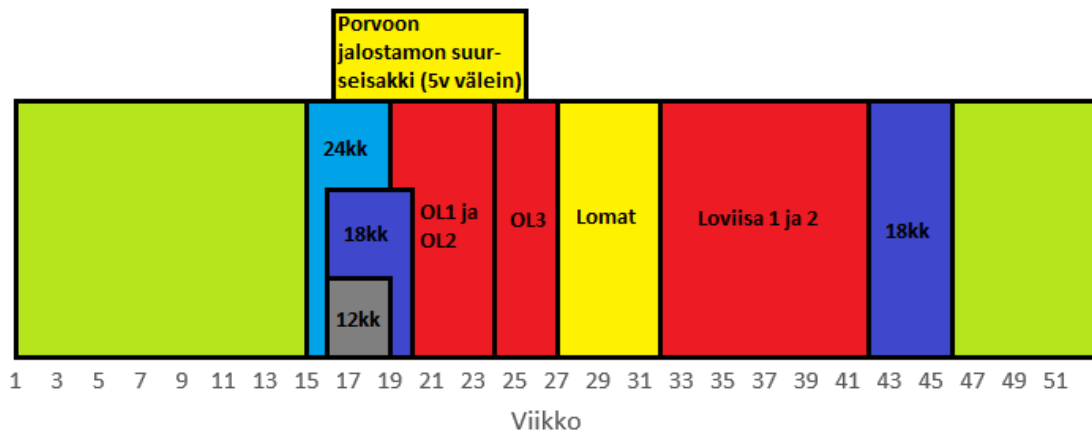
6 OPTIMOITU KÄYTTÖJAKSON PITUUS

Tässä kappaleessa tarkastellaan käyttöjaksoon vaikuttavia tekijöitä yhdessä. Työvoimakappaleessa selvitettiin ajankohdat, milloin vuosihuoltoa ei ole mahdollista pitää. Tämä otetaan tarkastelussa ensimmäisenä huomioon, jonka jälkeen luodaan kaksi kannattavinta vaihtoehtoa jokaiselle käyttöjaksolle sähkön hinnan kannalta. Vaihtoehto A sisältää ajankohdan, jolloin etsitään sähkön hinnan kannalta kannattavin vaihtoehto kuvan 16 vihreältä alueelta. Vaihtoehto B:ssä ajankohdan mahdollisuudeksi otetaan myös lomien ajankohta eli keltainen alue kuvassa 16, sillä tämä on sähkön hinnan kannalta edullisempi vaihtoehto, mutta kuitenkin epävarmempi.

Nämä kaksi vaihtoehtoa esitellään ensin eri käyttöjaksoille ja niille lasketaan kustannuseroja sähkön hinnan suhteen. Tämän jälkeen vaihtoehdot kannattavuudet tarkastellaan, niin että muutkin tekijät kuten polttoainekustannukset sekä henkilöstökustannukset huomioidaan myös. Lopussa annetaan suositus käyttöjaksolle, johon on otettu huomioon kaikki aikaisemmin tutkitut osa-alueet.

6.1 Vaihtoehto A

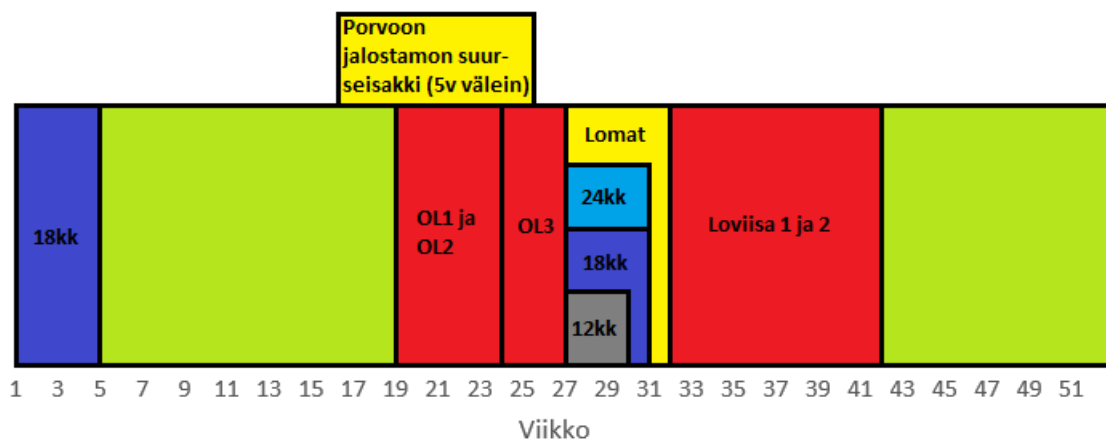
Vaihtoehdossa A ajankohta valitaan kuvan 16 osoittamalta vihreältä alueelta, niin että sähkön systeemihinta on alhaisin. Ajankohta valitaan tällöin viikoilta 1-18 sekä 42-52. Liitteestä 2 nähdään, että 12 kuukauden käyttöjaksolle kannattavin ajankohta löytyy viikoilta 16-18, jolloin sähkön systeemihinnan keskiarvo on ollut 27,99 €/MWh. 18 kuukauden käyttöjaksolle katsottiin mahdollisiksi ajankohdiksi viikot 15-18 ja 41-44 tai viikot 16-19 ja 42-45, vaikka näissä saattaa olla hieman päällekkäisyyksiä muiden Suomen ydinvoimalaitosten kanssa riippuen tarkoista huolto ajankohdista sekä Hanhikiven huollon pituudesta. Näistä kahdesta kannattavampi vaihtoehto on viikot 16-19 ja 42-45, jolloin sähkön systeemihinnan keskiarvo on ollut 29,83 €/MWh. 24 kuukauden käyttöjaksolle ovat samat vaihtoehdot kuin vuoden käyttöjaksolle. Kannattavin vaihtoehto löytyy täten viikoilta 15-18, jolloin sähkön systeemihinnan keskiarvo on ollut 28,57 €/MWh. Kuvaan 17 on merkitty eri käyttöjaksojen vuosihuoltojen ajankohdat vaihtoehdolle A.



Kuva 17. Eri käyttöjaksosten kannattavimmat ajankohdat vaihtoehdossa A.

6.2 Vaihtoehto B

Vaihtoehdossa B mahdolliseksi ajankohdaksi otetaan tarkasteluun mukaan myös lomien ajankohta eli viikkojen 1-18 ja 42-52 lisäksi viikot 27-31. Vuoden käyttöjaksolla kannattavimmaksi ajankohdaksi liitteen 2 mukaisesti löytyy viikot 27-29, jolloin sähkön systeemihinnan keskiarvo on ollut 26,37 €/MWh. 18 kuukauden käyttöjaksolle kannattavin ajankohta sijoittuisi taas tässäkin tapauksessa viikoille 16-19 ja 42-45, mutta koska nyt on mahdollista välttää mahdollinen vuosihuoltojen päällekkäisyys, niin kannattavimmaksi vaihtoehdoksi otetaan viikot 1-4 ja 27-30. Näillä viikoilla sähkön systeemihinnan keskiarvona on ollut 30,78 €/MWh. 24 kuukauden käyttöjaksolle kannattavin vaihtoehto löytyy viikoilta 27-30, jolloin sähkön systeemihinnan keskiarvo on ollut 26,64 €/MWh. Kuvaan 18 on merkitty eri käyttöjaksosten kannattavimmat ajankohdat vaihtoehdolle B.



Kuva 18. Eri käyttöjaksosten kannattavimmat ajankohdat vaihtoehdossa B.

6.3 Käyttöjaksojen kannattavuudet

Vaihtoehdon A ja B eri käyttöjaksoille voidaan nyt laskea kannattavuudet, johon otetaan huomioon sähköstä menetetyt tuotot, polttoainekustannukset ja ylimääräiset henkilöstökustannukset. Kustannukset esitellään laitoksen tuottamaa energiaa kohti sekä keskimäärin yhdelle vuodelle aiheutuneet kustannukset ja koko laitosiälle eli 60:lle vuodelle. Taulukossa 8 on esitelty nämä kustannukset.

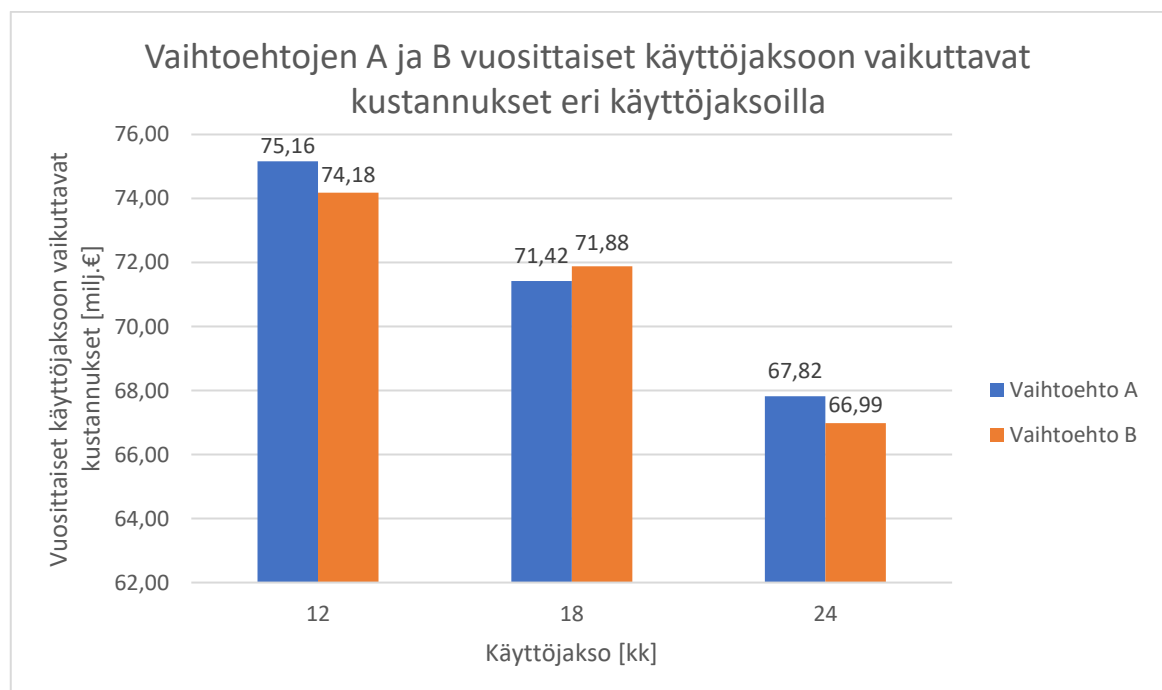
Taulukko 8. Eri käyttöjaksojen kustannustietoja vaihtoehdoille A ja B.

Vaihtoehto	A	A	A	B	B	B
Käyttöjakso [kk]	12	18	24	12	18	24
Sähkön systeemihinta [€/MWh]	27,99	29,83	28,57	26,37	30,78	26,64
Sähköstä menetetyt tulot tuotettua käyttöjakson energiamäärää kohden [€/MWh]	1,71	1,46	1,22	1,61	1,50	1,14
Sähkön menetetyt tulot vuodessa [milj.€/a]	16,93	14,61	12,34	15,95	15,07	11,51
Sähkön menetetyt tulot laitosiälle [milj.€/60a]	1015,79	876,36	740,40	956,75	904,07	690,51
Polttoaineen hinta tuotettua käyttöjakson energiamäärää kohden [€/MWh]	4,61	4,65	4,61	4,61	4,65	4,61
Polttoainekustannus vuodessa [milj.€/a]	45,63	46,61	46,48	45,63	46,61	46,48
Polttoainekustannus laitosiälle [milj.€/60a]	2737,95	2796,84	2788,60	2737,95	2796,84	2788,60
Ylimääräiset henkilöstökustannukset tuotettua käyttöjakson energiamäärää kohden [€/MWh]	1,27	1,02	0,89	1,27	1,02	0,89
Vuoden ylimääräiset henkilöstökustannukset vuosihuolloissa [milj.€/a]	12,6	10,2	9,0	12,6	10,2	9,0
Laitosiän ylimääräiset henkilöstökustannukset vuosihuolloissa [milj.€/60a]	756,0	612,0	540,0	756,0	612,0	540,0
Yhteensä [€/MWh]	7,59	7,13	6,73	7,49	7,17	6,65
Yhteensä [milj.€/a]	75,16	71,42	67,82	74,18	71,88	66,99
Yhteensä [milj.€/60a]	4509,75	4285,21	4069,00	4450,70	4312,92	4019,11

Taulukosta 8 nähdään, että käyttöjaksen pidentyessä, kustannukset pienentyvät. Vuosittaiset kustannukset pienenevät noin neljä miljoonaa euroa suurempaan käyttöjakssoon siirryessä. Laitosiän eli 60 vuoden aikana säästöt ovat jo 200-300 milj.€ luokkaa suurempaan käyttöjakssoon siirryessä.

Kustannusten kannalta parhaaksi vaihtoehdoksi osoittautuu 24 kuukauden käyttöjakso vaihtoehdolla B. Vaihtoehdon B käyttöjakssoon vaikuttavien kustannusten suuruus 24 kuukauden käyttöjaksolla on 66,99 milj.€ vuodessa. Tämä on huomattavasti vähemmän kuin toiseksi parhaalla vaihtoehdolla, joka on 24 kuukauden käyttöjakso vaihtoehdolla A, sen ollessa 67,82 milj.€ vuodessa.

12 kuukauden käyttöjaksot osoittautuvat taulukon 8 mukaan kustannuksellisesti huonoimmaksi vaihtoehdoksi. 12 kuukauden käyttöjaksolla A vuosittaiset käyttöjakssoon vaikuttavat kustannukset ovat 75,16 milj.€ ja vaihtoehdolla B 74,18 milj.€. Nämä ovat huomattavan suuret kustannukset verrattuna parhaaseen vaihtoehtoon. 24 kuukauden käyttöjaksoson, vaihtoehdon B kustannukset eroavat 9,6 % 12 kuukauden käyttöjaksoson vaihtoehdosta B. Tämä on jo huomattavan suuri ero kustannuksien ollessa useita kymmeniä miljoonia euroja vuodessa. Vuosittaiset käyttöjaksoson vaikuttavat kustannukset on esitelty vielä kuvassa 19.



Kuva 19. Eri käyttöjaksojen vuosittaiset käyttöjaksoson vaikuttavat kustannukset vaihtoehdoille A ja B.

6.4 Suositeltu käyttöjakso

24 kuukauden käyttöjakso on kustannuksellisesti paras vaihtoehto, mutta sen toteutettavuus ei välttämättä ole niin helppoa luvitusten suhteen. Polttoaine-kappaleessa huomioitiinkin jo, että 24 kuukauden käyttöjakso vaikuttaa todella vaikealta tapaukselta. Reaktorin tehojakauksissa ilmeni ongelmia vaihtoerän suurien kokojen takia. Pienillä eräkoilla taas keskimääräinen poistopalaman arvo ylittäisi tämän hetken sallitut rajat sekä eräkoon pienentämisestä johtuvaa tehon heikkenemistä jouduttaisiin kompensoimaan lisäämällä polttoaineen rikastusta yli 5 %. Tämä on ollut yleinen raja-arvo eri kuljetusten, varastointien ja rikastuslaitosten luvituksissa. Nämä luvitukset vaativat todella paljon selvitystyötä ja kokeita, jotka maksavat huomattavasti rahaa, jotta 24 kuukauden käyttöjakso saataisi käyttöön. Tästä syystä 24 kuukauden käyttöjaksoa ei ainakaan vielä suositella käyttöön.

18 kuukauden käyttöjaksolla palama-arvot sekä rikastusasteet pysyvät sallituissa rajoissa, joten 18 kk jakso ei aiheuta ylimääräistä luvitustyötä. Kustannuksien osalta 18 kuukauden jakso on myös huomattavasti kannattavampi kuin 12 kuukautta. Vuosittaiset kustannukset ovat vaihtoehdossa A 71,42 milj.€ ja vaihtoehdossa B 71,88 milj.€, jotka ovat noin 2-3 miljoonaa euroa vähemmän kuin 12 kuukauden jaksolla.

Ohjeistuksien, säännöstöjen ja lakien osalta käyttöjaksolle ei niinkään ole suoraa rajoitetta, kunhan laitoksen turvallisuus pysyy kunnossa ja tämä pystytään todistamaan säteilyturvakeskukseen. Suurena suuntaa antavana voimana ohjeistusten kannalta toimii deterministiset turvallisuusanalyysit ja todennäköisyysperusteinen riskianalyysi. Deterministiset analyysit ovat laitoksen suunnitelun perusta. Laitoksen suunnitteluarvot taas määrittelevät PRA:han oletetut arvot ja tämän jälkeen PRA:lla voidaan mallintaa seuraamuksia. Determinististen analyysien ja PRA:n perusteella voidaan tutkia, onko pidemmän käyttöjakson toteuttaminen järkevää tai edes mahdollista. Deterministisiä turvallisuus analyysijä ja PRA:ta ei tässä työssä kuitenkaan sen suuremmin tutkita.

Lujuusmitoitukset sekä väsymislaskennat antavat myös ehtoja, jotka vaikuttavat käyttöjaksoon. Lujuusmitoitussäännöissä täytyy huomioida, että rakenteiden toimivuuden kannalta kriittiset viat tulee havaita määräaikaistarkastuksissa ennen kuin ne kasvavat liian suuriksi käytön aikana. Laitteistot kokevat myös reunaehtomuutoksia eli esimerkiksi kuumasta ajosta

siirtymisiä tehoajoon ja toisinpäin. Nämä väsyttävät eri rakenteita, jotka täytyy huomioida laskennoissa. Laskennat taas antavat suosituksia laitteiden määräaikaistarkastuksiin. Lujuus- ja väsymislaskentojen luomiin ehtoihin ei perehdytä tässä tutkimuksessa.

Luvanhaltijan itse asettamien sääntöjen sekä vuosihuollon ajan tarkastusten ja määräaikaistarkastusten osalta ei voitu käyttää hyödyksi turvallisuusteknisiä käyttöehtoja, sillä niitä ei ole vielä tehty Hanhikivi 1 -laitokselle. Tästä johtuen haastateltiin kahta Fennovoiman työntehtäjä, joiden pohjalta esiteltiin tarkastukset, joiden suoritusväli venyy vuosihuollon pidentymisessä. Näiden tarkastusten pidentämisen sallittavuuteen ei oteta kantaa tässä työssä, sillä tarkastusten venymisen sallittavuus on todella tulkinnanvaraista. Tämän takia määräaikaistarkastukset eivät luo suurta kriteeriä tämän työn käyttöjakson pidentämiseen vaan ne antavat ilmi huomioon otettavat tarkastukset muutettaessa käyttöjaksoa.

18 kuukauden käyttöjaksolla vaihtoehto A on halvempi sekä se ei osu loma-ajankohdalle. Vaihtoehdolla A on kuitenkin pieni mahdollisuus, että se osuu kevään vuosihuollossa hieman päällekkäin Olkiluotojen vuosihuollon kanssa. Tämä onnistutaan kuitenkin todennäköisesti välttämään, koska kyse ei ole kuin noin viikon ajankohdasta sekä kuvan 16 merkityt huoltoajankohdat ovat suuntaa antavia, sillä vuosihuoltojen ajankohta saattaa vaihdella hieman vuosittain. 18 kuukauden käyttöjakson kestoksi arvioitiin konservatiivisesti noin 25,5 päivää, joka saattaa myös oikeassa tilanteessa muuttua lyhyemmäksi. 18 kuukauden käyttöjakso on myös oikeasta kestostaan huolimatta kuvassa 17 ja 18 merkattu 4 viikon pituiseksi kuvan selkeyttämiseksi.

18 kuukauden käyttöjakso vaatisi hieman selvitystyötä laitostoimittajan kanssa, sillä laitos-sopimuksessa on sovittu käyttöjaksoksi 12 kuukautta. Käyttöjakson muutos aiheuttaisi muutostarpeita myös nykyisiin dokumentteihin, jotka ovat tällä hetkellä luotu 12 kuukauden käyttöjaksoa varten. Aikaisemmin mainittujen perustelujen pohjalta tässä työssä kuitenkin suositellaan Hanhikivi 1 -laitokselle käyttöön otettavaksi 18 kuukauden käyttöjaksoa, sillä se on huomattavasti kustannuksellisesti kannattavampi kuin vuoden käyttöjakso.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tarkasteltaessa käyttöjaksoon vaikuttavia eri tekijöitä huomataan, että suurin ero kustannuksellisesti johtuu sähkön tuotannosta sekä työvoiman hinnasta vuosihuoltojen aikaan. Sähkön tuotannon kasvu on suoraan verrannollinen käyttöjakson pituuteen. Tämä perustuu siihen, että suuremmilla käyttöjaksoilla keskimääräiset huoltopäivät vuodessa vähenevät. Huoltopäivien vähentyessä myös luonnollisesti työvoiman kustannukset pienenevät. Sähköntuotannon kasvaessa sähköstä menetetyt tulot pienenevät, jos sähkön hinta pysyy vakiona eri ajankohdissa.

Menetetyt sähkön tulot ovat kuitenkin huoltopäivien lisäksi riippuvaisia myös sähkön hinnasta. Huoltoseisokkien eri ajankohdilla myös sähkön hinta vaihtelee. Mitä kalliimpaa sähkö on huoltoseisokin aikana, sitä enemmän tuloja menetetään. Vuoden ja kahden vuoden käyttöjaksolla keskikesä on yleisesti paras aika pitää huoltoseisokki, sillä silloin sähkön hinta on alhaisimmillaan. 18 kuukauden käyttöjaksolla kannattavinta huoltoseisokki olisi pitää kesällä ja talvella, vaikka voisi kuvitella, että talvi on kylmä ja silloin sähkön hinta on kallista. Kesän alhainen sähkön hinta kuitenkin kompensoi tätä eroa, jonka kesä-talvi-ajankohta on kannattavin. Sähkön hinnan ero talven ja kevään sekä syksyn välillä on pienentynyt viime vuosina, jonka takia myös 18 kuukauden käyttöjaksolla huoltoseisokkien pitäminen kesällä ja talvella on tullut kannattavammaksi. Mikäli talven sähkön hinnat laskevat entisestään, talvi voi olla varteen otettava vaihtoehto myös vuoden ja kahden vuoden käyttöjaksoille.

Tässä työssä sähkön hintana käytettiin systeemihintaa, koska se antaa markkinoille hyvän referenssin. Systeemihintojen viikkokeskiarvot otettiin vuosilta 2013-2020. Kuitenkin käyttämällä aluehintoja tai tutkimalla tarkemmin futuureja ja optioita, saattaisivat sähkön hintoihin liittyvät laskelmat hieman vaihdella. Täytyy myös muistaa, että sähkön hinnat vaihtelevat vuosittain, jonka takia sähkön hinnan laskelmat myös muuttuvat hieman eri vuosien mukaan.

Työvoiman tarkastelussa on tarkasteltu lähinnä Suomen käytössä olevien ydinvoimalaitosten huoltoseisokkeja, jotta ne eivät osu samalle ajankohdalle Hanhikivi 1:n kanssa. Venäjältä tulee Hanhikivi 1:n huoltoseisokkeihin huoltohenkilöstä, mutta tässä työssä Venäjän huoltohenkilöstön saatavuutta ei ole tutkittu sen haastavuuden takia.

18 kuukauden käyttöjaksolle ei ole niin paljon vaihtoehtoja ajankohdan kannalta kuin vuoden ja kahden vuoden käyttöjaksolle. 18 kuukauden käyttöjaksoa kuitenkin suositeltiin Hanhikivi 1:lle, vaikka kevään huolto saattaa mennä hiukan päällekkäin Olkiluodon huoltoseisokin kanssa. Tämä kuitenkin onnistutaan todennäköisesti välttämään, koska kyse on vain noin viikon ajankohdasta sekä kuvan 16 antamat ajankohdat ovat suuntaa antavia ja huoltoseisokkien tarkat ajankohdat heilahtelevat vuosittain useita päiviä jopa muutamia viikkoja.

Polttoaineen kustannukset eivät luo niin suuria eroja käyttöjaksojen välillä kuin sähkön tuotanto ja työvoima. Tutkimuksessa on kuitenkin uraaniheksafluoridin sekä rikastustyön hinta arvioitu kuvista 14 ja 15. Arvioksi annettiin suhteellisen korkea hintataso viime vuosien hintoihin verrattuna. Polttoainekustannukset muuttuisivat hieman, jos uraaniheksafluoridille ja rikastustyölle arvioitaisiin eri hinta.

Polttoaineen osalta 24 kuukauden käyttöjakson toteutuksen huomattiin olevan haastava, sillä reaktorin tehojakaumissa ilmenee ongelmia vaihtoerän suurien kokojen takia. Pienillä eräkoilla taas keskimääräinen poistopalaman arvo ylittäisi tämän hetken sallitut rajat. Eräkoon pienentämisestä johtuvaa tehon heikkenemistä jouduttaisiin kompensoimaan lisäämällä polttoaineen rikastusta yli 5 %, joka on ollut yleinen raja-arvo eri kuljetusten, varastointien ja rikastuslaitosten luvituksissa. Luvitusten uusiminen vaatii todella paljon selvitystyötä ja kokeita, jotka maksavat huomattavasti rahaa, jotta 24 kuukauden käyttöjakso saataisi käyttöön. 24 kuukauden käyttöjakso olisi kuitenkin mahdollinen, jos selvitystyötä tehtäisiin ja tähän saataisiin maksaja.

Ohjeistuksien, säännöstöjen ja lakien osalta huomattiin, että käyttöjaksolle ei niinkään ole suoraa rajoitetta, kunhan turvallisuus pysyy laitoksessa ennallaan ja se pystytään todistamaan Säteilyturvakeskukselle. Suurena suuntaa antavana voimana ohjeistusten kannalta toimii deterministiset riskianalyysit ja todennäköisyysperusteiset riskianalyysit, jotka antavat syötettä määräaikaishuoltoihin ja tarkastuksiin. Laitoksen käyttötapaa muutettaessa myös turvallisuusanalyysijä on päivitettävä. Lujuus- sekä väsymisanalyysien laskennat antavat myös suosituksia laitteiden ja komponenttien määräaikaiskokeille, jonka kautta myös käyttöjakson pituudelle syntyy ehtoja. Deterministisiin analyysihin ja PRA:han sekä lujuus- ja väsymislaskentoihin ei kuitenkaan tässä tutkimuksessa syvennytty.

Luvanhaltijan itse asettamien sääntöjen ja vuosihuollon ajan tarkastusten sekä määräaikaikokeiden perusteella ei havaittu Hanhikivi 1:lle käyttöjakson pituutta suoraan rajoittavia tekijöitä. Haastattelun perusteella tunnistettiin käyttöjakson pidentämisen vaikutuksena venyvät tarkastukset, mutta tarkastusten venyvyyden sallittavuutta ei tutkittu, koska se on tulkinnan varaista. Luvanhaltijan itseasettamia sääntöjä olisi hyvä tutkia turvallisuusteknisistä käyttöehdoista, mutta niitä ei ole vielä luotu Hanhikivi 1:lle, jonka takia niiden tarkastelua ei voi suorittaa. TTKE määrittelee turvallisuuden kannalta ydinvoimalaitoksen käyttötiloissa noudatettavat rajat prosessisuureille sekä rajoitukset, joita laitteiden mahdollinen vikaantuminen tai poikkeama prosessiparametrin arvossa aiheuttaa laitoksen käytölle. TTKE:ssä tulee myös esittää vaatimukset turvallisuuden kannalta tärkeille kokeille ja tarkastuksille. TTKE:n tarkastelu olisi hyvin suositeltavaa käyttöjakson optimoinnin kannalta, kunhan se valmistuu.

Eri käyttöjaksojen vuosihuoltojen pituudet ovat arvioita. Arviot ovat suuntaa antavia, jonka takia ne luovat hieman epävarmuutta laskentaan. Tässä työssä oletettiin, että pidemmällä käyttöjaksolla myös huoltoseisokin pituus kasvaa. Oikeassa tilanteessa näin ei välttämättä ole, vaan seisokkien pituudet 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksolla saattaisivat olla saman pituiset kuin vuoden käyttöjaksolla. Tässä työssä huoltoseisokkien pituudet haluttiin kuitenkin arvioida konservatiivisesti. Jos huoltoseisokkien pituudet olisivat kaikilla käyttöjaksolla yhtä suuret, niin kannattavuudet kasvaisivat 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksolla entisestään.

Tässä työssä perehdyttiin tutkimaan 12, 18 ja 24 kuukauden käyttöjaksojen eroja. Kustannuksellisesti kannattavin käyttöjakson pituus olisi Hanhikivi 1:lle 24 kuukautta. Optimointiin otettaessa huomioon myös muut tekijät kuin kustannukset, parhaaksi vaihtoehdoksi osoittautui 18 kuukautta.

LÄHTEET

Aho Pekka. 2019. Knx-Väylätekniiikan Hyödyntäminen Kysyntäjoustop Ohjauksessa. Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/159776/0412099%20Aho%20Pekka%20-%20DI-ty%C3%B6.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Businesswire. 2019. Curtiss-Wright Provides Update on AP1000 Reactor Coolant Pumps. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2019-04-01] [viitattu 2020-11-30]. Saatavissa: <https://www.businesswire.com/news/home/20190401005456/en/Curtiss-Wright-Provides-Update-on-AP1000-Reactor-Coolant-Pumps>

Energia.fi. 2021. Energiavuosi 2020. Sähkö. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2021-02-04] [viitattu 2020-6-4]. Saatavissa: https://energia.fi/files/4428/Sahkovuosi_2020_netti.pdf

Energiateollisuus ry. 2020. Hyvä tietää ydinvoimasta. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020] [viitattu 2020-11-18]. Saatavissa: https://energia.fi/files/5161/Ydinvoima_esite_2020.pdf

Energiavirasto. 2020. Sähkön hintavertailu, usein kysytyjä kysymyksiä. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020] [viitattu 2020-12-10]. Saatavissa: <http://sahkonhinta.fi/faq>

Fennovoima. 2020. Omistajat. [verkkoaineisto]. [viitattu 2020-11-25]. Saatavissa: <https://www.fennovoima.fi/fennovoima/omistajat>

Fennovoima. 2021. Asiantuntijalausunto sisäisestä muistiosta. Julkaisematon.

Finlex.fi. 2020. Sähkömarkkinalaki 386/1995. Saatavissa: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/1995/19950386>

Fortum. 2020. Vuosihuollot. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2021] [viitattu 2021-02-10]. Saatavissa: <https://www.fortum.fi/tietoa-meista/yhtiomme/energiantuotantomme/voimalaitoksemme/loviisan-voimalaitos/voimalaitoksen-toiminta/vuosihuollot>

IAEA. 1998. Investigating a Possibility to Implement 24-month Cycle in NPP KRSKO. Saatavissa: https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/32/037/32037342.pdf

IAEA. 2007. Management of Reprocessed Uranium. Saatavissa: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/te_1529_web.pdf

IAEA. 2011. Status Report 108 – VVER-1200 (V491). Saatavissa: [https://aris.iaea.org/PDF/VVER-1200\(V-491\).pdf](https://aris.iaea.org/PDF/VVER-1200(V-491).pdf)

IAEA. 2020a. Power Reactor Information System. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020] [viitattu 2020-11-19]. Saatavissa: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>

IAEA. 2020b. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States. Saatavissa: <https://www.iaea.org/publications/14782/operating-experience-with-nuclear-power-stations-in-member-states>

Jalarvo Essi. 2010. Ydinvoimalaitoksen vuosihuoltoajankohdan optimointi. Diplomityö. Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/61599>

Kumpula Jussi. 2021. Haastattelu ja sähköpostikeskustelu. Kumpula toimii Fennovoiman reaktorifyysikkona.

Lammela Antti ja Määttä Ville. Haastattelu ja sähköpostikeskustelut. Lammela toimii Fennovoiman käyttöjohtajana. Määttä käytettävyyden ja huoltojen parissa projektipäällikkönä.

Neste Oil Oyj. 2015. The largest maintenance turnaround in history to be started at Neste Oil's Porvoo refinery. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2015-03-23] [viitattu 2021-02-10]. Saatavilla: <https://www.neste.com/largest-maintenance-turnaround-history-be-started-neste-oils-porvoo-refinery>

Partanen Jarmo, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Salovaara Kaisa, Annala Salla, Makkonen Mari. Sähkömarkkinat – Opetusmoniste. LUT. 2015. Saatavissa: <https://docplayer.fi/3719734-Sahkomarkkinat-opetusmoniste.html>

Rosatom. The VVER today. Saatavissa: <https://www.rosatom.ru/upload/iblock/0be/0be1220af25741375138ecd1afb18743.pdf>

Rosenergoatom. 2020. The Novovoronezh NPP team is the first one to run a transit to the 18-months fuel cycle for the innovative VVER-1200 power unit. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-02-28] [viitattu 2020-12-05]. Saatavissa: <https://www.rosenergoatom.ru/en/for-journalists/news/34342/>

Statista. 2020. Monthly Average Temperatures in Finland 2018-2020. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-05-25] [viitattu 2020-11-27]. Saatavissa: <https://www.statista.com/statistics/743043/monthly-average-temperatures-in-finland/>

Teollisuuden Voima Oyj. 2019. Olkiluodon vuosihuollot puolimatassa. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-05-27] [viitattu 2021-02-11]. Saatavissa: <https://www.tvo.fi/ajankoh-taista/tiedotteetporssitiedotteet/2019/h3pZG4Nx6.html>

United States Enrichment Corporation. 1997. Uranium Hexafluoride: A Manual of Good Handling Practices. Saatavissa: https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/27/051/27051278.pdf

UxC, LLC. 2021. UxC Historical Ux Price Charts. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2021] [viitattu 2021-01-15]. Saatavissa: <https://www.uxc.com/p/prices/UxCPriceChart.aspx>

Verta Simo. 2021. Haastattelu. Verta toimii Säteilyturvakeskuksen käyttöturvallisuuspäällikkönä.

Voimaosakeyhtiö SF. 2020. Osakkeenomistajat. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020] [viitattu 2020-11-28]. Saatavissa: <http://www.voimaosakeyhtio.fi/en/shareholders/>

VTT. 2012. Tutkimusraportti. Kriittisyysturvallisuuden parametritarkastelu. Saatavissa: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/julkaisut/muut/2012/VTT-R-00786-12.pdf>

World Nuclear Association. 2016. Uranium and Depleted Uranium. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-11] [viitattu 2020-11-27]. Saatavissa: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-and-depleted-uranium.aspx>

World Nuclear Association. 2020a. Nuclear Fuel Cycle Overview. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-05] [viitattu 2020-11-27]. Saatavissa: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/introduction/nuclear-fuel-cycle-overview.aspx>

World Nuclear Association. 2020b. Nuclear Power Reactors. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2021-02] [viitattu 2020-11-20]. Saatavissa: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>

World Nuclear Association 2020c. Economics of Nuclear Power. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-05] [viitattu 2020-12-22]. Saatavissa: <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

YVL A.1. 2020. Ydinenergian käytön turvallisuusvalvonta. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-03-17] [viitattu 2021-02-14]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLA-1>

YVL A.6. 2019. Ydinvoimalaitoksen käyttötoiminta. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2019-06-15] [viitattu 2021-02-15]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLA-6>

YVL A.7. 2019. Ydinvoimalaitoksen todennäköisyysperusteinen riskianalyysi ja riskien hallinta. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2019-02-15] [viitattu 2021-03-18]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLA-7>

YVL A.10. 2019. Ydinlaitoksen käyttökokemustoiminta. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2019-02-15] [viitattu 2021-03-19]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLA-10>

YVL B.4. 2019. Ydinpolttoaine ja reaktori. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2019-03-15] [viitattu 2021-01-04]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLB-4>

YVL E.4. 2020. Ydinvoimalaitoksen painelaitteiden lujuusanalyysit. [verkkoaineisto]. [päivitetty 2020-03-17] [viitattu 2021-04-07]. Saatavissa: <https://www.stuklex.fi/fi/ohje/YVLE-4>

Systeemihintojen viikkokeskiarvot (€/MWh) vuosilta 2013 – 2020

Vko	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013
1	29,17	49,23	30,08	32,43	27,52	30,25	28,98	34,38
2	26,66	50,33	34,52	29,98	33,66	29,3	29,54	40,06
3	24,12	53,1	34,26	31,37	45,8	28,71	35,82	46,43
4	20,82	60,12	33,63	29,72	18,18	35,03	37,88	46,1
5	19,24	54,63	32,56	31,55	18,25	28,68	33,68	36,76
6	16,32	50,1	38,87	36,03	18,77	33,48	30,9	38,66
7	12,4	44,81	35,46	31,99	21	29,61	30,25	40,95
8	9,75	42,55	44,92	29,84	21,03	26,87	30,23	40,12
9	12,71	41,87	48,7	30,53	22,67	25,52	28,87	40,05
10	12,83	42,55	43,23	32,6	24,14	25,23	27,73	40,98
11	9,13	42,09	41,08	29,2	21,73	25,37	25,96	46,7
12	8,06	40,22	42,35	29,42	20,54	25,43	24,87	46,94
13	6,43	37,9	42,43	29,29	20,58	25,88	27,54	47
14	5,37	39,42	40,87	28,02	21,47	25,03	29,03	50,66
15	4,59	44,13	40,24	27,15	22,22	25,26	25,59	53,08
16	4,42	43,17	39,46	29,17	21,45	25,07	23,59	42,68
17	5,45	36,81	36,28	33,17	23,73	24,05	24	39,14
18	7,45	37,15	32,85	29,49	21,61	26,51	25,62	39,5
19	8,15	41,4	24,91	32,07	22,57	23,46	29,02	37,36
20	11,61	40,01	33,11	26,88	24,89	20,28	28,78	35,68
21	10,02	37,48	37,95	25,5	23,9	24,22	23,85	34,67
22	4,42	32,42	42,4	27,45	23,81	20,54	23,37	36,39
23	3,13	24,98	46,23	23,53	26,48	15,16	25,12	38,09
24	2,88	28,13	45,72	24,19	26,99	14,71	23,17	35,81
25	3,58	29,39	42,13	24,78	26,81	11,99	23,85	29,41
26	3,29	28,91	46,04	24,37	26,01	15,18	28,76	30,98
27	1,84	28,41	49,86	26,94	24,42	13,39	28,15	31,54
28	2,42	34,46	51,78	27,02	24,99	8,67	26,87	32,08
29	3,3	37,71	52,62	26,29	26,83	10,39	28,05	34,74
30	2,25	38,02	53,01	25,97	26,15	8,74	29,55	36,02
31	1,66	39,78	52,59	25,11	24,44	7,95	30,81	35,19
32	2,25	37,37	49,76	25,4	23,47	8,28	31,37	35,26
33	6,53	34,43	49,68	26,44	25,76	11,33	31,42	34,12
34	9,94	34,42	51,15	29,82	26,12	16,76	32,24	35,75
35	16,11	35,43	57,37	33,03	25,58	16,82	34,17	36,44
36	22,7	34,18	58,39	32,18	25,2	16,27	34,7	37,16
37	16,94	31,19	52,95	30,34	25,11	19,87	34,47	40,47
38	16,85	32,94	40,84	32,51	26,24	17,1	36,1	37,56
39	8,78	33,66	37,15	30,33	24,85	17,08	34,41	39,15
40	8,88	35,23	47,22	27,3	28,31	14,43	33,99	38,65
41	13,76	37,34	40,12	30,09	31,96	18,31	32,43	38,17
42	20,41	36,83	42,05	29,27	34,83	23,41	32,82	41,04
43	17,41	36,64	42,5	27,89	36,9	25,82	28,11	37,85

44	10,88	38,87	43,92	28,65	38,83	26,6	24,16	34,26
45	4,63	45,41	45,96	30,03	44,1	24,94	27,55	35,96
46	6,61	42,16	47,37	30,78	37,24	22,96	29,75	35,86
47	2,1	40,97	50,99	33,5	36,29	24,94	32,41	38,72
48	10,52	41,94	50,75	38,14	35,78	27,01	32,31	37,03
49	18,19	38,39	47,97	29,92	33,13	20,86	33,16	36,21
50	23,14	36,89	54,31	33,36	34,77	20,45	31,21	35,66
51	22,64	37,53	55,61	31,31	28,92	23,65	30,61	30,99
52	14,82	35,51	50,48	28,01	28,02	11,91	30,51	28,63

12 kuukauden käyttöjakson menetetyt tulot sähköstä vuosihuollon eri ajankohtina

Ajankohta	Sähkön systeemi-hinta [€/MWh]	Menetetyt sähkötuo- tuotot tuotettua käyt- töjakson energiamää- rää kohden [€/MWh]	Menetetyt säh- köntuotot vuo- dessa [milj.€/a]	Menetetyt sähkön- tuotot laitosiälle [milj.€/60]
Vko 1-3	34,82	2,126	21,06	1263,58
Vko 2-4	35,63	2,175	21,55	1292,97
Vko 3-5	34,85	2,128	21,08	1264,70
Vko 4-6	33,33	2,035	20,16	1209,54
Vko 5-7	31,87	1,946	19,28	1156,60
Vko 6-8	31,45	1,920	19,02	1141,42
Vko 7-9	30,95	1,889	18,72	1122,96
Vko 8-10	31,06	1,896	18,79	1127,23
Vko 9-11	30,89	1,886	18,69	1121,10
Vko 10-12	30,35	1,853	18,36	1101,31
Vko 11-13	29,84	1,822	18,05	1082,80
Vko 12-14	29,78	1,818	18,01	1080,70
Vko 13-15	29,97	1,829	18,12	1087,40
Vko 14-16	29,63	1,809	17,92	1075,24
Vko 15-17	28,91	1,765	17,49	1049,18
Vko 16-18	27,99	1,709	16,93	1015,79
Vko 17-19	27,57	1,683	16,68	1000,57
Vko 18-20	27,52	1,680	16,64	998,46
Vko 19-21	27,41	1,673	16,58	994,55
Vko 20-22	27,07	1,652	16,37	982,24
Vko 21-23	26,30	1,605	15,90	954,24
Vko 22-24	25,63	1,565	15,50	930,06
Vko 23-25	24,84	1,517	15,03	901,55
Vko 24-26	24,88	1,519	15,05	902,78
Vko 25-27	25,00	1,526	15,12	907,25
Vko 26-28	25,68	1,568	15,53	931,97
Vko 27-29	26,37	1,610	15,95	956,75
Vko 28-30	27,00	1,648	16,33	979,67
Vko 29-31	27,38	1,672	16,56	993,64
Vko 30-32	27,10	1,654	16,39	983,40
Vko 31-33	27,10	1,654	16,39	983,40
Vko 32-34	27,88	1,702	16,86	1011,63
Vko 33-35	29,62	1,808	17,91	1074,82
Vko 34-36	31,33	1,913	18,95	1136,92
Vko 35-37	31,96	1,951	19,33	1159,81
Vko 36-38	31,34	1,913	18,96	1137,42
Vko 37-39	29,87	1,823	18,07	1083,94
Vko 38-40	29,15	1,779	17,63	1057,73
Vko 39-41	29,23	1,785	17,68	1060,82
Vko 40-42	30,70	1,874	18,57	1114,12

Vko 41-43	31,50	1,923	19,05	1143,01
Vko 42-44	31,66	1,933	19,15	1149,04
Vko 43-45	31,58	1,928	19,10	1145,90
Vko 44-46	31,56	1,927	19,09	1145,31
Vko 45-47	32,13	1,962	19,43	1166,10
Vko 46-48	32,76	2,000	19,81	1188,63
Vko 47-49	32,97	2,013	19,94	1196,34
Vko 48-50	33,38	2,038	20,19	1211,26
Vko 49-51	32,87	2,007	19,88	1192,79
Vko 50-52	31,62	1,930	19,13	1147,52
Vko 51-1	31,30	1,911	18,93	1135,80
Vko 52-2	31,83	1,943	19,25	1155,14

18 kuukauden käyttöjakson menetetyt tulot sähköstä vuosihuollon eri ajankohtina

Ajankohta	Sähkön systeemihinta [€/MWh]	Menetetyt sähköntuotot tuotettua käyttöjakson energiamäärää kohden [€/MWh]	Menetetyt sähköntuotot vuodessa [milj.€/a]	Menetetyt sähköntuotot laitosiälle [milj.€/60]
Vko 1-4 ja 27-30	30,78	1,503	15,07	904,07
Vko 2-5 ja 28-31	30,87	1,508	15,12	906,96
Vko 3-6 ja 29-32	30,78	1,504	15,07	904,18
Vko 4-7 ja 30-33	29,95	1,463	14,66	879,69
Vko 5-8 ja 31-34	29,64	1,448	14,51	870,66
Vko 6-9 ja 31-35	30,15	1,473	14,76	885,80
Vko 7-10 ja 32-36	30,68	1,499	15,02	901,31
Vko 8-11 ja 34-37	31,09	1,519	15,22	913,43
Vko 9-12 ja 35-38	31,04	1,516	15,20	911,81
Vko 10-13 ja 36-39	30,36	1,483	14,86	891,88
Vko 11-14 ja 37-40	29,80	1,456	14,59	875,27
Vko 12-15 ja 38-41	29,67	1,449	14,53	871,53
Vko 13-16 ja 39-42	29,85	1,458	14,61	876,90
Vko 14-17 ja 40-43	30,06	1,468	14,72	883,00
Vko 15-18 ja 41-44	29,94	1,463	14,66	879,54
Vko 16-19 ja 42-45	29,83	1,457	14,61	876,36
Vko 17-20 ja 43-46	29,59	1,445	14,49	869,16
Vko 18-21 ja 44-47	29,61	1,447	14,50	869,97
Vko 19-22 ja 45-48	29,90	1,460	14,64	878,20
Vko 20-23 ja 46-49	29,63	1,447	14,51	870,41
Vko 21-24 ja 47-50	29,59	1,445	14,49	869,22
Vko 22-25 ja 48-51	29,21	1,427	14,30	858,06
Vko 23-26 ja 49-52	28,38	1,387	13,90	833,81
Vko 24-27 ja 50-1	28,48	1,391	13,94	836,58
Vko 25-28 ja 51-2	28,65	1,400	14,03	841,60
Vko 26-29 ja 52-3	29,69	1,450	14,53	872,05

24 kuukauden käyttöjakson menetetyt tulot sähköstä vuosihuollon eri ajankohtina

Ajankohta	Sähkön systeemi-hinta [€/MWh]	Menetetyt sähkötuo- tuotot tuotettua käyt- töjakson energiamää- rää kohden [€/MWh]	Menetetyt säh- köntuotot vuo- dessa [milj.€/a]	Menetetyt sähkön- tuotot laitosiälle [milj.€/60]
Vko 1-4	34,91	1,496	15,08	904,92
Vko 2-5	34,70	1,487	14,99	899,50
Vko 3-6	34,36	1,473	14,84	890,65
Vko 4-7	32,70	1,401	14,13	847,61
Vko 5-8	31,57	1,353	13,64	818,31
Vko 6-9	31,43	1,347	13,58	814,72
Vko 7-10	31,00	1,329	13,39	803,51
Vko 8-11	30,84	1,322	13,32	799,29
Vko 9-12	30,60	1,312	13,22	793,23
Vko 10-13	30,17	1,293	13,03	782,00
Vko 11-14	29,88	1,280	12,91	774,37
Vko 12-15	29,91	1,282	12,92	775,18
Vko 13-16	29,63	1,270	12,80	768,03
Vko 14-17	29,18	1,251	12,61	756,35
Vko 15-18	28,57	1,224	12,34	740,40
Vko 16-19	27,84	1,193	12,03	721,52
Vko 17-20	27,59	1,183	11,92	715,22
Vko 18-21	27,44	1,176	11,85	711,14
Vko 19-22	27,14	1,163	11,73	703,54
Vko 20-23	26,64	1,142	11,51	690,40
Vko 21-24	26,02	1,115	11,24	674,50
Vko 22-25	25,22	1,081	10,90	653,72
Vko 23-26	24,99	1,071	10,80	647,84
Vko 24-27	25,05	1,074	10,82	649,32
Vko 25-28	25,26	1,083	10,91	654,74
Vko 26-29	26,13	1,120	11,29	677,41
Vko 27-30	26,64	1,142	11,51	690,51
Vko 28-31	27,05	1,159	11,68	701,02
Vko 29-32	27,20	1,166	11,75	704,97
Vko 30-33	27,19	1,165	11,75	704,79
Vko 31-34	27,71	1,187	11,97	718,15
Vko 32-35	28,88	1,238	12,47	748,46
Vko 33-36	30,36	1,301	13,12	787,03
Vko 34-37	31,35	1,344	13,54	812,65
Vko 35-38	31,48	1,349	13,60	815,84
Vko 36-39	30,55	1,309	13,20	791,91
Vko 37-40	29,72	1,274	12,84	770,23
Vko 38-41	29,43	1,261	12,71	762,81
Vko 39-42	30,07	1,289	12,99	779,43
Vko 40-43	30,94	1,326	13,36	801,88

Vko 41-44	31,32	1,342	13,53	811,73
Vko 42-45	31,83	1,364	13,75	825,01
Vko 43-46	31,58	1,353	13,64	818,59
Vko 44-47	31,79	1,363	13,73	824,09
Vko 45-48	32,65	1,399	14,10	846,22
Vko 46-49	32,62	1,398	14,09	845,61
Vko 47-50	33,16	1,421	14,32	859,43
Vko 48-51	33,20	1,423	14,34	860,51
Vko 49-52	31,77	1,362	13,73	823,58
Vko 50-1	31,91	1,367	13,78	826,99
Vko 51-2	32,04	1,373	13,84	830,44
Vko 52-3	33,24	1,424	14,36	861,51
